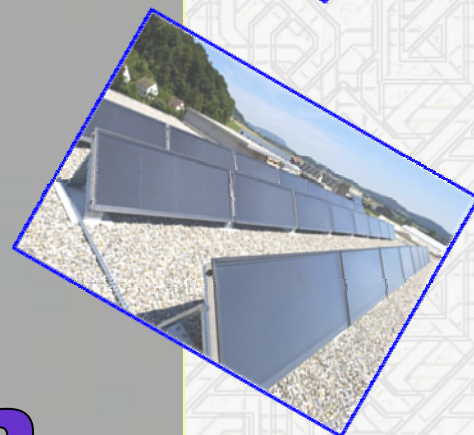
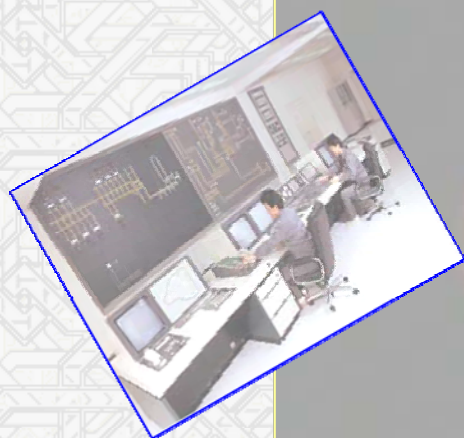




P r o c e e d i n g



International Conference on Electrical Networks

ICEN'10

Sidi Bel Abbès , September 28-29, 2010

ICEN'10 September 28-29, 2010

The International Conference on Electrical Networks

President of Conference

Prof. Mostéfa BRAHAMI

Honorary President

Prof, Dr. Abdennacer TOU

President of Sidi Bel-Abbès University

Co-Honorary Presidents

Prof. Samir HADJERI

Dean of Engineering Faculty

Dr. Houari Sayah

Electrical Engineering Department Chief

Organisation Committee

President

Dr. Medles Karim

Secretary of conference

Dr. Boubekour Dehiba

Members

Dr. Abdelber Bendaoud

Pr. Mostefa Brahami

Dr. Ahmed Massoum

Dr. Houari Sayah

Dr. Mohamed Abid

Dr. Farid Benhamida

Dr. Abderrahim Bentaallah

Dr. Abdelghani Ayad

Mr. Mohamed Miloudi

ICEN'10 September 28-29, 2010

The International Conference on Electrical Networks

Scientific Committee

President

Dr. Bendaoud Abdelber

Members

Al Hazouri Moustafa	Univ. Damas/Syria
Azoui Boubakeur	Univ. Batna/Algeria
Azzedine Hamid	USTO-Oran/Algeria
Azzouz Zinedine	USTO-Oran/Algeria
Baghli Lotfi	Univ. Tlemcen/Algeria
Bendaoud Abdelber	Univ. SBA/Algeria
Benhamida Farid	Univ. SBA/Algeria
Benkhoris Mohamed Fouad	U. Nantes/France
Benmimoun Youcef	U. Mascara/Algeria
Bensetti Mohamed	IRSEEM/ESIGELEC Rouen/France
Boubakeur Ahmed	ENP-Alger/Algeria
Boudour Mohamed	USTHB-Alger/Algeria
Bouthiba Tahar	USTO-Oran/Algeria
Bouzeboudja Hamid	USTO-Oran/Algeria
Brahmi Mostéfa	Univ. SBA/Algeria
Chaker Abdelkader	ENSET/Algeria
Dascalescu Lucien	Univ. Poitiers/France
Farzaneh Messaoud	U. Québec/Canada
Fellah Mohamed Karim	Univ. SBA/Algeria
Flazi Samir	USTO-Oran/Algeria
Fofana Issouf	U. Québec /Canada

Gherbi Fatima Zohra	Univ. SBA/Algeria
Ghezaili Mohamed	Sonelgaz/Algeria
Hadjeri Samir	Univ. SBA/Algeria
Hellal Abdelhafid	U. Laghouat/Algeria
Kotni Lahouari	USTO-Oran/Algeria
Lamchich Moulay Tahar	U. Marrakech/Morocco
Leulmi Salah	U. Skikda/Algeria
Lilien Jean Louis	U. Liège/Belgium
Mahi Djillali	Univ. Laghouat/Algeria
Medles Karim	Univ. SBA/Algeria
Meghnefi Fethi	U. Québec /Canada
Mekhaldi Abdelwahab	ENP-Alger/Algeria
Meslem Youcef	U.Tiaret/Algeria
Mokhnache Leila	U.Batna/Algeria
Moulai Hocine	USTHB-Alger /Algeria
Ouiddir Rabah	Univ. SBA/Algeria
Ould Abdesslam Djafar	U. Mulhouse/ France
Pirotte Pol	U. Liège/Belgium
Rahli Mustapha	USTO-Oran/Algeria
Sayah Houari	Univ. SBA/Algeria
Teguar Madjid	ENP-Alger/Algeria
Tilmatine Amar	Univ. SBA/Algeria
Urban Jean Philipe	Univ. Mulhouse/ France
Wira Patrice	Univ. Mulhouse/France
Zebelah Abdelkader	Univ. SBA/Algeria
Zehar Khaled	Univ. Bahrain
Zidi Sid Ahmed	Univ. SBA/Algeria

Sommaire

HVDC & Conduite et Gestion des Réseaux Electriques

<i>Study the best location of STATCOM to improve the voltage</i>	2
MERINI K. GHERBI FZ. HADJERI S. ELATRECH K. F. Univ-Sidi Bel Abbès	
<i>Voltage Stability assessment by SVC Device Via CPF</i>	8
BEKRI O. L. FELLAH M.K. BENKHORIS M.F Univ-Saida	
<i>The two modes of 48-pulses StatCom</i>	14
GHEZAL F. RAMIREZ J.M. HADJERI S. FELLAH M.K. Univ-Sidi Bel Abbès	
<i>Contribution à l'exploitation optimale d'un système électro-énergétique par les techniques de l'intelligence artificielle hybrides.</i>	20
BOUAKACHA R. BOUKADOUM A. LEULMI S. Univ-Skikda	
<i>Régulation optimale de la tension & compensation de la puissance réactive avec contraintes de sécurité, d'un réseau électrique, par la méthode hybride MPI & AG</i>	27
BOUKHENOUBA F. BOUKADOUM A. LEULMI A. LAOUAFI F. LEULMI S. MEZHOUD N. Univ-Skikda	
<i>Evaluation de la Stabilité Statique d'un Réseau Electrique par Programmation Evolutive</i>	33
HOUABES M. Univ-Annaba	
<i>Application de la méthode hybride RT/RS au problème d'engagement des turbines "Unit Commitment"</i>	37
MOHAMMEDI R. D. ARIF S. HELLAL A. Univ-Laghouat	
<i>Conception d'un logiciel pour l'étude du dispatching économique d'un réseau d'énergie électrique avec insertion du TCSC</i>	42
LAKDJA F. GHERBI F.Z. BERBER R. Univ-Saida	
<i>Etude de l'écoulement de puissance optimal par la méthode de Newton en présence des dispositifs FACTS (SVC)</i>	48
MEZHOUD N. BOUKADOUM A. LEULMI S. BOUKHENOUBA F. Univ-Skikda	
<i>Dispatching économique par les techniques hybrides QN - TLA dans les systèmes électro-énergétiques</i>	55
BOUAKACHA R. BOUKADOUM A. LEULMI S. LEULMI A. Univ-Skikda	
<i>Market Models and Nash Equilibrium Calculation in a Deregulated Electricity Market</i>	61
LADJICI A. A. BOUDOUR M. USTHB-Alger	
<i>Optimal Placement and Parameter Settings of Unified Power Flow Controller Device using a Perturbed Particle Swarm Optimization</i>	67
LAIFA A. BOUDOUR M. Univ-Skikda	

<i>Dispatching Economique du Réseau Electrique Algérien avec Considération de la Pollution</i> MAHDAD B. BENSALEM A. Univ-Biskra	73
<i>Hybridation Intégrative OEP/RS Appliquée à l'Ecoulement Optimal de la Puissance Réactive</i> LAHDEB M. ARIF S. HELLAL A. Univ-Laghouat	79
<i>A hybrid method of BGA and TS for economic dispatch of power systems</i> YOUNES M. SAYAH H. MHAMED L. ELBORDJI A. MAAMAR M. Univ-Sidi Bel Abbès	85
<i>Efficient meta heuristic for multi-stages expansion-planning problem of multi-task degradation power systems</i> HALAOUI I. CHAKER A. ENSET-ORAN	92
Transport de l'Energie Electrique	
<i>Three-Level Series Active Power Filter</i> ZELLOUMA L. SAAD S. Univ. Annaba	100
<i>Adaptive on-line learning and identification of harmonic currents with Adaline neural networks</i> NGAC K. N. WIRA P. OULD ABDESLAM D. DAMIEN F. JEAN M. Univ-Mulhouse, France	105
<i>Théorie du jeu coopératif et son application au calcul des pertes de transmissions</i> ELATRECHE KRATIMA F. GHERBI FZ. HADJERI S. MERINI K. Univ-Sidi Bel Abbès	111
<i>Application d'une nouvelle approche FMV pour la compensation active globale et sélective des harmoniques de courants</i> HAMOUDA N. HEMSAS K-E. Univ-Setif	116
<i>Etude de la Propagation des CPL (Outdoor) sur les lignes Electriques par Matrice [S]</i> SEKKI D. BOUDOUDA A. CHOUKI M. BOUFENNECHE L. KHEDIMALLAH S. NEKHOUL B. Univ-Jijel	121
<i>Conception d'un Code de Calcul « HPFCODE » pour Evaluer l'Influence des Harmoniques dans les Réseaux Electriques</i> SOULI A. HELLAL A. Centre de Recherche Nucléaire de Birine-Ghardaia	127
<i>Etude expérimentale des effets de la non sinusoidalité dans un mini Réseau autonome</i> MEKKI M. LABAR H. Univ-Annaba	133
<i>Propagation and Filtering of Harmonics in Electrical Networks</i> DJEGHADER Y. LABAR H. ZELLOUMA L. LABDANI R. Centre Univ-El Oued	138
<i>Commande adaptative avec identification neuronale par retour d'état (SSNN) du système UPFC pour la compensation des puissances active et réactive</i> BOUANANE A. CHAKER A. ZEBIRATE S. Univ. Saïda	144

<i>DGA Results Comparison between ANN Methods and Tested Sampling from Sonelgaz-GRTE Transformers Fleet</i>	150
BOUCHAOUI L. HEMSAS K.E. BENLAHNECHE S. Univ-Setif	
<i>Stabilité transitoire d'un système électrique multimachine par la théorie des catastrophes & les TLA</i>	156
BAHRI A. BOUKADOUM A. LEULMI S. AYACHI B. MEZHOUD N. Univ-Skikda	
<i>Advanced hybrid control technics applied on the power system stabilizer to enhance dynamic performances of electrical networks</i>	162
NACERI A. RAMDANI Y. BOUNOUA H. ABID M. Univ-Sidi Bel Abbès	
<i>Amélioration de la stabilité transitoire par l'utilisation des FACTS : UPFC</i>	169
AYACHI B. BOUKADOUM A. LEULMI S. BAHRI A. Univ-Skikda	
<i>Dissolved Oxygen and Moisture Removal System for Freely Breathing Transformers</i>	175
SABAU J. FOFANA I. HADJAJ Y. BRAHAMI M. Univ- Quebec, Canada	
<i>Comportement et Calcul du Champ Electromagnétique Engendré à Proximité de Lignes d'Energie Transportant des Signaux HF</i>	182
SLIMANI H. BENDAOUA A. BENSETTI M. MILOUDI H. BENZAZZA B. BENHAMIDA F. Univ-Sidi Bel Abbès	
<i>An Open Source Real-Time Power System Simulator with HIL</i>	188
BAGHLI L. GAETAN D. BENDALI S. LEVEQUE J. Univ-Tlemcen	
<i>Modélisation, Simulation et Analyse des Régimes de Fonctionnement et des Conditions d'Exploitation des Longues Lignes de Transport d'Energie Electrique `a Extra Haute Tension 400 kV et plus</i>	196
KOTNI L. USTOran	
<i>Three-Level Shunt Active Filter Compensating Harmonics and Reactive Power</i>	202
ZELLOUMA L. SAAD S. Univ-Annaba	
<i>Construction des Réseaux Electriques & Production Décentralisée</i>	
<i>Raccordement en énergie électrique des stations de pompage de la station de dessalement de Souk Telata -Tlemcen-</i>	208
NASSOUR K. BRAHAMI M. BENKOOEIR A. SAYAH H. Univ-Sidi Bel Abbès	
<i>Implémentation de la commande MPPT sur circuit FPGA utilisant les techniques intelligentes</i>	214
CHEKIREF F. LARBES C. BENDIB D. SAMARA Z. ENP-Alger	
<i>Design and implementation of a system for characterizing solar module</i>	219
DJERROUD S. BOUDGHENE STAMBOULI A. BENABADJI N. USTOran	
<i>Tracking of the optimal point of PV array through a DC/DC buck converter in a pumping solar system by fuzzy logic</i>	224
MAZOUZ N. MIDOUN A. USTOran	

<i>Commande MPPT et Contrôle d'un Système Photovoltaïque par la Logique Floue</i> AYACHE Z. BENDAOU A. SLIMANI H. BENAZZA B. MILOUDI H. BENTAALLAH A. Univ-Sidi Bel Abbès	229
<i>Etude de Comportement d'un Système de Protection lors de Couplage d'une Génératrice Eolienne sur Réseau de Distribution 10 KV</i> ZELLAGUI M. Sonelgaz-Constantine	235
Protection des réseaux Electriques & Distribution de l'énergie Electrique	
<i>Détection des défauts dans les lignes de transport par les RNA utilisant le MATLAB Simulink</i> BOURAGHDA S. BOUKADOUM A. LEULMI S. Univ-Skikda	242
<i>Réponse Transitoire d'un Réseau de Terre Simple Géométrie: Cas d'Electrodes Verticales</i> ROUIBAH T. BAYADI A. KAROUM K. Univ- Setif	246
<i>Impact d'une Onde de Foudre sur un Pylône Electrique</i> BOUFENNECHE L. CHOUKI M. KHEDIMALLAH S. BELILA H. SEKKI D. BOUDOUDA A. NEKHOUL B. Univ-Jijel	252
<i>Combined Economic and Emission Dispatch Using Big Bang–Big Crunch Optimization Algorithm</i> LABBI Y. BEN ATTOUS D. Centre Univ-El-Oued	258
<i>Optimal reactive power dispatch using efficient particle swarm optimization algorithm</i> MESSAOUDI A. BELKACEMI M. Univ-Djelfa	263
<i>Problématiques et identification des perturbations harmoniques dans un réseau basse tension</i> TADJER S. HABI I. Univ-Boumerdes	269
<i>Étude du Rayonnement Électromagnétique Émis par les CPL Parcourant les Lignes de Transports d'Énergie et le Réseau Domestique</i> KHEDIMALLAH S. CHOUKI M. BOUFENNECHE L. SEKKI D. BOUDOUDA I. NEKHOUL B. Univ-Jijel	274
<i>Analyse des Performances des Systèmes CPL par le Biais de la Fonction de Transfert du Réseau Électrique Domestique</i> KHEDIMALLAH S. BOUFENNECHE L. CHOUKI M. BLILA H. BENDAKIR A. H. NEKHOUL B. Univ-Jijel	280
<i>Rayonnement électromagnétique dans les câbles en faisceaux à basse tension</i> BENAZZA B. BENDAOU A. SLIMANI H. BENHAMIDA F. MILOUDI H. TILMATINE A. Univ-Sidi Bel Abbès	286
<i>Etude d'un poste de transformation HTA/BT de distribution d'énergie électrique</i> BRAHAMI I. S. BRAHAMI M. NASSOUR K. LARABI A. TILMATINE A. Sonelgaz-Tlemcen	292

HVDC & Conduite et Gestion des Réseaux Electriques

Study the best location of STATCOM to improve the voltage

K. Merini, F.Z. Gherbi, S. Hadjeri, K.F. Elatrech

Intelligent Control and Electrical Power Systems Laboratory ICEPS

Electrical Engineering Department

Djillali Liabes university, Sidi Bel Abbes, Algeria

k_controle@yahoo.fr

fz_gherbi@yahoo.fr

Abstract— This paper aims to investigate the best location of static Synchronous Compensator (STATCOM) controlled for power flow studies has been represented and improving voltage in the network. STATCOM is modeled as a controllable voltage source. To validate the effectiveness of the Newton–Raphson method algorithm was implemented to solve power flow equations in presence of STATCOM. Case studies are carried out on 26-bus system to demonstrate the performance of proposed models. Simulation results show the effectiveness and capability of STATCOM in improving voltage regulation in transmission systems; moreover the power solution using the Newton-Raphson algorithm developed. The STATCOM and the detailed simulation are performed using Matlab program.

Keywords –Power flow, Static synchronous compensator, Newton-Raphson, Matlab.

I. INTRODUCTION

As the world wide electric utility industry grow up with deregulation, utility transmission systems are reaching their limits, making the need for reliable power greater than ever. Due to deregulation, the need for new power flow controllers capable to increase transmission line capability through predefined corridor will certainly increase. Ideally, these new controllers should be able to control voltage level and increase power flow capability of transmission line to their secure loading with no reduction of system stability and security margins. The FACTS controllers come out with the ability of enhancing transmission system control, reliability, and operation, and also improve the distribution-system power quality [1]. The development and use of FACTS controllers in power transmission systems has led to many applications of these controllers to improve the

stability of power networks [2,3]. Thus, many studies have been carried out and reported in the literature on the use of these controllers in a variety of voltage and angle stability applications, proposing diverse control schemes and location techniques for voltage and angle oscillation control [3]. The STATCOM is one of the new generation flexible AC transmission systems (FACTS) devices with a promising future application, which is recognized to be one of the key advanced technologies of future power system. The technology of STATCOM improving system transmission capability has been successfully applied in power systems in developed countries, such as Japan, USA and Britain. In china, electrical resources mainly centralize in the west region, while electric power consumers centralize in southern foreland where developed. The inconsistency between the geography distribution of power resources and that of consumers demands long distant and high capable power transmission. The 500KV and even higher rank voltage power grid has been developed due to the requirements for long distant and high capable power transmission. The installation of STATCOM is suggested to support voltage at the middle of distant power transmission lines by the North China Power System (NCPS)[4].

The successful application of STATCOM home and abroad means the STATCOM is mature in technique. At present the researches on STATCOM mainly concentrate on modeling and controller design to STATCOM[5].

Now, for maximum utilization of any FACTS device in power system planning, operation and control, power flow solution of network that constraints of these devices is a fundamental requirement. As a result, many excellent research studies have been carried out in the literature for developing efficient load flow algorithm for FACTS devices (Narayana and Abdel Moamen, 2005; Yan and Skar , 2005).

The paper is organized as follows: first power flow equation derives the mathematical model of

STATCOM based on switching functions. Then the mathematical model is linearized using the method of Jacobian and the controllability for arbitrary operating point of STATCOM is proved. Finally the best location of STATCOM.

II. POWER FLOW EQUATION

Basically load flow problem involves solving the set of non-linear algebraic equations which represent the network under steady state conditions. The reliable solution of real life transmission and distribution net works is not a trivial matter and Newton-type methods, with their strong convergence characteristics, have proved most successful. To illustrate the power flow equations, the power flow across the general two-port network element connecting buses k and m shown in "Fig.1," is considered and the following equations are obtained. The injected active and reactive power at bus-k (P_k and Q_k) is:

$$P_k = G_{kk} V_k^2 + (G_{km} \cos \delta_{km} + B_{km} \sin \delta_{km}) V_k V_m \quad (1)$$

$$Q_k = -B_{kk} V_k^2 + (G_{km} \sin \delta_{km} - B_{km} \cos \delta_{km}) V_k V_m \quad (2)$$

$$P_k = G_{mm} V_m^2 + (G_{mk} \cos \delta_{mk} + B_{mk} \sin \delta_{mk}) V_k V_m \quad (3)$$

$$Q_k = -B_{mm} V_m^2 + (G_{mk} \sin \delta_{mk} - B_{mk} \cos \delta_{mk}) V_k V_m \quad (4)$$

Where:

$$\delta_{km} = \delta_k - \delta_m = -\delta_m$$

$$Y_{kk} = Y_{mm} = G_{kk} + jB_{kk} = Y_{k0} + Y_{km}$$

$$Y_{km} = Y_{mk} = G_{mk} + jB_{km} = -Y_{mk}$$

The nodal power flow equations:

$$\begin{aligned} P &= f(V, \theta, G, B) \\ Q &= g(V, \theta, G, B) \end{aligned} \quad (5)$$

And their linearization around a base point, (P^0, Q^0):

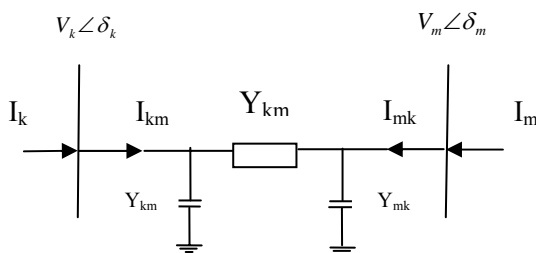


Fig. 1 General two-port network

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^i = [J]^i \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}^i \quad (6)$$

Where, P and Q are vectors of real and reactive nodal power injections as a function of nodal voltage magnitudes V and angles θ and network conductances G and susceptances B.

$\Delta P = P_{\text{spec}} - P_{\text{cal}}$ is the real power mismatch vector, $\Delta Q = Q_{\text{spec}} - Q_{\text{cal}}$ is the reactive power mismatch vector, $\Delta \theta$ and ΔV are the vectors of incremental changes in nodal voltage magnitudes and angles, J is the matrix of partial derivatives of real and reactive power with respect to voltage magnitudes and angle i indicates the iteration number.

Incorporation of FACTS devices in an existing load flow algorithm results in increased complexity of programming due to the following reasons (Suman et al., 2007):

- New terms owing to the contributions from the FACTS devices need to be included in the existing power flow equations of the concerned buses. These terms necessitate modification of existing power flow codes

- New power flow equations related to the FACTS devices come into the picture, which dictate formulation of separate subroutine(s) for computing them

- The system Jacobian matrix contains entirely new Jacobian sub-blocks exclusively related to the FACTS devices. Therefore, new codes have to be written for computation of these Jacobian sub-blocks

The increase in the dimension of Jacobian matrix, compared with the case when there are no power system controllers, is proportional to the number and kind of such controllers. The simultaneous equations for the networks and power system state variables are (Acha et al., 2004):

$$f(X_{\text{nsys}}, R_{\text{nf}})$$

$$(7)$$

$$g(X_{\text{nsys}}, R_{\text{nf}})$$

Where:

X_{nsys} = Network state variables i.e., (voltage magnitudes and phase angles)

R_{nf} = Power system controller variables.

III. THE STRUCTURE OF A STATCOM

1. The voltage converter

The simplest structure of a STATCOM is given in "Fig. 2".

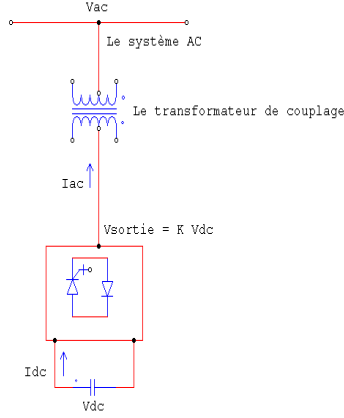


Fig. 2 The model of a STATCOM

The STATCOM consists of a coupling transformer, a voltage converter, and a source of storage for the DC side [6], [7]. The coupling transformer has two roles [6]:

- Linking the system with STATCOM AC
- The link inductor has the advantage that the source DC is not short-circuited

The STATCOM can consist of a power inverter "CSI: current source inverter", but for cost and current is unidirectional, it is preferable to use a voltage converter; virtually is the most used [6], [8], [9]. The inverter constituting the STATCOM can be composed of GTO or the IGBT.

2. The static characteristic of a STATCOM

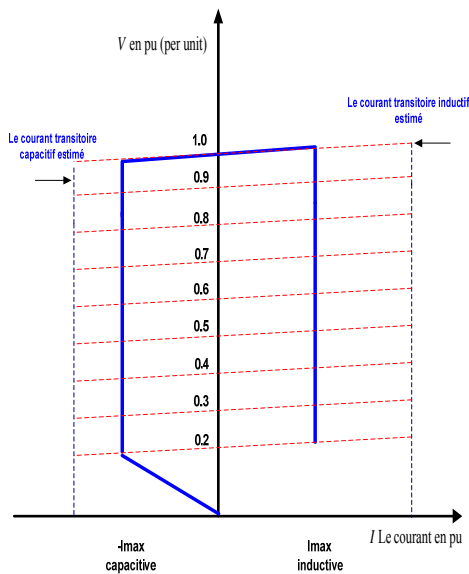


Fig. 3 The static characteristic of STATCOM

"Fig. 3," show the static characteristic of a STATCOM. It is capable of controlling its current estimated maximum regardless of system voltage AC is a medium voltage in case of major system disturbances. "Fig. 3," show the ability of STATCOM to maintain as the capacitive current at voltages very low system [10], [11]. The estimated value of the current spike in the inductive side is greater than the rated capacitive switching is the natural GTO used in the inductive side, it is limited by the current of the diode, but in the side this capacitive current is determined by switching drilled GTO used[8], [12].

IV. POWER SYSTEM WITH STATCOM

"Fig. 4," shows the circuit model of a STATCOM connected to Bus k of an N-Bus power. The STATCOM is modeled as acontrollable voltage source (E_{stat}) inseries with impedance (Y_{stat} Ying et al.,2002). The real part of this impedance represents the ohmic losses of the power electronics devices and the coupling transformer, while the imaginary part of this impedance represents the leakage reactance of the coupling transformer. Assume that the STATCOM is operating in voltage control mode. This means that the STATCOM absorbs proper amount of reactive power from. the power system to keep $|V_k|$ constant for all power system loading within reasonable range. The ohmic loss of the STATCOM is accounted by considering the real part of Y_{stat} in power flow calculations. The net active/raective power injection at. Bus k including the local load, before addition of the STATCOM, is shown by $P_k + jQ_k$.

The power flow equations of the system with STATCOM connected to Bus k, can written as:

$$P_k = P_{stat} + \sum_{j=1}^N |V_k| |V_j| |Y_{kj}| \cos(\delta_k - \delta_j - \theta_{kj}) \quad (8)$$

$$Q_k = Q_{stat} + \sum_{j=1}^N |V_k| |V_j| |Y_{kj}| \sin(\delta_k - \delta_j - \theta_{kj}) \quad (9)$$

$$P_{stat} = G_{stat} + |V_k|^2 - |V_k| |E_{stat}| |Y_{stat}| \cos(\delta_k - \delta_{stat} - \theta_{stat}) \quad (10)$$

$$Q_{stat} = B_{stat} + |V_k|^2 - |V_k| |E_{stat}| |Y_{stat}| \sin(\delta_k - \delta_{stat} - \theta_{stat}) \quad (11)$$

Where,

$|E_{stat}|$, $|Y_{stat}|$ and θ_{stat} are shown in "Fig. 4".

Addition of STATCOM introduces two new variables $|E_{stat}|$ and δ_{stat} ; however, $|V_k|$, is now known. Thus, one more equation is needed to solve the power flow problem.

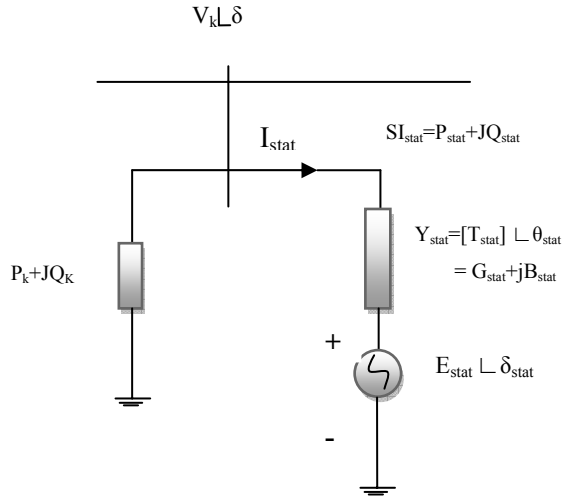


Fig. 4 steady state model of STATCOM

Equation (11) is found using the fact the power consumed by the source E_{stat} (P_{Estat}) must be zero in steady state. Thus the equation for P_{Estat} is can written as:

$$P_{Estat} = \text{Rea}[E_{stat} I^*] = -G_{stat} |E_{stat}|^2 + |V_k| |E_{stat}| |Y_{stat}| \cos(\delta_k - \delta_{stat} - \theta_{stat}) = 0 \quad (12)$$

Using these power equations, The linearized STATCOM model is given below:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \\ \Delta P_{stat} \\ \Delta Q_{stat} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial V_k} & \frac{\partial P_k}{\partial \delta_{stat}} & \frac{\partial P_k}{\partial V_{stat}} \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_{stat}} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_{stat}} \\ \frac{\partial P_{stat}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_{stat}}{\partial V_k} & \frac{\partial P_{stat}}{\partial \delta_{stat}} & \frac{\partial P_{stat}}{\partial V_{stat}} \\ \frac{\partial Q_{stat}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_{stat}}{\partial V_k} & \frac{\partial Q_{stat}}{\partial \delta_{stat}} & \frac{\partial Q_{stat}}{\partial V_{stat}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta V_k \\ \Delta \delta_{stat} \\ \Delta V_{stat} \end{bmatrix} \quad (13)$$

V. SIMULATION RESULTS

The system without the STATCOM has 7 buses with voltages below 0.98 p.u. Once the STATCOM is connected to the buses 10 and 24 the voltages improve at the all buses except one bus below at 0.98 Per-Unit (p.u). Table 1 and "fig. 5," shows the results for the voltage before and after the STATCOM placement.

Table 1: Voltage results with and without STATCOM

Bus N°	V Per-Unit (pu) without STATCOM	V Per-Unit (pu) with STATCOM
1	1,0250	1,0250
2	1,0200	1,0200
3	1,0194	1,0194
4	1,0444	1,0477
5	1,0450	1,0450
6	0,9997	1,0000
7	0,9959	0,9967
8	1,0000	0,9900
9	1,0080	1,0146
10	0,9867	0,9996
11	1,0000	0,9900
12	0,9901	0,9961
13	1,0000	1,0100
14	0,9902	0,9926
15	0,9830	0,9872
16	0,9757	0,9844
17	0,9853	0,9894
18	1,0076	1,0082
19	1,0034	1,0100
20	0,9775	1,0000
21	0,9765	0,9854
22	0,9754	0,9911
23	0,9755	0,9860
24	0,9669	0,9783
25	0,9744	0,9815
26	0,9958	0,9958

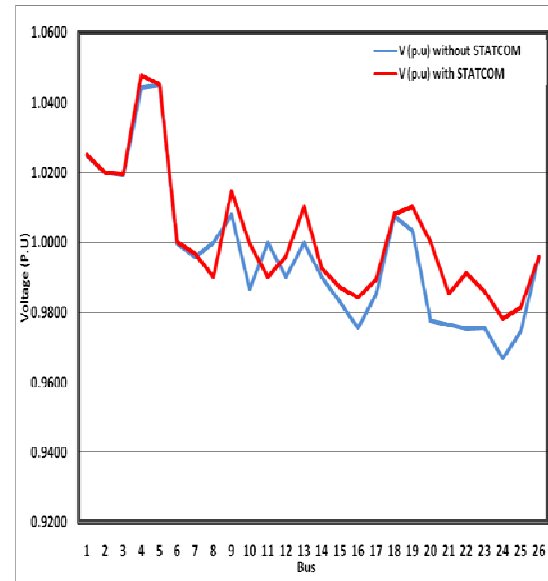


Fig. 5 Location of STATCOM at bus 10-20

Case 2: When the STATCOM is connected to buses 20 and 24. Note also that voltage value of the bus which the STATCOM is connected is sufficient to improve all other voltages and all buses superior at 0.98 Per-Unit (p.u). Table 2 and "fig. 6," shows the results of simulation. We concluded that location of STATCOM at the bus 20-24 gives a better result as the first case.

Table2: Voltage results with and without STATCOM
(best location)

Bus N°	V Per-Unit (pu) without STATCOM	V Per-Unit (pu) with STATCOM
1	1,0250	1,0250
2	1,0200	1,0200
3	1,0194	1,0194
4	1,0444	1,0480
5	1,0450	1,0450
6	0,9997	1,0029
7	0,9959	0,9972
8	1,0000	0,9900
9	1,0080	1,0154
10	0,9867	1,0080
11	1,0000	1,0100
12	0,9901	0,9966
13	1,0000	1,0100
14	0,9902	0,9928
15	0,9830	0,9875
16	0,9757	0,9847
17	0,9853	0,9905
18	1,0076	1,0092
19	1,0034	1,0174
20	0,9775	1,0000
21	0,9765	0,9923
22	0,9754	0,9952
23	0,9755	0,9913
24	0,9669	1,0000
25	0,9744	0,9862
26	0,9958	0,9958

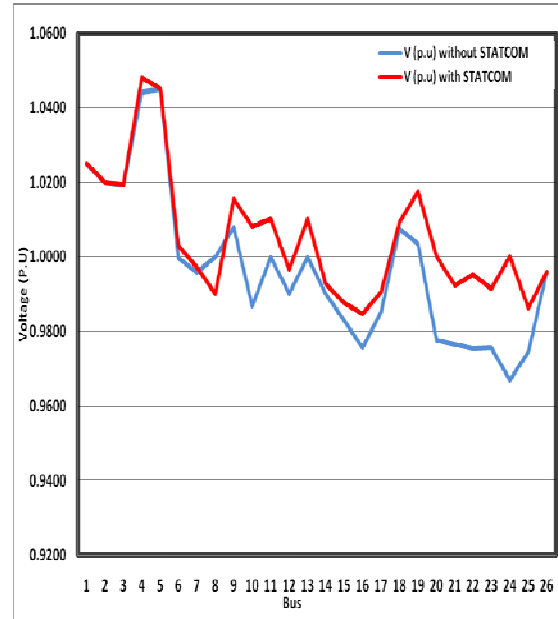


Fig. 6 Location of STATCOM at bus 20-24

VI. CONCLUSION

Modern power systems, which have several generating plants and an extremely high number of consumers, employ a variety of transmission and distribution voltages. They cover large geographic territories and have a number of interconnection and distribution points through which the electric energy is transmitted or delivered. At any point where a range of voltage level is required, transformer or/and static compensators can be used. Transformers and static compensators are used for voltage regulation at different points in the transmission system with static compensator being seen as the more economical and faster approach.

This paper aims to investigate the best location of static Synchronous Compensator (STATCOM) controlled for power flow studies has been represented and improving voltage in the network. STATCOM is modelled as a controllable voltage source. To validate the effectiveness of the Newton–Raphson method algorithm was implemented to solve power flow equations in presence of STATCOM. Case studies are carried out on 26-bus system to demonstrate the performance of proposed models. Simulation results show the effectiveness and capability of STATCOM in improving voltage regulation in transmission systems; moreover the power solution using the Newton-Raphson algorithm developed. The STATCOM and the detailed simulation are performed using Matlab program.

REFERENCES

- [1] M.O. Hassan, S.J. Cheng and Z.A. Zakaria "Steady-state modeling of static synchronous compensator and thyristor controlled series compensator for power flow analysis". *Information Technology Journal* 8(3), 2009, pp. 347-353.
- [2] N.Mithulananthan, C. A. Cañizares and J. Reeve, 'Comparison of PSS, SVC and STATCOM controllers for damping power system oscillation', *IEEE Trans. Power Syst.*, 18 (2003), 786–792.
- [3] L. J. Cai, I. Erlich, G. Stamtsis, "Optimal choice and allocation of FACTS devices in deregulated electricity market using genetic algorithms," 2004 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, vol. 1, Oct. 2004, pp. 201 - 207.
- [4] P. Bhasaputra, W. Ongsakul, "Optimal power flow with multi-type of FACTS devices by hybrid TS/SA approach," 2002 IEEE International Conference on Industrial Technology, vol. 1, Dec 2002, pp. 285 – 290.
- [5] Larsen EV, Sanchez-Gasca J J, Chow J H. Concept for Design of FACTS Controller to Damp Power Swings *IEEE Trans on PWRs*, 1995, 10(2):948–956.
- [6] Iswaran Sothandara Kumar, « flexible alternating current transmission systems: static synchronous compensator (statcom) » thèse Bachelors. Novembre 2005, Curtin University of Technology, Western Austrlie.
- [7] Ricardo Dávalos Marín « Detailed analysis of a multi-pulse STATCOM » thèse Pre- doctoral, Guadalajara, Jalisco, Mexique. Mai 2003.
- [8] Edvina Uzunovic « EMTF, Transient Stability and Power Flow Models and Control of VSC Based Facts controllers ». Université de Waterloo, Waterloo Ontario, Canada Thèse PHD , 2001.
- [9] M.S. El-Moursi. A.M. Sharaf « Novel reactive power controllers for the STATCOM and SSSC », IEEE Department of Electrical and Computer Engineering, University of New Brunswick, P.O. Box 4400-UNB, Fredericton, NB, Canada, revue Electric Power system research , p 228-241 ,2006.
- [10]Emmanuelle CATZ« Evolution technique du système FACTS ». Journées Electrotechnique du Club EEA Supelec, le 15 mars 2006.
- [11]Eskandar Gholipour Shahraki « Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques » thèse pour l'obtention du titre de Docteur de l'Université Henri Poincaré, Nancy-I en Génie Electrique Soutenue publiquement le 13 Octobre 2003.
- [12] Krishnat V. Patii « *Dynamic compensation of electrical power systems using a new BVSI statcom* » thèse pour l'obtention de Doctor of Philosophy. Faculty of Graduate Studies the University of Western Ontario London, Ontario Mars 1999.

Voltage Stability assessment by SVC Device Via CPF

O. L. BEKRI *, M.K. FELLAH** and M. F. BENKHORIS ***

* ICEPS laboratory (Intelligent Control & Electrical Power Systems), Faculty of Sciences and Technology, University Dr. Moulay Tahar, Saïda, Algeria, Email: loubabab@yahoo.fr

** ICEPS laboratory (Intelligent Control & Electrical Power Systems), Electrical Engineering Department, Engineering Sciences Faculty, Sidi Bel-Abbes University, Algeria, Email: mkfellah@yahoo.fr

*** IREENA Laboratory, Ecole Polytechnique de Nantes, France

Abstract – one of the major causes of voltage (load) instability is the reactive power limit of the system. Improving the system's reactive power handling capacity via Flexible AC transmission system (FACTS) devices is a remedy for prevention of voltage instability and hence voltage collapse. In this paper, the effects of Static Var Compensator (SVC) in static voltage stability margin enhancement will be studied. Based on results at the point of collapse, design strategies are proposed for this device, so that its location dimensions can be optimally defined to increase system loadability. The IEEE14 bus test system is used to illustrate the application of SVC model and techniques.

Keywords – FACTS, SVC, CPF, Voltage Stability.

I. INTRODUCTION

In recent years, the increase in peak load demand and power transfers between utilities has elevated concerns about system voltage security.

Voltage stability can also be called "load stability" [1]. Voltage stability is a problem in power systems which are heavily loaded, faulted or have a shortage of reactive power. The nature of voltage stability can be analysed by examining the production, transmission and consumption of reactive power. The problem of voltage stability concerns the whole power system, although it usually has a large involvement in one critical area of the power system.

The main factor causing voltage instability is the inability of the power system to meet the demands for reactive power in the heavily stressed systems to keep desired voltages. The loadability of a bus in the power system depends on the reactive power support that the bus can receive from the system. As the system approaches the maximum loading point or voltage collapse point, both real and reactive power losses increase rapidly. Therefore, the reactive power supports have to be local and adequate.

There are two types of voltage stability based on the time frame of simulation: static voltage stability and dynamic voltage stability. Static analysis involves only the solution of algebraic equations and therefore is computationally less extensive than dynamic analysis. Static voltage stability is ideal for the bulk of studies in which voltage stability limit for many pre-

contingency and post-contingency cases must be determined.

In static voltage stability, slowly developing changes in the power system occur that eventually lead to a shortage of reactive power and declining voltage. This phenomenon can be seen from the plot of the power transferred versus the voltage at receiving end. The plots are popularly referred to as P-V curve or "Nose" curve. As the power transfer increases, the voltage at the receiving end decreases. Eventually, the critical (nose) point, the point at which the system reactive power is short in supply, is reached where any further increase in active power transfer will lead to very rapid decrease in voltage magnitude. Before reaching the critical point, the large voltage drop due to heavy reactive power losses can be observed.

The only way to save the system from voltage collapse is to reduce the reactive power load or add additional reactive power prior to reaching the point of voltage collapse [2].

Voltage collapse phenomena in power systems have become one of the important concerns in the power industry over the last two decades, as this has been the major reason for several major blackouts that have occurred throughout the world including the recent Northeast Power outage in North America in August 2003 [3]. Point of collapse method and continuation method are used for voltage collapse studies [4].

Of these two techniques continuation power flow method is used for voltage analysis. These techniques involve the identification of the system equilibrium points or voltage collapse points where the related power flow Jacobian becomes singular [5, 6].

The flexible AC transmission system (FACTS) has received much attention in the last 2 decades. It uses high current power electronic devices to control the voltage, power flow, stability, etc. of a transmission system. FACTS devices can be connected to a transmission line in various ways, such as in series, shunt, or a combination of series and shunt. For example, the static VAR compensator (SVC) and static synchronous compensator (STATCOM) are connected in shunt; static synchronous series compensator (SSSC) and thyristor controlled series

capacitor (TCSC) are connected in series; thyristor controlled phase shifting transformer (TCPST) and unified power flow controller (UPFC) are connected in a series and shunt combination.

Canizares and Faur studied the effects of SVC and TCSC on voltage collapse [7]. Study of STATCOM and UPFC Controllers for Voltage Stability Evaluated by Saddle-Node Bifurcation Analysis is carry out in [8].

In this paper find the optimal location and rating of the SVC device and a continuation power flow is used to evaluate the effects of SVC on the system loadability for power systems.

Rest of the paper is organized as follows: Section II introduces the basic mathematical tools required for the analysis of voltage collapse phenomena.

FACTS modeling is presented in section III.

In section IV, some interesting results are presented along with detailed discussion finally; our contributions and conclusions are summarized in Section V.

II. VOLTAGE COLLAPSE

Voltage collapse studies and their related tools are typically based on the following general mathematical description of the system [9]:

$$\begin{aligned}\dot{x} &= f(\dot{x}, y, \lambda, p) \\ 0 &= g(x, y, \lambda, p)\end{aligned}\quad (1)$$

where

$x \in \mathcal{R}^n$ Represents the system state variables, corresponding to dynamical states of generators, loads, and any other time varying element in the system, such as FACTS controllers;

$y \in \mathcal{R}^n$ Corresponds to the algebraic variables, usually associated to the transmission system and steady-state element models, such as some generating sources and loads in the network.

$\lambda \in \mathcal{R}^k$ Stand for a set of uncontrolled parameters that drive the system to collapse, which are typically used to system demand.

Vector $p \in \mathcal{R}^k$ is used here to represent system parameters that are directly controllable, such as shunt and series compensation levels.

Based on (1), the collapse point may be defined, under certain assumptions, as the equilibrium point where the related system Jacobian is singular, i.e., the

point $(x_0, y_0, \lambda_0, p_0)$ where

$$\begin{bmatrix} f(x, y, \lambda, p) \\ g(x, y, \lambda, p) \end{bmatrix} = F(z, \lambda, p) = 0 \quad (2)$$

And $D_z F|_0$ has a zero eigenvalue (or zero singular value) [12]. This equilibrium is typically associated to a saddle-node bifurcation point [10].

For a given set of controllable parameters p_0 , voltage collapse studies usually concentrate on determining the collapse or bifurcation point (x_0, y_0, λ_0) , where λ_0 typically corresponds to the maximum loading level or loadability margin in p.u., %, MW, Mvar or MVA, depending on how the load variations are modeled and defined. Based on bifurcation theory, two basic tools are typically applied to the computation of the collapse point, namely, direct and continuation methods.

In voltage collapse studies, the continuation method shows many advantages, so, most of the reaserchers apply this technique to trace voltage profile at various buses of the test power system, with respect to changes of loading level λ , namely, Continuation Power Flow (CPF).

In this paper the continuation power flow algorithm with smooth changes of loading level at various buses of the system, is chosen for simulation purpose.

III. FACTS MODELING

Each model is described by a set of differential algebraic equations :

$$\begin{aligned}\dot{X}_c &= f(X_c, X_s, V, \theta, u) \\ \dot{X}_s &= f(X_c, X_s, V, \theta) \\ P &= g_p(X_c, X_s, V, \theta) \\ Q &= g_q(X_c, X_s, V, \theta)\end{aligned}\quad (3)$$

Where:

X_c is the control system variable,

X_s is the controlled state variable (e.g firing angle)

V and θ are the voltage amplitude and phases at the buses at which the components are connected.

u represents the input control parameters, such as reference power flows. FACTS models are based on what was proposed in [11].

A. STATIC VAR COMPENSATION (SVC)

The two most popular configuration of this type of shunt controller are the fixed capacitor (FC) with a thyristor controlled reactor (TCR) and the thyristor switched capacitor (TSC) with TCR. Among these two setups, the second (TSC-TCR) minimizes stand-by losses; however from a steady-state point of view, this is equivalent to the FC-TCR. In this paper, the FC-TCR structure is used for analysis of SVC which is shown in figure 1.

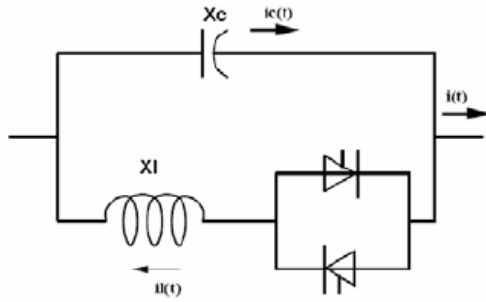


Fig. 1 Equivalent FC-TCR circuit of SVC.

The TCR consists of a fixed reactor of inductance L and a bi-directional thyristor valve that are fired symmetrically in an angle control range of 90° to 180° , with respect to the SVC voltage.

Assuming controller voltage equal to the bus voltage and performing a Fourier series analysis on the inductor current wave form, the TCR at fundamental frequency can be considered to act like variable inductance given by [7]:

$$X_v = X_L \frac{\pi}{2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha} \quad (4)$$

Where, X_L is the reactance caused by the fundamental frequency without thyristor control and α is the firing angle.

Hence, the total equivalent impedance of the controller can be represented as:

$$X_e = X_c \frac{\pi / r_x}{\sin 2\alpha + 2\alpha + \pi(2 - \frac{1}{r_x})} \quad (5)$$

Where $r_x = X_c / X_L$. The limits of the controller are given by the firing angle limits, which are fixed by design. The typical steady-state control law of a SVC used here is depicted in figure 2, and may be represented by the following voltage-current characteristic:

$$V = V_{ref} + X_{SL} I \quad (6)$$

Where V and I stand for the total controller RMS voltage and current magnitudes, respectively, and V_{ref} represent a reference voltage.

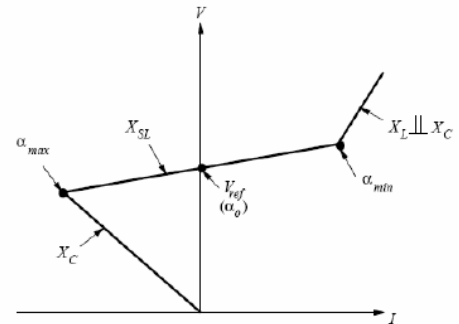


Fig. 2 Typical steady state V-I characteristic of a SVC.

Typical values for the slope X_{SL} are in the range of 2 to 5 %, with respect to the SVC base; this is needed to avoid hitting limits for small variations of the bus voltage. A typical value for the controlled voltage range is $\pm 5\%$ about V_{ref} [7]. At the firing angle limits, the SVC is transformed into a fixed reactance.

IV. SIMULATION RESULTS

A IEEE 14-bus test system as shown in figure 3 is used for voltage stability studies. The test system consists of five generators and eleven PQ bus (or load bus). The simulation use a PSAT simulation software [12]. PSAT is a power system analysis software,

which has many features including power flow and continuation power flow. Using continuation power flow feature of PSAT, voltage stability of the test system is investigated.

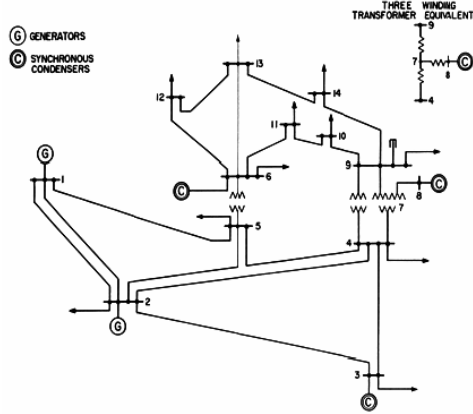


Fig. 3 The IEEE 14-bus test system

A. LOCATION OF SVC

The behaviour of the test system with and without SVC under different loading conditions is studied.

The location of the SVC device is determined through CPF technique. A typical PQ model is used for the loads and the generator limits are ignored.

Voltage stability analysis is performed by starting from an initial stable operating point and then increasing the loads by a factor λ until singular point of power flow linearization is reached. The loads are defined as

$$P_1 = \lambda P_0$$

$$Q_1 = \lambda Q_0$$

where P_0 and Q_0 are the active and reactive base loads, whereas P_1 and Q_1 are the active and reactive loads at bus 1 for the current operating point as defined by λ .

From the CPF analyses which are shown in the figure 4, the buses 4, 5, 9 and 14 are the critical buses. Figure 5 shows PV curves for the critical buses for 14-bus test system without SVC.

Maximum loading point or bifurcation point where the Jacobian matrix becomes singular occurs at $\lambda = 2.76$, bus 14 is indicated as the critical voltage bus needing Q support

Whereas figure 6 shows the P-V curves at bus 14 for different contingencies for the IEEE 14-bus test system.

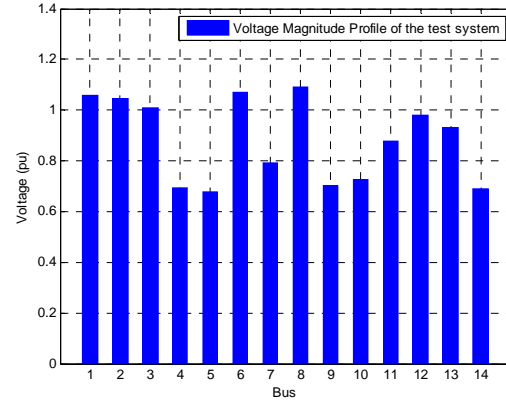


Fig. 4 Voltage Profile of IEE 14 Bus system

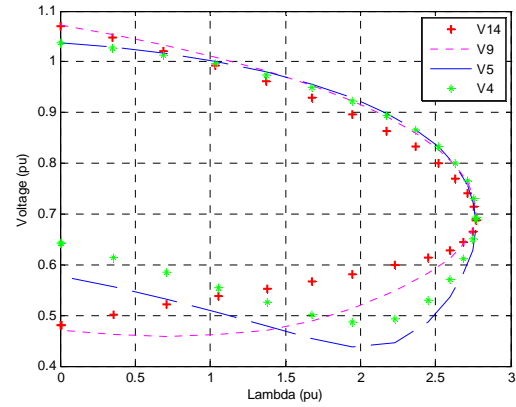


Fig. 5 PV curve for 14 bus system without SVC

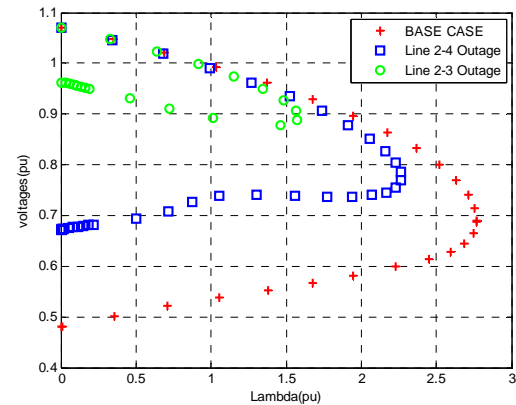


Fig. 6 PV curve at bus 14 for different contingencies

B. DESIGN OF SVC

After the optimal location of the SVC was determined to be at bus 14, the ratings of the SVC have to be chosen. It is to be expected that by introducing a SVC at that location. The voltage profiles will be flatter and the loadability margin of the system will increase. Assuming a typical control

range for the voltage at that bus, i.e., $\pm 5\%$, one can treat that bus as a PV bus with the voltage fixed at 0.95 p.u. This means placing a reactive power source, i.e; a synchronous compensator, at that bus. Considering that the SVC has to control the voltage at the loading level where the system without the SVC collapses, the required reactive power injection at that bus is found from the power flow. This is the maximum capacitive rating of the SVC.

If the inductive power rating of the SVC is considered equal to the capacitive rating at 1.05 p.u. bus voltage, then the inductive reactance

X_L of the SVC is 55% of the capacitive reactance X_C [11].

C. PV curve for the system

The voltage profiles for the system with the SVC at bus 14 are shown in figure 7. As expected, the bifurcation for the system with the SVC placed at bus 14 occurs at a higher load value, i.e., $\lambda = 2.85$.

Also, the voltage profiles are much flatter within the control limits of the SVC. Which are reached by design at approximately the previous bifurcation value $\lambda = 2.76$.

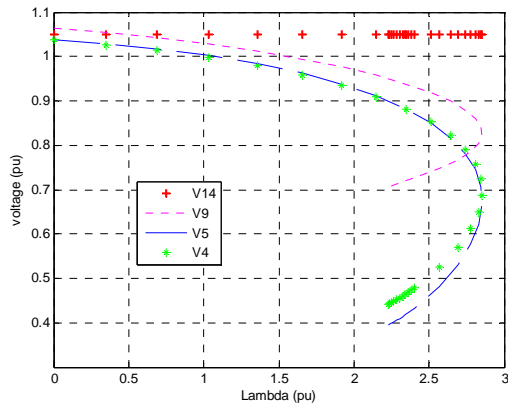


Fig. 7 PV curve for 14 bus system with SVC at bus 14

Voltages profiles of base case and system with SVC are illustrated in figure 8. It is obviously from figure 8 SVC provides a better voltage profile at the collapse point. This is due to the reason that the SVC is installed at the weakest bus.

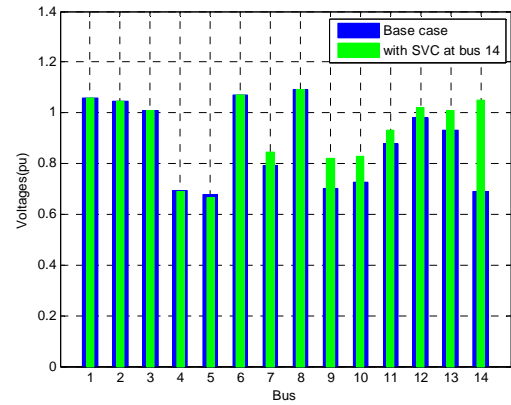


Fig. 8. Voltage Profile of system with SVC

The nose curves for the system with the same SVC located now at bus 9 are shown in figure 9. The controlled range of the voltages is considerably less than for the SVC placed at bus 14. Furthermore, the bifurcation occurs at a lower load value of $\lambda = 2.82$.

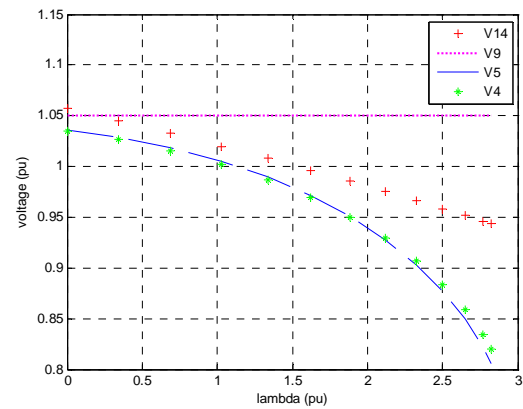


Fig. 9 PV curve for 14 bus system with SVC at bus 9

D. Voltages Profiles for line 2-3 outage

Voltages profiles at the collapse point for line 2-3 outage and system with SVC are illustrated in figure 10. From figure 10, SVC provides a better voltage profile at the collapse point.

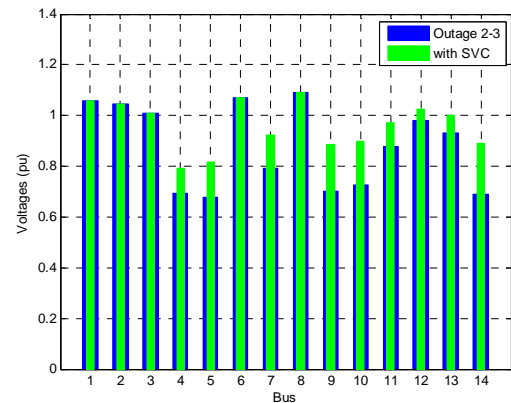


Fig. 10 Voltage Profile of line 2-3 outage with SVC

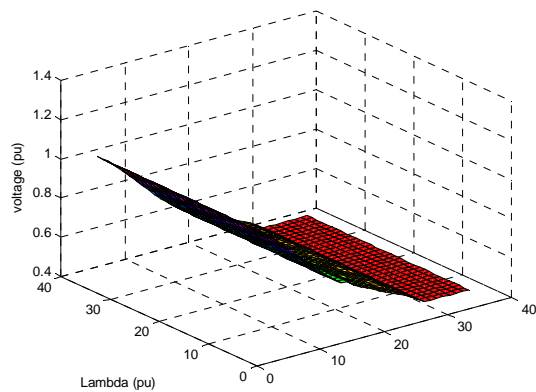


Fig.11. PV surface for bus number 14 of 14-bus test system without SVC

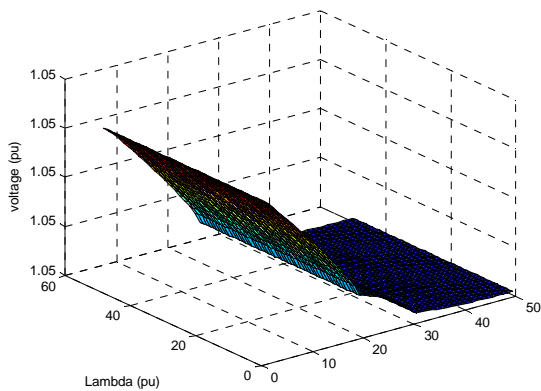


Fig. 12. PV surface for bus number 14 of 14-bus test system with SVC

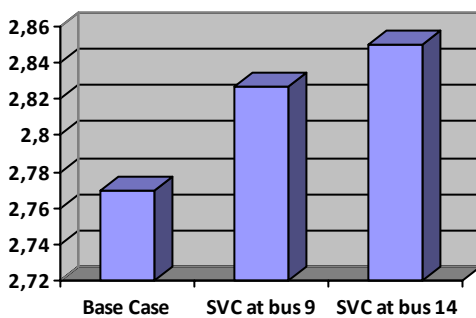


Fig. 13. Maximum loading point with SVC device

V. CONCLUSION

The results presented in this paper clearly show how SVC can be used to increase system loadability in practical power system. The test system requires reactive power the most at the weakest bus, which is located in the distribution level. Introducing reactive power at this bus using SVC can improve loading margin the most. In this paper adequate models for the SVC in the steady state studies are presented and thoroughly discussed. Hence, a technique to identify the optimal placement of the SVC device and related

equations are derived. The results of simulations on the IEEE 14 bus test system have clearly shown that how SVC device increased the buses voltage, power limits, line powers, and loading capability of the network.

V. APPENDIX

PV surface of bus 14 of the IEEE 14- bus test system is without and with SVC shown in figures 11-12.

From figure 13 it is obviously that the loading parameter of the system with SVC at bus 14 is highest while that without SVC is lowest.

VI. REFERENCES

- [1] S.Repo, "On -Line voltage stability assessment of power System-An Approach of Black-box modelling" Tampere University Of technology publications 344, Tampere.2001
- [2] A.S. Yome, N. Mithulananthan and K. Y.Lee "Static Voltage Stability Margin Enhacement using STATCOM, TCSC and SSSC," IEEE/PES Transmission and Distribution conference and Exhibition, Asia and Pacific, Dalian China, 2005.
- [3] Blackout of 2003: Description and Responses, Available: <http://www.pserc.wisc.edu/>.
- [4] R.Natesan, G.Radman, "Effects of STATCOM, SSSC and UPFC on Voltage Stability," Proceeding of the system theory, thirty-Sixth southeastern symposium, 2004, pp.546-550.
- [5] Dobson, H.Dchiang, "Towards a theory of Voltage collapse in electric power systems," Systems and Control Letters, Vol.13, 1989, pp.253-262.
- [6] C.A.Canizares, F.L.Alarado, C.L.DeMarco, I.Dobson, and W.F.Long, " Point of collapse methods applied to ac/dc power systems," IEEE Trans.Power Systems, ol.7, n° 2, May 1992, pp.673-683.
- [7] C.A. Canizares, Z. Faur, "Analysis of SVC and TCSC controllers in voltage collapse," IEEE Trans. On Power systems, vol. 14, No. 1, pp. 158-165, Feb. 1999.
- [8] A.Kazemi, V.Vahidinasab and A.Mosallanejad, " Study of STATCOM and UPFC controllers for Voltage Stability Evaluated by Saddle-Node Bifurcation Analysis," First International Power and Energy Conference PECon/IEEE, Putrajaya Malaysia, Novembre 28-29, 2006.
- [9] N.Talebi, M.Ehsan, S.M.T Bathaee, "Effects of SVc and TCSC Control Strategies on Static Voltage Collapse Phenomen," IEEE Proceedings, SoutheastCon, pp.161-168, Mar 2004.
- [10] C.A.Canizares, "Power Row and Transient Stability Models of FACTs controllers for Voltage and Angle Stability Studies," "IEEE/PES WM Panel on Modeling, Simulation and Applications of FACTS Controllers in Angle and Voltage Stability Studies, Singapore, Jan. 2000
- [11] Zeno T .Faur, "Effects Of Facts Devices On System loadability", Proc.North American Power Symposian. Bozeman, Montana, October 1995.
- [12] F. Milano, "Power System Analysis Toolbox, Version 2.0.0.-b2.1, Software and Documentation", February 14, 2008.

The two modes of 48-pulses StatCom

F. Ghezal¹; J.M Ramirez²; S. Hadjeri¹; M. K.Fellah¹

1) Intelligent Control and Electrical Power Systems Laboratory ICEPS
Electrical Engineering Departement

Djillali Liabes university, Sidi Bel Abbes, Algeria

2) Centre for Research and Advanced Studies (CINVESTAV) of the National Polytechnic of Mexico. Cinvestav, IPN, Unidad Guadalajara,
Nour73_fac@yahoo.fr, shadjeri2@yahoo.fr

Abstract— this paper presents the detailed analysis of 48-pulses StatCom. To achieve a satisfactory harmonic content, we increase the number of pulses to 48-pulses, in this paper the voltage source inverter (VSI) based on 48-pulses is employed; this is constituted by four three-level converters linked by four phase-shifting transformers. Such device exhibits a low harmonic rate on the AC side, the 48-pulses StatCom can be utilized in high power applications without AC filters. The StatCom is used in voltage regulation mode and it can be used as compensator (Var mode). Simulation results are exhibited to show the appropriateness of the proposition.

Index Terms— FACTS devices, VSI, StatCom, Compensator, Voltage regulation.

I. INTRODUCTION

THE rapid development of the power electronics technology provides opportunities to develop new power equipment to improve the performance of the power system. Flexible alternating current transmission systems (FACTS) technologies have been proposed and implemented based on such technology. FACTS devices can be used for power flow control, loop-flow control, voltage regulation, enhancement of transient stability, and damping of power oscillations. For instance, FACTS devices can be used as series controllers to regulate the line impedance, as shunt controllers to regulate the voltage magnitude, or as series/shunt combination to regulate several signals.

The advancement of power semiconductor devices such as IGBT and the Gate Turn-Off thyristor (GTO) which possess high power handling capability have led the development of controllable reactive power sources utilising electronic switching converter technology [1]. These technologies additionally offer considerable advantages over the existing ones, in terms of space reductions and performance [1]. FACTS are a result of the development in the power electronics area and aim to rapidly control electrical signals [2].

The Voltage Source Converter is the basic building block of FACTS devices such as StatCom and UPFC. Single phase voltage source converters can be inter-connected to form complex schemes. Combined with appropriate controllers,

certain harmonics can be eliminated [4].

The Static Synchronous Compensator (StatCom) is a shunt device of the Flexible AC Transmission Systems (FACTS) family it is based on power electronics devices to control voltage to compensate reactive power, and improve transient stability [5][12] Figure 1 shows the basic scheme of a StatCom connected to a bus of the transmission system.

The results of applying a StatCom are similar to those by a rotating synchronous condenser, but without its mechanical inertia and slow time response [3].

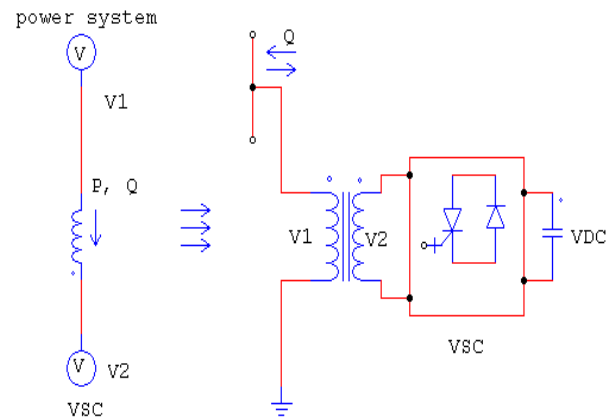


Fig 1. The StatCom's connection

The StatCom basically consists of a step-down transformer with a leakage reactance, a three-phase GTO voltage source converter (VSC), and a DC capacitor [9]. The StatCom regulates the voltage magnitude at its terminals by controlling the amount of reactive power injected into or absorbed from the power system. When system voltage is low, the StatCom generates reactive power (StatCom capacitive); when system voltage is high, it absorbs reactive power (StatCom inductive) [5] [6].

II. VSC's BASIC STRUCTURE

One of the important requirements in high voltage power applications is that harmonics be kept at some satisfactory level [7]. One way of reducing the level of harmonics presents

in the converter output waveforms is to increase the number of converters [1], [7]. An elementary voltage source converter, based on a phase control scheme, consists of six self-commutated semiconductor switches. Each switch is shunted by a reverse parallel-connected diode; Fig. 2 with a DC voltage source, the converter can generate a balanced set of three-phase voltage waveforms at a given frequency, fig. 3[8].

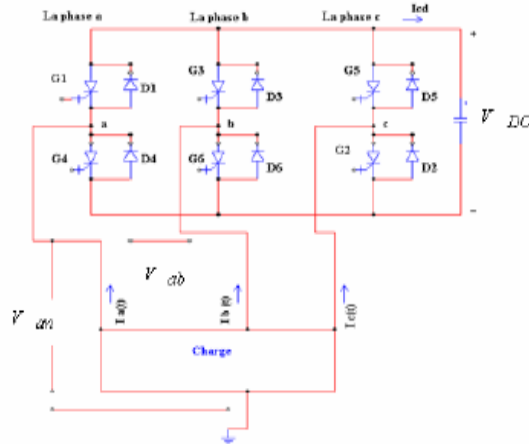


Fig. 2. Six pulses inverter

The line to line output voltage is illustrated by fig. 3

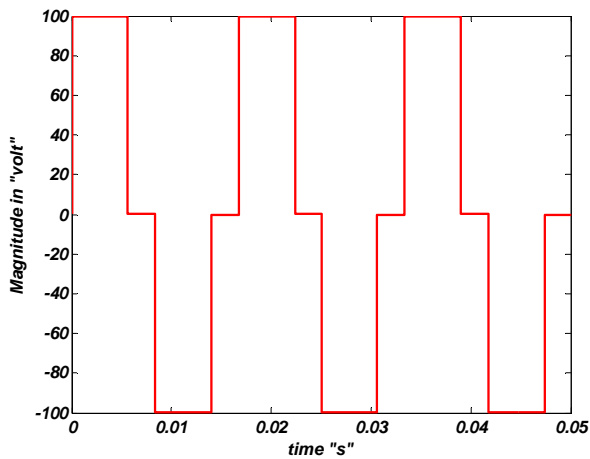


Fig. 3. The line to line output voltage

The simulation of the VSI illustrated by fig. 3, and choosing a band frequency of "0-6000 Hz", we will be able to have the spectrum of the harmonics according to: fig. 4.

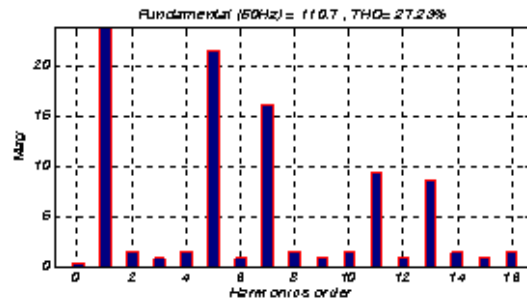


Fig. 4. Harmonics components

The spectrum of the harmonics presented by fig. 4 give the amplitude of the harmonics. We can note « 5th, 7th, 11th, 13th..... » with a total distortion of harmonics « THD » = 30.40%.

For This reason the VSI twelve pulses was developed. The VSI twelve pulses is illustrated by fig. 5

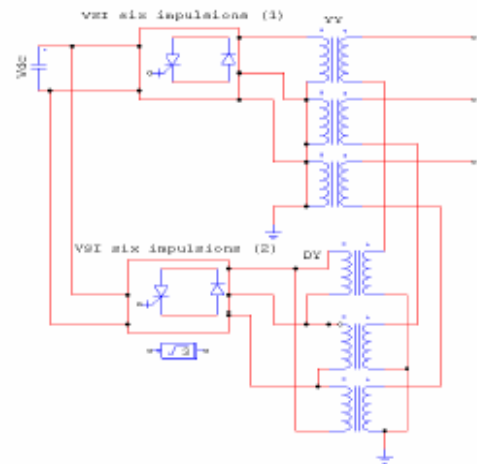


Fig. 5. VSI twelve pulses

The output voltage is illustrated by fig. 6

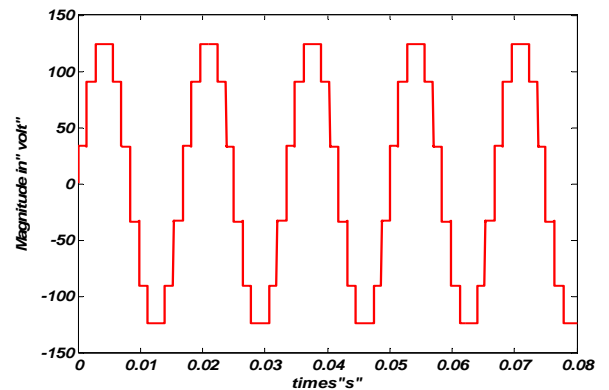


Fig. 6. The twelve pulses Output voltage

The simulation of the VSI illustrated by fig. 6, and choosing a band frequency of "0-6000 Hz", we will be able to have the spectrum of the harmonics according to: fig. 7.

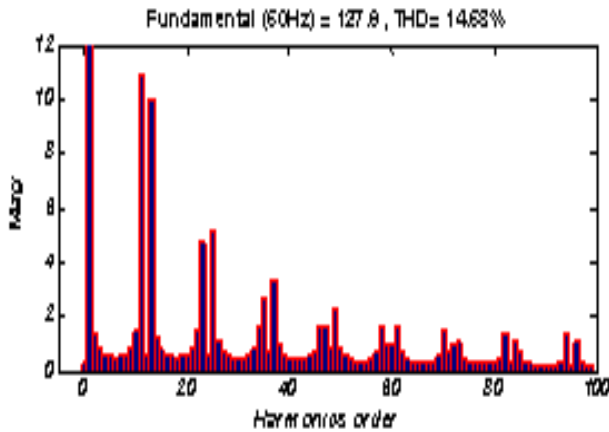


Fig.7. Harmonics components

We can note that the harmonics "5th, 7th, 15th, 17th..." are neutralized. THD is decreased; its value is 14.63 %.

To obtain a more satisfactory harmonics, we increase the number of inverter. The VSI twenty four pulses is illustrated by fig. 8

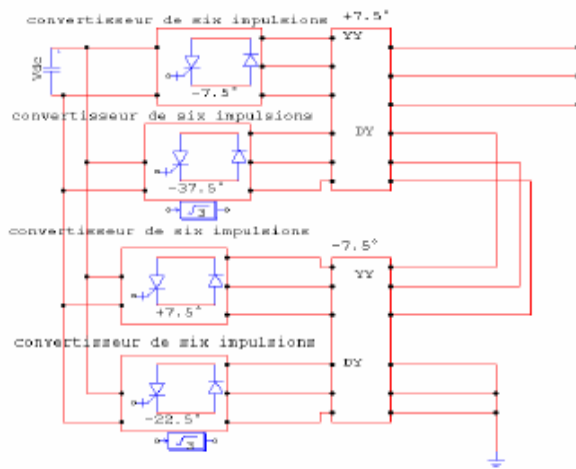


Fig. 8. VSI twenty four pulses

The output voltage is illustrated by fig. 9.

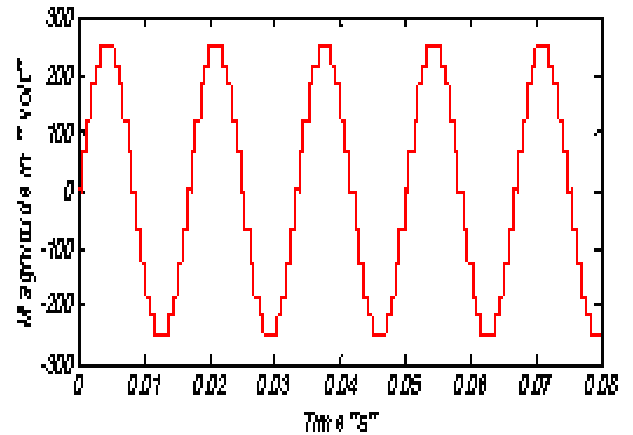


Fig. 9. Twenty four pulses voltage

The simulation of the VSI illustrated by fig. 9, and choosing a band frequency of "0-6000 Hz", we will be able to have the spectrum of the harmonics according to: fig. 10

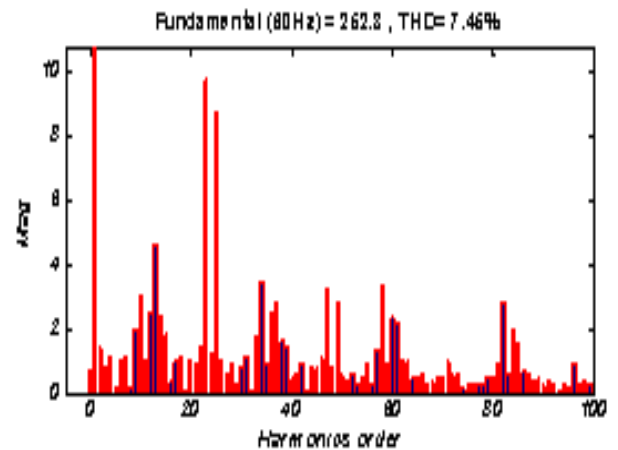


Fig. 10. Harmonics components

Using the results obtained from fig. 10, we can note that it exists only the harmonics "23th, 25th, 47th, 49th...". The THD is decreased; its value is 7.46 %.

By combining two 24-pulses VSC, phase-shifted 7.5° from each other, an equivalent 48-pulse converter [8] is constructed. The 48-pulse converter is displayed in Fig. 11; it is formed by four three-level converter linked by four phase shifting transformers. Fig. 13 depicts the quality of the output-voltage obtained from such converter. It can be deduced that the harmonics are reduced by increasing the number of pulses [1] [10]. This kind of converter give rises to a better voltage control on modern power systems [10].

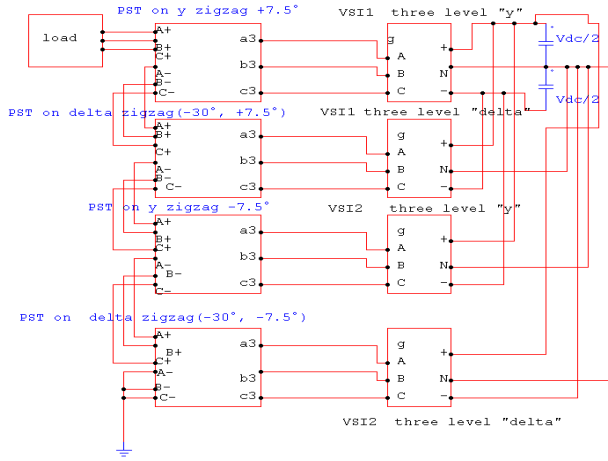


Fig. 11. Three-level 48-pulses VSC

The simulation of the three-level 48- pulses VSC gives the following results.

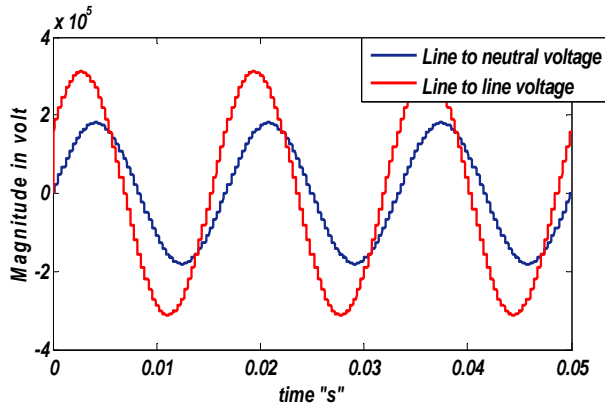


Fig. 12. Three-level 48 pulses VSC output-voltage

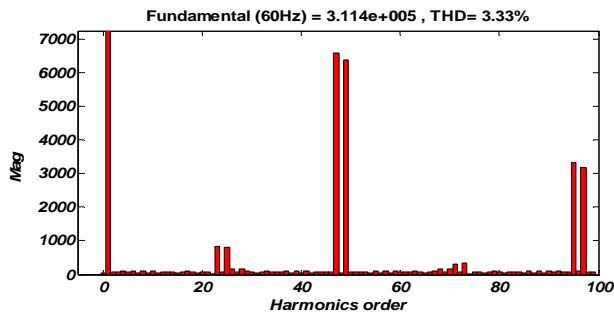


Fig. 13. Harmonic contents

Fig. 12 exhibits that the output-voltage waveform is closely a sine wave. Thus, a filter is not required for eliminating low-harmonics.

III. SIMULATIONS AND RESULTS

A. StatCom in voltage regulation

The power grid in Fig. 14 represents a 500 kV system with a 100 Mvars StatCom embedded with the purpose of regulating the voltage at bus B3. The dynamic responses of several important signals are displayed in Figs. 15-19. The bus voltage B3 is 1.0 p.u. when the StatCom is out of service. If the reference voltage V_{ref} is set to 1.0 p.u., the StatCom doesn't exhibit current interchange, Fig. 15-16. The DC voltage is 19.3 kV, Fig. 18. At $t = 0.1$ s, the voltage source is suddenly decreased to 0.955 p.u. The StatCom reacts by generating reactive power ($Q = +70$ Mvars), Fig. 17, and the DC voltage increases, Fig. 18.

Then, at $t = 0.2$ s the voltage source is increased to 1.045 p.u., Fig. 16. The StatCom reacts by changing its operating point from capacitive to inductive to keep voltage at 1.021 p.u. At this point the StatCom absorbs 72 Mvars, and the DC voltage has been lowered to 18.2 kV. A figure 19 shows the dynamic response of the reactive current during the capacitive and inductive operation.

Finally, at $t = 0.3$ s the voltage source is set back to its nominal value, and the StatCom operating point comes back to zero Mvars interchange.

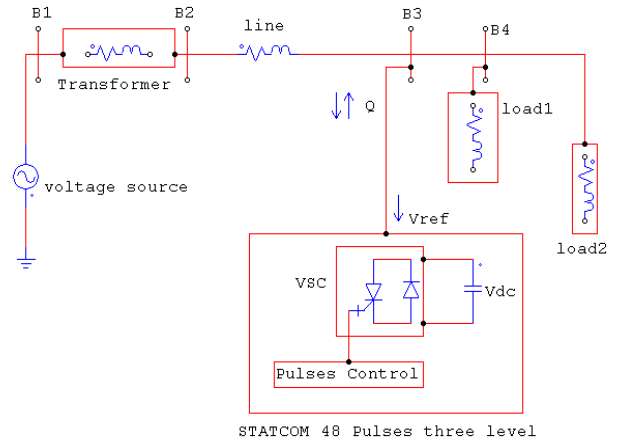


Fig. 14: 48-pulses StatCom connected at bus 3 (B3)

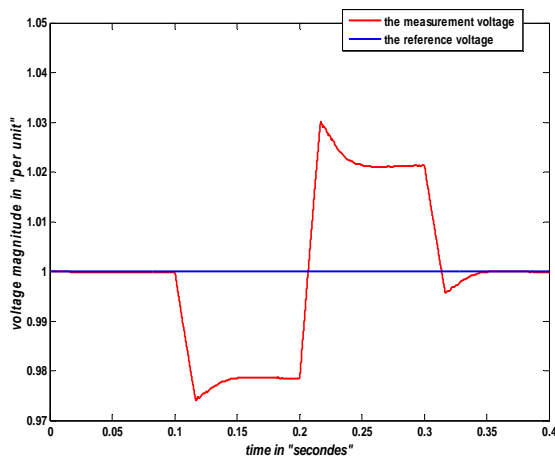


Fig. 15. Voltage measurement

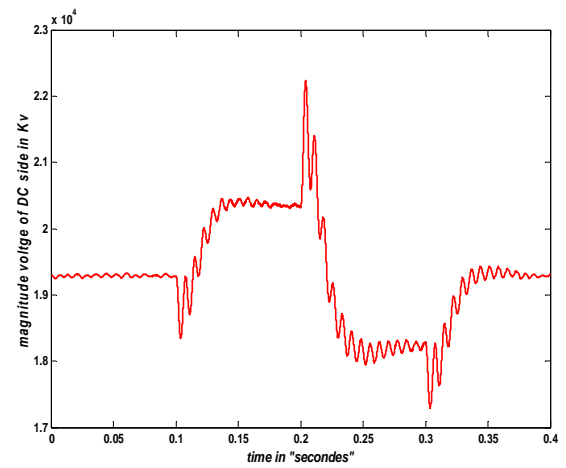


Fig. 18 DC voltage behavior

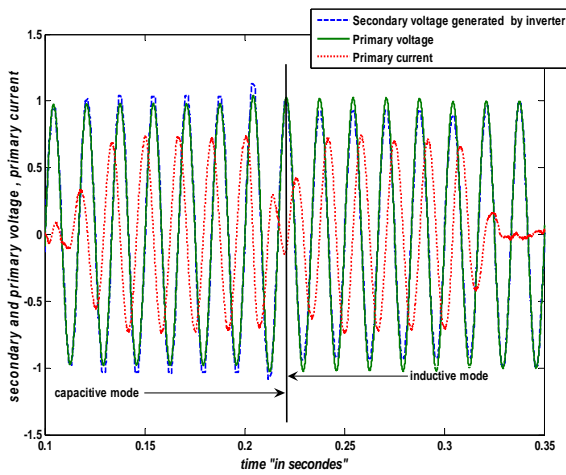


Fig. 16. The dynamic response of StatCom's voltage

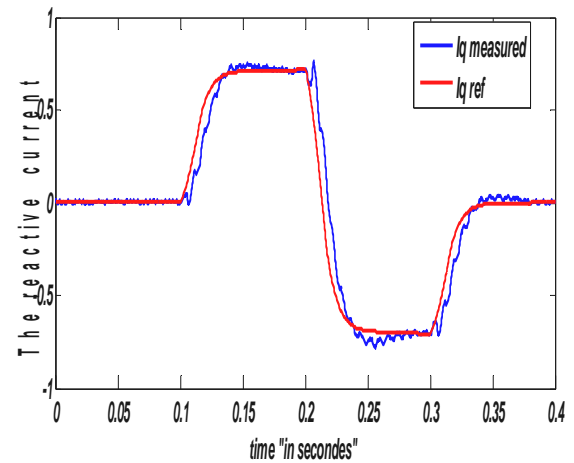


Fig. 19 The reactive current response

B. StatCom in Var mode

A 100 Mvars StatCom shown in fig. 14 is used now as compensator, the dynamic responses of several important signals are displayed in Figs. 20-21.

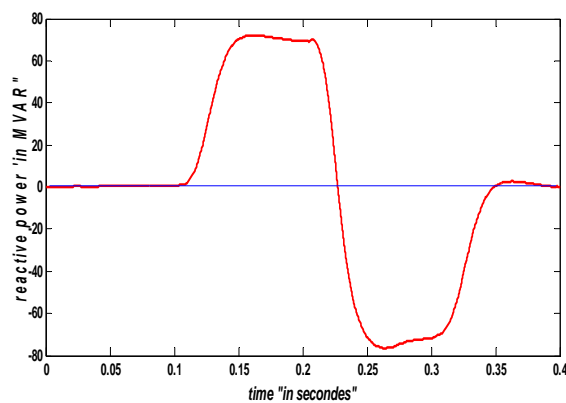


Fig. 17: change of reactive power

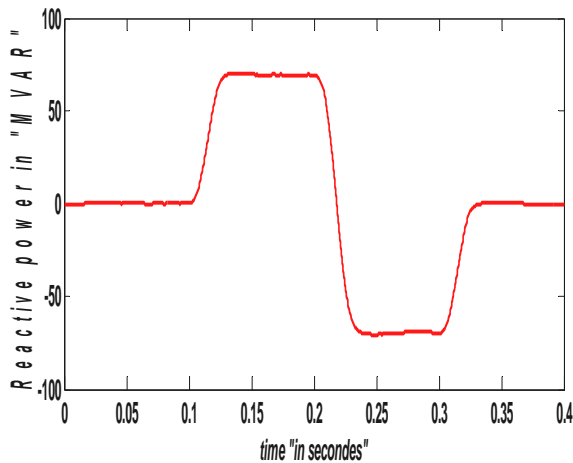


Fig. 20: reactive power in Var mode

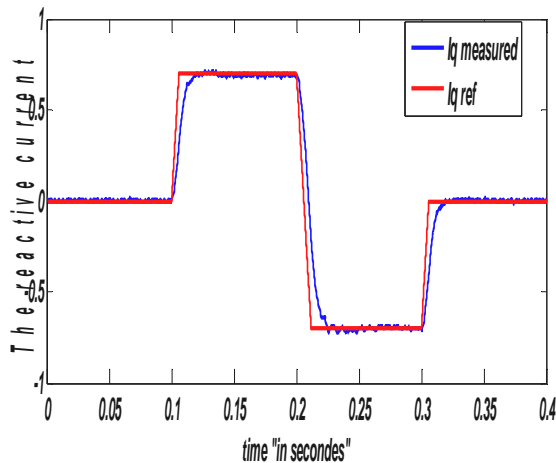


Fig. 21 The reactive current response in Var mode

At $t = 0.1$ s, the StatCom generate reactive power ($Q = +70$ Mvars), Fig. 20. During this capacitive mode the reactive current passes from zero operation to 0.7 p.u, fig. 21.

At $t = 0.2$ s, the StatCom absorb reactive power ($Q = -70$ Mvars), Fig. 20. During this inductive mode the reactive current change the sign to (-0.7 p. u).

Finally, at $t = 0.3$ s the Mvars interchange is set to zero.

IV. CONCLUSIONS

The StatCom is shunt devices used to help in improve the voltage profile in the transmission system. It functions generating or absorbing reactive power through a voltage source converter. Its simplest configuration is the six-pulse converter. However, multi-pulses configurations are able to generate voltage waveforms with a reduced harmonic content; thus, filters are not required.

The StatCom's dynamic response is fast and able to pass from a capacitive mode of operation to an inductive one, in a few cycles. When the AC voltage decreases, the StatCom reacts by generating reactive power, so the DC voltage

increases; this is the capacitive mode. On the other hand, when the AC voltage increases, the StatCom reacts by absorbing reactive power, so the DC voltage decreased; this is the inductive mode [11].

When the StatCom is used as compensator, the move from capacitive to inductive mode, is very fast [12].

REFERENCES

- [1] Ricardo Dávalos Marín « *Detailed analysis of a multi-pulse StatCom* » Pre-doctoral thesis, May 2003.
- [2] Raymond Senzo Mkhize, Professor B.S. Rigby « *DSP-Based control of a StatCom* » Final Repor, university of KwaZulu-Natal faculty of engineering, november 2006
- [3] Vijay K. Sood, M.A.Pai and Ale Stankovic, « *hvdv and controllers facts applications of static converter in power system* » Klower power electronics and power system series, ISBN 1-4020-7891-9, 2004 Kluwer academic publisher TLF book.
- [4] M. G. Molina and P. E. Mercado « *The Real Time Digital Simulation of a Single Phase Voltage Source Converter and its Application* » paper International Conference on Power Systems Transients - IPST 2003 in New Orleans, USA.
- [5] M.S. El-Moursi. A.M. Sharaf « *Novel reactive power controllers for the StatCom and SSSC* », *Electric Power*
- [6] Eskandar Gholipour Shahraki « *Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques* » thesis, Henri Poincaré, Nancy-I university, October 2003.
- [7] Edvina Uzunovic « *EMTP, Transient Stability and Power Flow Models and Control of VSC Based Facts Controllers* » thesis 2001.
- [8] M. G. Molina and P. E. Mercado « *Controlling a static Synchronous compensator with superconducting magnetic energy storage for applications on primary frequency control* », Latin American Applied Research argentina 2004.
- [9] Iswaran Sothandara Kumar « *flexible alternating current transmission systems: static synchronous compensator (statcom)* » thesis Curtin University of Technology, Western Australia, November 2005.
- [10] Yakoub khadidja « *Reduction of effects of the zero sequence voltage in the ossociation of inverter multilevel applied to induction motor* » thesis at Batna University, Algeria, 2005.
- [11] F. Ghezal ; S. Hadjeri ; S.A. Zidi ; F. Gherbi ; H.Boudjella B.Razkallah, « *Behaviour of a three-level 48-pulses StatCom* », at the conference « the second international conference on electrical and electronics engineering : ICEEE' 08, 21-23 avril, Laghouat, Algeria.
- [12] Lazlo Narain G. Hingorani, Laszlo Gyugyi, « *understanding FACTS concepts and technologie* », book, john wiley and son, IEEE order N° Pc 5713, 2000.

Contribution à l'exploitation optimale d'un système électro-énergétique par les techniques de l'intelligence artificielle hybrides

R. Bouakacha¹, A. Boukadoum¹, S. Leulmi¹

¹ Université du 20 Août 1955 – Skikda, Algérie

r.bouakacha@yahoo.fr, boukadoum2003@yahoo.fr, salah.leulmi@yahoo.fr

مقدمة - التحكم في سير مجموعة المحطات الإنتاجية للطاقة الفاعلة ليس بالمهمة البسيطة أو السهلة. على مدى الزمن، العديد من الأبحاث تطورت من أجل تحسين القيم المضافة و عرض الأهداف المرجوة التي تسمح بالأخذ بعين الاعتبار كل الشروط المتفق عليها و المعوقات التي تلزم السير الحسن للأنظمة.

الهدف الأساسي، في هذا العمل، هو استغلال التقنيات الحديثة في ميدان التمويل المثالي بالاستطاعة الفعلية لمجموعة من مراكز توليد الطاقة الكهربائية بواسطة تقنيات تقوم بمحاكاة الظواهر الطبيعية بما تعرف بتقنيات الذكاء الاصطناعي مستغلين أيها بالشكل البسيط و الشكل المهجن.

من أجل تحقيق الربح الأفضل نسعى إلى التوزيع الملائم لمستويات الطاقة الفاعلة المنتجة بين كل المحطات مع الأخذ بعين الاعتبار استطاعتها المسموح لها أو الحدود الإنتاجية لكل محطة وكذا الضياع في الاستطاعة الفعلية الناجم عن نقلها في الشبكات الكهربائية الذي يؤثر على سهولة تحقيق التوازن في سريان الطاقة. في هذا العمل نستعمل تقنيات الذكاء الاصطناعي البسيطة مثل الشبكات العصبونية الاصطناعية و طريقة الخوارزميات ثم تهجينهما معا.

Abstract - Managing a power pool of production plants of active power is not a banal or simple task. Perpetually, researches are undergoing up to maximize the profits by observing the contractual conditions and the constraints of reliabilities.

The main aim of this work is to explore novel methods to optimize the flow of the active power of the power pool plants by hybridizations of the various modern methods such as the AIT to carry out the maximum profit by minimization of the cost of the total production of the power pool taking into account the different constraints such as equality and inequality ones of the production plants.

With this intention, one seeks to distribute the adequate levels of the production in active power for each power plant taking into consideration their capacities and the losses produced in the flow of the power which influences the balance of the load flow. The considered methods will be the simple AIT such as GA & ANN and on the other hand the AIT combined with themselves such as the GA-ANN.

Résumé - Gérer un ensemble de centrales de production de l'énergie active n'est pas une banale ou simple mission. Perpétuellement, les recherches se

développent pour maximiser les profits en respectant les conditions contractuelles et les contraintes de fiabilité. L'objectif principal de ce travail est d'explorer les nouvelles techniques dans l'optimisation de l'expédition de la puissance active de l'ensemble des centrales électriques par l'utilisation des différentes méthodes modernes, par exemple les TIA simples et les TIA hybrides.

Pour réaliser le maximum profit, on cherche à répartir les niveaux adéquats de la production en PA pour chaque centrale électrique en prenant en considération leurs limites ou leurs capacités et les dissipations produites dans le cheminement de la puissance qui influent sur l'équilibre de l'écoulement de puissance. Les méthodes préconisées sont les TIA simples tels que les RNA et les AG et d'autres part les TIA combinées ou hybrides tels que les AG-RNA.

Mots clés : Optimisation, PA, DE, AG, RNA, AG-RNA.

1. NOMENCLATURE

a - Acronymes utilisés

AG	Algorithme génétique
AIT	Artificial intelligence techniques
ANN	Artificial neuron network
AP	Active power
CC	Courant continu
D*	Désignation
DE	Dispatching économique optimal
EP	Ecoulement de puissance
GA	Genetic algorithm
KKT	Karush Kuhn Tucker
M*	Méthodes
NR	Newton - Raphson
PA	Puissance active
RNA	Réseau de neurones artificiel
RNH	Réseaux de neurones de Hopfield
TIA	Techniques d'intelligence artificielle

b - Symboles utilisés

a_i, b_i, c_i	Coefficients de coût
B	Matrice des coefficients de pertes
E	Energie
ΔEP	Erreur sur l'équilibre d'écoulement de puissance
F_i	Coût de la production d'unité i
Fit	Adaptation
F_T	Coût de la production totale

I_i	Baie du neurone i
P_c	Opérateur de croisement
P_D	Demande totale
P_i	Puissance active de la centrale i
P_L	Pertes de transmission
P_m	Opérateur de mutation
s_i	Sortie du neurone i
U_i	Entrée totale du neurone i
w	Matrice de pondération

2. INTRODUCTION

Pour satisfaire aux demandes des utilisateurs en énergie électrique, l'exploitation des réseaux électriques consiste à bien savoir utiliser et exploiter l'ensemble des moyens de production, de transport et de distribution. Ceci doit être réalisé en recherchant le meilleur équilibre possible entre le prix de revient et la qualité du service. Avant 1930, les ingénieurs ont été concernés par le problème de la répartition économique de la production ou de la bonne répartition de la charge totale entre les unités de production disponibles. Diverses techniques ont été appliquées [1]. Une technique de production se base sur le chargement successive des centrales, où la centrale la plus efficace sera chargée à son maximum, puis, la seconde moins efficace sera chargée à son maximum et ainsi de suite. Une autre technique, dite méthode du meilleur point de chargement, où toutes les centrales seront chargées et mises en œuvre à leur bas niveau en commençant par la plus efficace. La progression des techniques d'exploitations continue par l'apparition des méthodes d'optimisation classique et moderne telles que les TIA. J. H. Park et al. ont présenté une technique qui facilite le problème du DE par l'utilisation des RNH pour minimiser une fonction coût discrétisée formant un système non linéaire et non convexe. La méthode appliquée a simplifié le problème et a, ainsi, facilité le calcul par rapport à la méthode conventionnelle de NR [2]. Dans le même contexte, T. Yçnoze et H. Altun ont utilisé les RNH. Dans ce cas, la solution est basée sur la technique des variables d'écarts dont ils ont transformé le problème à une forme standard.

Pour trouver l'optimum adéquat, le traitement des contraintes d'égalités et d'inégalités s'effectue dans la fonction d'énergie [3]. R. Ouddir et al. ont, aussi, utilisé les AG. Dans ce cas, le codage des individus est effectué, seulement, sur le coût incrémental. A l'aide de la fonction de Lagrange et des conditions de KKT, le problème est, ainsi, traité. A chaque fois les coûts incrémentaux sont générés par l'AG, les valeurs des puissances produites sont déduites. Puis, l'AG sélectionne les meilleurs individus [4]. D'un autre côté, Y. Mimoune et M. Rahli ont utilisé une technique hybride basée sur 2 AG. Le premier AG est utilisé pour faire varier, dynamiquement, les paramètres de mutation et de croisement du 2^{ème} AG (le principal). Ce dernier tente de chercher les meilleures solutions optimales [5]. B. Naama et al. ont exploité une technique hybride d'AG-QN dont la méthode du QN explore l'espace de recherche et aide l'AG à converger, plus rapidement, vers l'optimum global [6].

Dans ce travail, on va traiter le problème du DE par 2 techniques simples les AG et les RNH ainsi que par leur hybridation AG-RNH.

3. FORMULATION DU PROBLEME

Le problème est d'assurer le bilan de puissance au moindre coût à un instant donné où la demande étant connue. La fréquence, le niveau de tension et la sécurité sont, quant à eux, tenus constants. Tous les nœuds sont supposés à tension nominale. L'usage du modèle dit du courant continu de l'EP implique, aussi, que l'on suppose les conductances négligeables. Ainsi, l'effet des pertes diélectriques des lignes disparaît. On suppose, également, disposer d'un modèle qui relie, directement, les pertes aux variables de commande (niveaux de PA des NG générateurs). Le modèle mathématique du problème de la minimisation du coût de la production totale est donné par le système suivant :

$$F_T = \text{Min} \left(\sum_{i=1}^{NG} F_i \right) \quad (1)$$

$$\sum_{i=1}^{NG} P_i = P_L + P_D \quad \& \quad P_i^{\text{Min}} < P_i < P_i^{\text{Max}} \quad (2)$$

$$F_i = a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i \quad (3)$$

avec $i = 1, \dots, NG$

Pour estimer les pertes de transmission dans le réseau, on peut utiliser une technique qui permet d'approcher les calculs, seulement, en fonction des PA générées et demandées et des coefficients dits de pertes. Les pertes totales P_L seront données sous la forme dite de George [7]:

$$P_L = \sum_i^{NG} \sum_j^{NG} P_i B_{ij} P_j \quad (4)$$

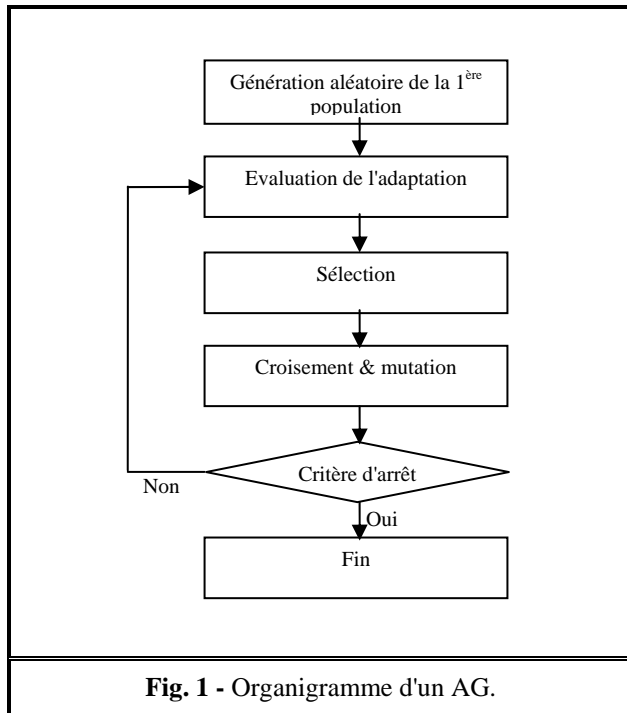
Avec B est la matrice des coefficients des pertes et P_L & P_i , respectivement, les pertes de transmission totales et la PA générée par l'unité i .

4. METHODE DES AG

1 - préambule

A l'inverse des méthodes de résolutions numériques, les AG ne se basent pas sur une approche analytique, mais sur une approche itérative et heuristique. Peu d'informations sont nécessaires pour leur utilisation. En se basant sur des mécanismes très simples (**Fig. 1**) dérivées de la génétique et de l'évolution naturelle (croisements, mutations, sélection, ... etc.), on peut résoudre des problèmes fortement non linéaires et discontinus. En faisant évoluer une population de

solutions, les AG sont connus comme des méthodes stochastiques. Ils tentent, toujours, de chercher l'optimum global.



2 - Constitution des AG

a - Codage & décodage des données

Le codage utilisé est représenté sous forme de chaînes de bits contenant toute l'information nécessaire. Ce dernier nous permet de créer des opérateurs de croisement et de mutation qui n'engendrent que des individus admissibles. Toute chaîne binaire peut, donc, être décodée en une valeur entière x selon la règle suivante :

$$x' = \sum_{i=1}^s \alpha_i 2^{i-1} \quad (5)$$

avec $\alpha_i \in V = \{0,1\}$

La transformation de la chaîne binaire en un nombre réel x peut, alors, s'effectuer comme suit :

$$x = x_{\min} + x' \frac{x_{\max} - x_{\min}}{2^s - 1} \quad (6)$$

b - Opérateurs

Trois opérateurs jouent un rôle prépondérant dans la réussite possible d'un AG.

b₁ - Opérateur de Sélection

Cet opérateur détermine la capacité de chaque individu à survivre dans la population et à se diffuser. La probabilité de survie d'un individu sera, directement, reliée à sa performance relative au sein de la population.

b₂ - Opérateur de croisement

La population résultante de la sélection est divisée en 2 sous ensembles de taille identique. Chaque couple (P_1 , P_2) formé par un membre provenant de chaque sous population participe à un croisement avec une probabilité donnée. La probabilité de croisement P_c est, souvent, supérieure à 60 %. Le croisement permet la création de nouveaux individus. Il change l'information entre les chromosomes (individus) par le biais de leur combinaison.

b₃ - Opérateur de mutation

Le rôle de cet opérateur est de modifier, aléatoirement, avec une certaine probabilité, la valeur d'un composant de l'individu. Dans le cas du codage binaire, chaque bit est remplacé selon une probabilité P_m par son complémentaire.

c - Fonction de performance

La fonction de performance ou d'adaptation mesure l'efficacité de chaque individu pour permettre à l'AG de faire évoluer la population dans un sens bénéfique pour la recherche de la meilleure solution. La fonction de performance doit pouvoir attribuer à chaque individu un indicateur positif représentant sa pertinence dans la population.

$$Fit = \begin{cases} F_T + r \left(\sum_{i=1}^{NG} P_i - P_D - P_L \right) & \text{si } \Delta EP > 0 \\ F_T & \text{si } \Delta EP \leq 0 \end{cases} \quad (7)$$

Avec r est le facteur de pénalité et ΔEP est l'erreur sur l'équilibre d'EP.

Le choix de la fonction Fit nous permet de diminuer l'erreur de l'équilibre d'EP à des ordres très inférieurs et proche de 0.

5. METHODES DES RNH

Parmi les TIA, les RNA de Hopfield (le modèle continu), ils sont très utilisés dans la résolution du problème du DE. Ils se basent sur les variables continues (réelles). Ainsi, ils gardent le même comportement, de celui, du modèle original (la variation de l'énergie). Les variables de sortie s_i des neurones sont prises dans un intervalle ($s_i^0 < s_i < s_i^1$) et les fonctions de transfert sont des fonctions monotones croissantes. Typiquement, on utilise des sigmoïdes. La définition du neurone est donnée par :

$$\frac{du}{dt} = \sum_j w_{ij} s_j + I_i \quad (8)$$

L'énergie est donnée par :

$$E = -\frac{1}{2} \sum_i \sum_j w_{ij} s_i s_j - \sum_i I_i s_i \quad (9)$$

Comme dans le modèle original (modèle binaire), le changement d'état dans les neurones engendre un changement dans l'énergie $\frac{dE}{dt}$ qui est toujours négatif

[2]. Par conséquent, les solutions par les RNH varient en une seule direction qui minimise l'énergie du réseau et la solution finale donne le minimum d'énergie.

Les relations données par les équations (8) - (9) représentent, respectivement, les variations dynamiques des entrées des neurones et la fonction d'énergie avec :

$$s_i = g_i(U_i) \quad (10)$$

Où g_i est la fonction de transfert. Elle est, généralement, prise sigmoïdale, donnée par :

$$s_i = \frac{1}{1 + \exp\left(-\frac{U_i}{U_0}\right)} \quad (11)$$

En temps discrétisé, la fonction dynamique (8) devient :

$$U_i(k) - U_i(k-1) = \sum_{j=1}^n w_{ij}(k) + I_i \quad (12)$$

Généralement, les méthodes itératives sont accompagnées par un accélérateur de convergence, qui est donné dans notre problème par la relation :

$$U_i(k) - U_i(k-1) = \sum_{j=1}^n w_{ij}(k) + I_i + \alpha \Delta U(k-1) \quad (13)$$

Avec $\alpha \in [0,1]$.

La fonction sigmoïdale des neurones est modifiée pour limiter les valeurs de sortie des neurones entre le minimum et le maximum de la capacité de génération des unités.

La caractéristique de la minimisation de l'énergie des RNH peut être l'objet d'une optimisation des coûts de production (coût minimal) ou bien des problèmes du DE.

En pratique, les valeurs de sortie des neurones représentent les PA des centrales :

$$\begin{aligned} s_i(k+1) &= P_i(k+1) \\ &= (P_i^{\max} - P_i^{\min}) \frac{1}{1 + \exp\left(-\frac{U_i(k)}{U_0}\right)} + P_i^{\min} \end{aligned} \quad (14)$$

En raison de déterminer les paramètres des poids, la fonction objective du DE sera donnée par :

$$\begin{aligned} \text{Min } F_T &= \frac{1}{2} A(P_D + P_L - \sum_{i=1}^{NG} P_i)^2 \\ &+ \frac{1}{2} B \sum_{i=1}^{NG} (a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i) \end{aligned} \quad (15)$$

Par identification des équations d'énergie (9) et la fonction objective exprimée par l'équation (15), on obtient :

$$w_{ii} = -A - Ba_i \quad \& \quad w_{ij} = -A \quad (16)$$

$$I_i = A(P_D + P_L) - \frac{Ba_i}{2} \quad (17)$$

Où les paramètres A et B sont positifs et les poids diagonaux sont non nuls.

6. METHODE HYBRIDE : AG -RNH

Un modèle de type RNH est défini par un nombre assez important de paramètres. Tous ces paramètres peuvent faire l'objet d'une optimisation par les AG (Fig. 2).

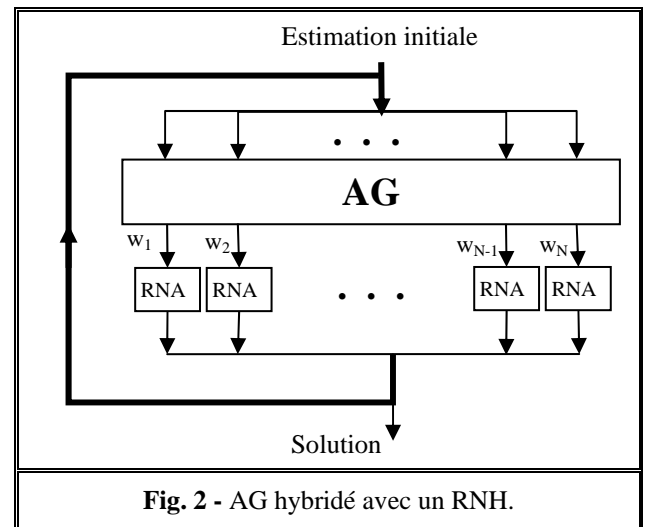


Fig. 2 - AG hybridé avec un RNH.

Les poids des connexions constituent, le plus souvent, des variables dont leurs valeurs sont optimisées par un AG. Pour un réseau dont le nombre de couches et le nombre de neurones par couche sont donnés, nous pouvons optimiser la connectivité. D'autre part, le nombre et la position (distribution en couches) des neurones du réseau peuvent, aussi, être donnés par les

AG. Généralement, la connectivité est optimisée en même temps [8]. Comme critère d'évaluation pour l'ensemble de population générée, la performance de chaque RNH est exprimée dans le cadre de l'AG par un scalaire d'adaptation qui permet d'obtenir un classement, suffisamment, discriminant des individus.

La technique d'hybridation AG-RNH est inspirée de référence [6] pour l'optimisation par la méthode hybride AG-QN. En termes des paramètres, cette fois-ci, les variables de l'AG seront les connectivités du RNH (w_{ij}). Où, l'AG tente de générer les meilleures valeurs pour les calculs de la solution par le RNH. Puis, les meilleurs résultats (adaptations) trouvés seront sélectionnés par l'AG.

7. SIMULATION & RESULTATS

Tab. 1 - Données du système choisi [2].

Désignation	Unité	G_1	G_2	G_3
P_i^{\min}	[MW]	150	100	50
P_i^{\max}	[MW]	600	400	200
Coeff. du coût				
a_i	[\$/MW ²]	0.00156	0.00194	0.00482
b_i	[\$/MW]	7.92	7.85	7.97
c_i	[\$]	561	310	78
Coeff. de pertes				
B_{ij}	[MW ⁻¹]	0.000030	0.000090	0.00012

Pour la simulation, le système utilisé contient 3 unités de production chacune a ses propres coefficients du coût et leurs propres limites de production. Les coefficients de pertes qui représentent le système de transmission d'énergie sont, eux-aussi, spécifiques (Tab. 1). La demande totale de la puissance est de 850 [MW].

a - Technique des RNH

Pour la simulation des RNH, les valeurs A, B et le gain U_0 sont prises, respectivement, égales à 0.4, 0.05 & 100. Elles sont, volontairement, ainsi choisies égales à ceux de la référence [2], pour comparer et valider nos résultats. Les résultats sont montrés dans le tableau comparatif 2.

b - Technique des AG

- **Codage & décodage** : Le codage utilisé dans la simulation est le codage binaire, avec un nombre de 22 bits pour chaque variable qui représente une précision d'ordre de 10^{-5} à 10^{-6} .
- **Population** : Elle est de 100 individus pour éviter la domination prématurée d'un individu défavorable.
- **Sélection** : La sélection utilisée est celle du tournoi avec un nombre de 2.
- **Paramètre de probabilité de croisement** : Il est pris égal à 0.75.
- **Probabilité de mutation** : Elle est prise égale à 0.01.

La figure 3 montre les variations des adaptations du meilleur et du mauvais individu au cours des itérations. Les résultats obtenus par l'AG seul sont montrés dans le tableau 3.

c - Technique hybride AG – RNH

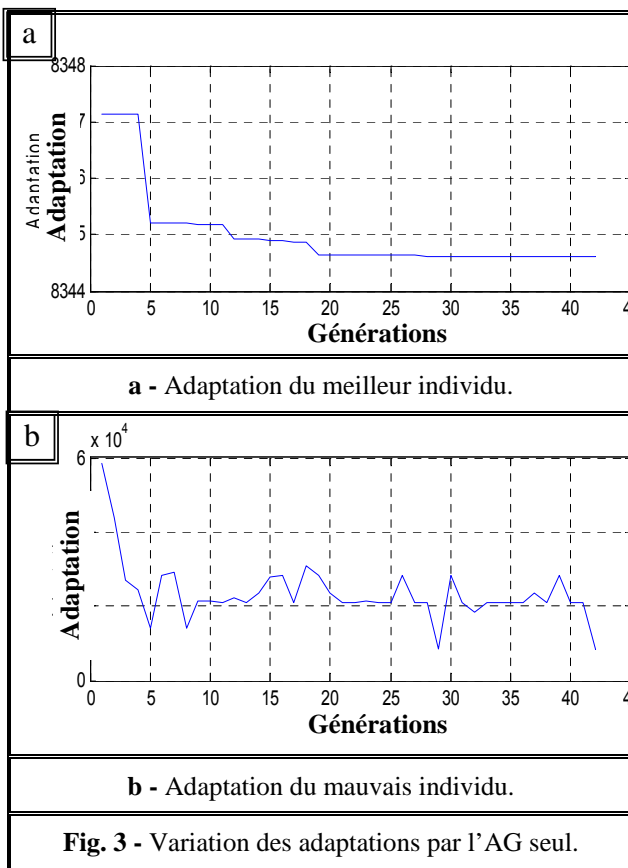
Le résultat obtenu (Tab. 4 & Fig. 4) montre que le RNA introduit a aidé l'AG d'atteindre la meilleure adaptation après un nombre de génération très inférieur par rapport à celui de l'AG seul. Le résultat obtenu représente le calcul du RNH après utilisation de l'AG. Il est plus précis par rapport à celui de la simulation du RNH seul. Le résultat est devenu plus exact (erreur d'EP a diminué de 10^{-3}). De plus, les pertes de transmission des puissances sont inférieures à celles obtenues par rapport au RNH seul.

Tab. 2 - Résultats obtenus par les RNH.

$\begin{matrix} M^* \\ D^* \end{matrix}$	Unité	RNH			RNH [2]		
		G_1	G_2	G_3	G_1	G_2	G_3
PA	[MW]	432.072	289.089	143.871	432.4	288.5	144.1
Coût	[\$/GW]	4.2746	2.7415	1.3244	4.2777	2.7362	1.3266
Pertes totales	[MW]	15.6060			15.6		
PA totale	[MW]	865.0318			865.0		
Erreur sur le bilan PA	[MW]	0.5742			0.5918		
Coût total	[\$/GW]	8.3405			8.3405		

Tab. 3 - Résultats obtenus par l'AG seul.

D^* \ M^*	Unité	AG		
		G_1	G_2	G_3
PA	[MW]	436.2351	300.9303	128.6812
Coût	[\$/GW]	4.3132	2.8480	1.1834
Pertes totales	[MW]	15.8464		
Puissance totale	[MW]	865.8466		
Erreur sur le bilan de puissance	[MW]	$1.6005 \cdot 10^{-4}$		
Coût total	[\$/GW]	8.3446		

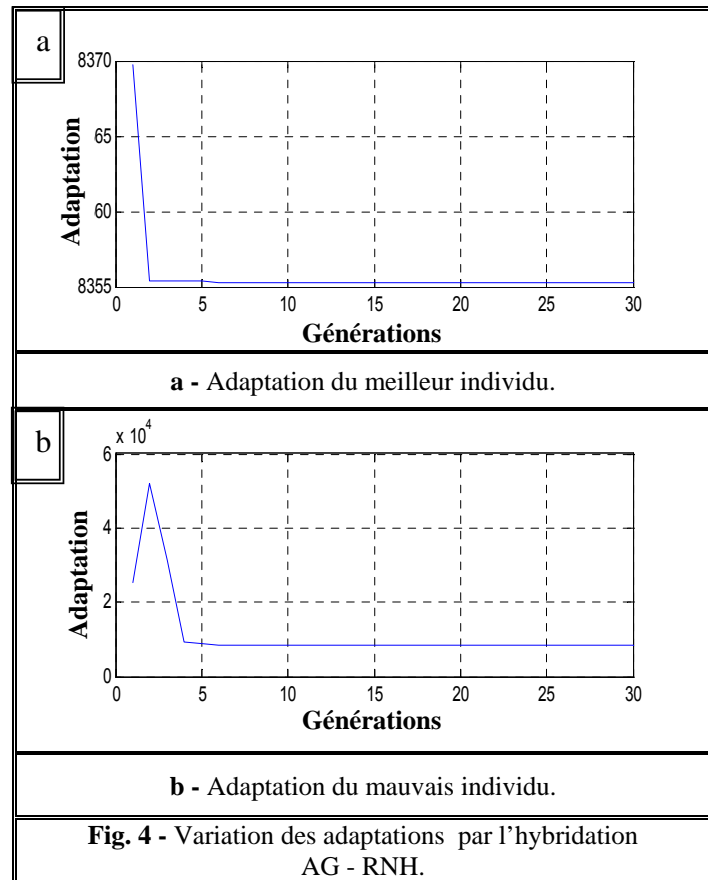


8. CONCLUSIONS

Dans cet article, on a examiné 2 techniques relatives aux TIA simples : Les AG & les RNH. Ces 2 dernières ont été hybridées ou jumelées (AG – RNH) pour en tirer profit de leurs avantages mutuels.

Les AG (seuls) sont dites méthodes approximatives. Elles donnent des résultats qui dépendent de leurs formes génétiques choisies, tels que le nombre de la population, le nombre de bits d'individu, le type de

croisement et de mutation, les valeurs probabilistes ... etc. Leur inconvénient majeur réside dans la lenteur de calcul. L'augmentation de la précision entraîne une perte considérable dans la vitesse de convergence.

**Tab. 4** - Résultats obtenus par l'hybridation AG - RNH.

D^* \ M^*	Unité	AG		
		G_1	G_2	G_3
PA	[MW]	432.7853	288.5591	144.2566
Coût	[\$/GW]	4.2812	2.7367	1.3280
Pertes totales	[MW]	15.6103		
Puissance totale	[MW]	865.6010		
Erreur sur le bilan de puissance	[MW]	0.0093		
Coût total	[\$/GW]	8.3460		

La méthode des RNH facilite, beaucoup, le traitement du problème du DE. Elle le rapproche à un modèle adéquat aux RNH et le calcule. Malheureusement,

malgré sa rapidité de calcul, cette technique a des problèmes dans le choix des paramètres tels que le gain de la fonction de transfert et les forces de liaison des neurones qui sont déduites, expérimentalement.

Par l'hybridation AG - RNH, on peut extraire les valeurs des paramètres de pondération du RNH. Dans ce cas, on peut formuler un nouveau réseau de neurones plus efficace

9. REFERENCES

- [1] B. H. Chowdhury Saifur Rahnman, " A review of recent advances in economic dispatch ", IEEE transactions on power systems, Vol. 5, N° 4, pp. 1248-1259, November 1990.
- [2] J. H. Park & al., " Economic load dispatch for piecewise quadratic cost function using Hopfield neural network ", IEEE transactions on power systems, Vol. 8, N° 3, pp.1030-1038, August 1993.
- [3] T. Yalçınöz & H. Altun, " Comparison of simulation algorithms for the Hopfield neural network : An application of economic dispatch ", Turck. J. Elec . Eng., Vol. 8, N° 1, pp. 67-80, Türck, 2000.
- [4] R. Ouiddir & al., " Economic dispatch using a genetic algorithm : Application to Western Algerian electrical power network ", Journal of information science & engineering, Université de Trier, Vol. 21, N° 3, pp. 659-668, Allemagne, May 2005.
- [5] M. Younes & M. Rahli, " Economic power dispatch using combination of two genetic algorithms ", Journal of electrical & electronics engineering, Université d'Istanbul, pp.175-181, Türck, 2006.
- [6] B. Naama & al., " Optimisation des puissances dans un réseau d'énergie électrique par l'intelligence artificielle ", 4th International conference on computer integrated manufacturing, CIP 2007, Université de Sétif, Alegria, Novembre 2007.
- [7] Dedek Lukman, " Loss minimization in the modified algorithm of load flow analysis in industrial power system ", Thesis submitted for the degree of Master of Engineering, University of New South Wales School of Electrical Engineering & Telecommunications, Australia, March 2002.
- [8] M. Crucianu, " Algorithmes d'évolution pour les réseaux de neurones ", Rapport de recherche 187, Laboratoire d'informatique, Ecole d'ingénieurs en informatique pour l'industrie, Université Tours, France, 1997.

Régulation optimale de la tension & compensation de la puissance réactive avec contraintes de sécurité, d'un réseau électrique, par la méthode hybride MPI & AG

F. Boukhenoufa¹, A. Boukadoum¹, A. Leulmi², F. Laouafi¹, S. Leulmi¹, N. Mezhoud¹

¹ Université du 20 Août 1955 – Skikda, Algérie

² Université Ferhat Abbas, Sétif, Algérie

faroukmag@yahoo.fr, boukadoum2003@yahoo.fr, salah.leulmi@yahoo.fr, laouafi-f@yahoo.fr, as_smaleulmi@yahoo.fr, mezhounab@yahoo.fr

تمهيد - إن مشكل التوزيع و التعويض الأمثل للطاقة الرد فعلية و التحكم الجيد في الجهد يعدان من بين المشاكل الرياضية غير الخطية ذات المتغيرات المتعددة. تعتبر المسائل الرياضية غير الخطية الأكثر نجاحا في محاكاة الظواهر المدروسة في مختلف الأبحاث.

تعد تقنيات الذكاء الاصطناعي من بين الفرضيات الأكثر منافسة للأنظمة الحية، من حيث القدرة على التقدير، التعيين، التحكم والدقة في اتخاذ القرارات. كما أثبتت، حديثا، جداتها وفعاليتها في دراسة مختلف الأنظمة بعمق. هذه الخصائص جعلتها تخرق بنجاح، العديد من المجالات. خصوصا مساهمتها في التطور المتزايد لميداني السريان الأمثل للطاقة الرد فعلية و الضبط أو التنظيم الجيد لمستوى الجهد عبر مختلف نقاط الشبكات الكهربائية. كما أن التهجين بين مختلف هذه التقنيات فيما بينها أو مع تقنيات كلاسيكية، أصبح اليوم مستعملا في كثير من الدراسات.

هذا البحث بعض، يتناول الطرق الرياضية لتحديد و التعويض الأمثل للطاقة الرد فعلية (ROQ)، و الضبط الجيد للجهد (ROU) لتحسين أداء الشبكات الكهربائية. نعتد في دراستنا الرياضية على تطبيق طريقة النقاط الداخلية (MPI) كطريقة كلاسيكية، و تطبيق إحدى تقنيات الذكاء الاصطناعي لاسمها تقنية الخوارزميات الجينية (AG) كطريقة حديثة. ثم نقوم بالمقارنة بين الطريقتين. بالنسبة لتعويض الاستطاعة الرد فعلية نقوم باستعمال الأنظمة المرنة للنقل بالتيار المتناوب (FACTS) و خاصة في هذا المجال ما يدعى ب (SVC). تعزيز النتائج، والتأكد من صحتها يكون بتطبيق الطرق المقترحة على شبكة مرجعية و مقارنتها بنتائج بعض المراجع الأخرى. البرمجة أو الخوارزم المستعمل يكون عن طريق الـ MATLAB.6.5.

Abstract - This work considers, mainly, the various methods of identification and regulation in order to optimize the performances of the compensation of the reactive power Q and that of the voltage profile U. This optimization is based, firstly, on the application of the interior point method (IPM), as a traditional solution and the intelligent techniques of optimization as a modern solution, specially the genetic algorithms (GA). Then, a comparison between these 2 techniques (IPM & GA) will be accomplished. To improve the performances of the compensation of Q and the optimal regulation of U, we will use the FACTS device, in particular SVC.

The validation of the suggested methods will be carried out by simulation based on the Matlab.6.5 software. The obtained results will be compared to certain chosen references.

Résumé - Nous étudierons dans ce travail, les différentes méthodes d'identification et de régulation en vue d'optimiser ou d'améliorer les performances optimales de la compensation de l'énergie réactive Q et celles du plan ou profil de tension avec considération des contraintes de sécurité, d'un réseau électrique. Cette optimisation est basée, premièrement, sur l'application des MPI, comme solution traditionnelle et sur les TIA, en l'occurrence les AG, comme solution moderne. Ensuite, une étude comparative entre ces 2 techniques (MPI & AG) sera établie. Pour améliorer le profil de la compensation de Q et la régulation optimale de U, on utilise les dispositifs FACTS, en particulier le SVC.

La validation des 2 méthodes proposées sera effectuée par simulation basée sur le logiciel MATLAB 6.5. Les résultats obtenus seront validés par comparaison avec ceux obtenus dans certaines références bien choisies.

Mots clés - Optimisation, MPI, TIA, AG, compensation de Q, FACTS, SVC, régulation optimale de U, profil ou plan de U.

1. NOMENCLATURE

a – Acronymes utilisés

AG	Algorithmes génétiques
EP	Ecoulement de puissance
FACTS	Flexible Alternative Current Transmission Systems
GA	Genetic algorithm
JdB	Jeux de barres
IPM	Interior point method
KKT	Conditions de Karush-Kuhn-Tucker
LF	Logique floue
MPI	Méthode des points intérieurs
N-R	Newton – Raphson
RNA	Réseau de neurones
ROQ	Répartition optimale de l'énergie réactive
ROU	Régulation optimale du plan (profil) de tension
SVC	Static VAR compensator (compensateur réactif shunt)
TIA	Techniques d'intelligence artificielle

b – Symboles utilisés

c_j	Facteur (coefficient) de pénalité pour x_j
F	Fonction d'adaptation
$f(z)$	Fonction objective de toutes les pertes actives
$f(z_D)$	Fonction objective des variables de commandes discrètes
$g(z)$	Fonction des équations des flux de puissance
l	Variable balancée ($l \geq 0$)
N_{mut}	Gène après la mutation
N_{ini}	Gène avant la mutation
N_{max}	Nombre maximum des étapes pour variable correspondante.
Pen_j	Pénalité ou Valeur de violation de
P_{Gn}	Puissance active des générateurs [MW]
Q_C	Puissance réactive injectée par le SVC shunt [MVar]
Q_G	Sorties de puissance réactive des générateurs [MVar]
$RAND$	Fonction des nombre entier aléatoire $[0, N]$
T	Rapport de transformation du transformateur
T_i	Rapports de transformation des transformateurs réglables
U	Paramètre de barrière, ($u \geq 0$)
V	Module de tension [pu]
v, w	Multiplicateurs de Lagrange, ($v \geq 0, w \geq 0$)
x_j	Variable d'état
x_{jmin}	Limites inférieures de variable d'état
x_{jmax}	Limites supérieures de variable d'état
y	Multiplicateur de Lagrange
z_{Dmin}	Limite inférieure de la variable de commande discrète
z_{min}	Limites inférieure des variables de commande
z_{max}	Limites supérieures des variables de commande
Δz_D	Taille d'étape de la variable de commande discrète
θ_i	Angles des tensions des JdB
ε	Tolérance
γ	Point ou variable aléatoire

2. INTRODUCTION

Le problème de la compensation optimale de l'énergie réactive (**ROQ**) et de la régulation optimale du plan de tension (**ROU**) est un problème d'optimisation multi variable à fonction objective non linéaire, avec contraintes d'égalités et d'inégalités. Ce problème a été

employé pour la répartition et la planification économique des systèmes énergétiques [1] - [2].

Les problèmes d'optimisation non linéaires généraux sont très courants et constituent une part importante de nos recherches. Ces problèmes sont, souvent, très difficiles à résoudre, d'une part du fait de la diversité des contraintes d'inégalités et d'égalités et d'autre part du fait de la non convexité éventuelle de ces problèmes [3] - [4].

Les TIA sont des approches visant à émuler, dans des systèmes artificiels, les capacités des espèces vivantes pouvant identifier l'environnement et prendre les décisions adéquates en présence d'incertitudes et d'imprécisions. Les RNA, les AG et la LF sont 3 techniques qui disposent, aujourd'hui, d'une théorie bien fondée et qui ont été, efficacement, utilisées dans divers domaines. En l'occurrence, ces techniques ont pris une évolution ou ampleur croissante dans le domaine de la **ROQ/ROU** [5] - [6].

3. FORMULATION DU PROBLEME

On cherche à optimiser le plan de tension d'un réseau électrique non pollué et à déterminer les moyens, de compensation de l'énergie réactive, nécessaires pour le maintenir dans des limites admissibles.

La formulation du problème de la **ROQ/ROU** peut être exprimée comme un problème d'optimisation non linéaire avec contraintes d'égalité et d'inégalités décrit comme suit :

$$\begin{aligned} \min \quad & f(z) \\ g(z) = & 0 \\ z_{\min} \leq z \leq & z_{\max} \end{aligned} \quad (1)$$

Tous les symboles, fonctions, paramètres et variables utilisés ci-contre sont, généralement, définis par ordre alphabétique dans le tableau de nomenclature.

Le vecteur des variables de contrôle comprenant le vecteur des variables d'état est dénoté par $z(z_D, z_C, z)$ où $z_D = [Q_C^T \ T^T]^T$ caractérise le vecteur des variables discrètes de commande avec contraintes et $z_C = [Q_G^T \ V^T]^T$ représente le vecteur des variables continues avec contraintes. $z = [P_{Gn} \ \theta_1 \ \theta_2 \ \dots \ \theta_{n-1}]^T$ est le vecteur des variables continues de commande sans contraintes.

4. METHODE DE POINTS INTERIEURS

La MPI offre la convergence rapide à résoudre les problèmes d'optimisation non linéaires à grande échelle [7]. Cette méthode permet en effet de résoudre des problèmes dont les dérivées secondes ne sont pas disponibles ou difficilement calculables. Comme le problème de la **ROQ/ROU** est un problème d'optimisation non linéaire avec contraintes d'égalité et d'inégalités, on peut, alors, le résoudre par le choix d'un des plus puissants algorithmes de la MPI dénommé : algorithme de barrière primal-dual [8].

L'intérêt de ce choix réside dans la possibilité de pouvoir prendre une convergence globale des itérés vers la solution du problème initial.

Le problème de la **ROQ/ROU**, défini mathématiquement sous la forme (1), peut être résolu par une MPI non linéaire basée sur l'algorithme de barrière primal-dual développé dans certains travaux, en l'occurrence, ceux de la référence [8]. La méthode consiste à choisir, en premier lieu, toutes les variables de contrôle z_C , définies par le problème d'optimisation (1), comme variables continues, sans compter les variables balancées. Les multiplicateurs de Lagrange sont présentés pour traiter les contraintes d'inégalités et d'égalités et les fonctions logarithmiques de barrière sont employées pour garantir les conditions de non négativité des variables balancées.

Le problème de la **ROQ/ROU** peut être transformé en sous problème de la fonction Lagrangienne sans contraintes comme suit :

$$\begin{aligned} L(z, y, l, u, v, w) = & f(z) - v^T (z - l - z_{\min}) - y^T g(z) \\ & + w^T (z + l - z_{\max}) - \mu \sum_{i=1}^n (\ln l_i + \ln u_i) \end{aligned} \quad (2)$$

Les conditions du premier ordre de Karush-Kuhn-Tucker (**KKT**) du sous problème défini par (2), sont basées sur la forme d'un ensemble d'équations algébriques non linéaires résolu par l'algorithme de Newton - Raphson.

Le procédé d'itération de la MPI est arrêté quand les écarts des conditions de KKT sont, suffisamment, petites et inférieures à une tolérance ε , préalablement, bien déterminée.

$$\|L_z\| = \|\nabla f(z) - \nabla g^T(z) y - v + w\| < \varepsilon \quad (3)$$

$$\|L_y\| = \|g^T(z)\| < \varepsilon \quad (4)$$

$$\|L_v\| = \|z - l - z_{\min}\| < \varepsilon \quad (5)$$

$$\|L_w\| = \|z + l - z_{\max}\| < \varepsilon \quad (6)$$

$$Pas = v^T l + w^T u < \varepsilon. \quad (7)$$

Dans la théorie primale-duale, les grandeurs z , l et u sont les variables primales (principales). Par contre, les autres grandeurs y , v et w sont les variables duales. L'expression (3) exprime la condition réalisable duale. Tandis que, les équations (4) et (6) caractérisent les conditions réalisables principales. L'équation (7), quant à elle, définit la condition complémentaire balancée. Par conséquent, la solution optimale doit accomplir les critères d'arrêt établis par les équations (3) et (6), alors que la solution réalisable doit satisfaire les critères d'arrêt exprimés par les équations (4) et (6).

5. METHODE DES ALGORITHMES GENETIQUES

Les AG sont des algorithmes d'optimisation basés sur les mécanismes de la sélection génétique naturelle. L'approche est basée sur la survie de l'hypothèse la plus convenable de Darwin [2]. Dans les AG, les solutions du candidat au problème donné sont analogues aux individus dans une population. Chaque individu est codé comme corde, appelée **chromosome** [5].

Les nouvelles solutions de candidat sont produites à partir des chromosomes de parent par l'opérateur de **croisement**. L'opérateur de **mutation** est, alors, appliqué à

la population. La qualité de chaque individu est évaluée et estimé par prétendu de la fonction d'adaptation. Similairement, au mécanisme de la sélection naturelle des systèmes biologiques, les individus les plus convenables ont plus de chance de transmettre l'information à la prochaine génération [2] & [7].

Quand le meilleur chromosome est formé par le processus d'adaptation désirée, il sera pris comme solution optimale et le processus d'optimisation est terminé. Autrement, le processus est répété jusqu'à ce que le nombre maximum des générations soit atteint et le chromosome le plus convenable, ainsi formé, sera choisi comme solution optimale.

L'AG choisi dans cette application est celui utilisé par les références [2] & [7] avec quelques modifications. Les différents opérateurs de l'AG sont décrits comme suit.

a - Chromosomes

Puisque les rapports des transformateurs réglables et les compensateurs shunts sont tous des variables de commande discrètes, ils peuvent être codés comme variables de nombre entier (codage par permutations de valeurs entières). Quand une variable discrète de commande est exprimée par l'expression (8), la procédure de codage des variables de commande doit être réalisée par le codage du nombre entier. Par cette méthode de codage, la longueur du chromosome est égale au nombre de variables de commande et chaque gène représente un paramètre de commande de la **ROQ/ROU**.

$$z_D = \{z_{D_{\min}} + N \Delta z_D, N \in \{0, 1, \dots, N_{\max}\}\} \quad (8)$$

b - Fonction d'adaptation

L'objectif de la **ROQ/ROU** est de réduire au minimum toutes les pertes actives. L'AG est conçue pour maximiser la fonction d'adaptation, qui est une mesure de la qualité de chaque solution du candidat. Par conséquent, une transformation est nécessaire pour convertir l'objectif de la **ROQ/ROU** en terme approprié de la fonction d'adaptation.

Les contraintes de variables de commande de la **ROQ/ROU** sont, automatiquement, satisfaites par la théorie de codage, alors que les contraintes de variables d'état sont nécessaires pour être incluses dans la fonction d'adaptation de l'AG par des limites de pénalité. Dans ce cas, la fonction d'adaptation F est formée comme suit :

$$F = -f(z_D) - \sum_j c_j Pen_j \quad (9)$$

$$Pen_j = \begin{cases} x_{j_{\min}} - x_j & \text{si } x_j < x_{j_{\min}} \\ x_j - x_{j_{\max}} & \text{si } x_j > x_{j_{\max}} \\ 0 & \text{Autrement} \end{cases} \quad (10)$$

Tous les symboles, fonctions, paramètres et variables utilisés ci-contre sont définis, par ordre alphabétique dans le tableau de nomenclature.

Pour chaque solution du candidat, le chromosome est décodé pour déterminer les variables de commande z_D . Les variables correspondantes d'état x sont calculées par la procédure d'écoulement de puissance. La fonction

d'adaptation de la solution de ce candidat peut, alors, être calculée par l'expression (9).

c - Opérateurs de reproduction

c₁ - Sélection : La sélection est une opération pour garantir que les individus, avec des valeurs d'aptitude plus élevées, ont une probabilité plus élevée pour, aux mieux, contribuer à la nouvelle progéniture de la prochaine génération.

c₂ - Opération de croisement : Cette opération produit de nouveaux chromosomes par la combinaison des individus de parent. Dans ce cas, la méthode uniforme de croisement est adoptée, après plusieurs essais, avec un taux de croisement de 0.8 [7].

c₃ - Opération de mutation : La mutation est responsable de l'injection de nouvelle information. Pour le codage des chromosomes, l'opération de mutation est définie comme suit :

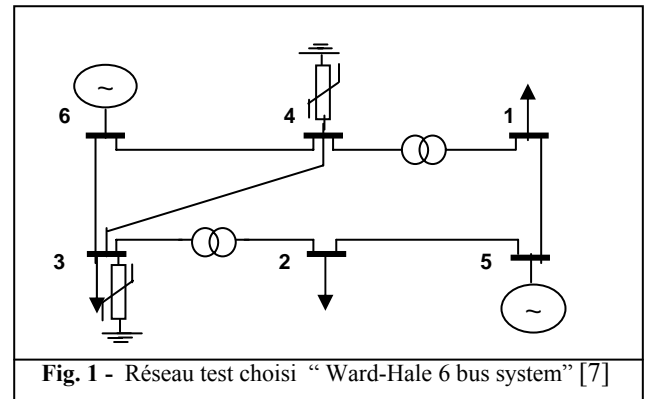
$$N_{mut} = \begin{cases} N_{ini} + RAND(N_{\max} - N_{ini}) \\ N_{ini} - RAND(N_{ini}) \end{cases} \quad (11)$$

La fonction $RAND(N)$ renvoie un nombre entier aléatoire dans la gamme de $[0, N]$. Dans ce cas, l'opérateur de mutation est appliqué avec une probabilité de 0.03 à chaque gène du chromosome [7].

6. SIMULATION & RESULTATS

a - Choix du réseau test

Le réseau électrique choisi pour cette application est un réseau comprenant 6 jeux de barres (**JdB**) appelé «Ward-Hale 6 bus system», représenté par la figure 1.



Le JdB 6 est le JdB d'équilibre. Le JdB 5 est un JdB du type PV (JdB générateur). Les JdB 3 et 4 contiennent les compensateurs shunts. Les transformateurs réglables sont reliés aux branches 2-3 et 1-4. Les données des branches de ce réseau sont représentées dans le tableau 1.

Tab. 1 - Données des branches du réseau test					
Eléments	r [pu]	x [pu]	r _t [pu]	x _t [pu]	T
6-3	0.123	0.518	0	0	0
6-4	0.080	0.370	0	0	0
4-3	0.097	0.407	0	0	0
2-5	0.282	0.640	0	0	0
5-1	0.723	1.050	0	0	0
3-2	0	0	0	0.300	1.025
4-1	0	0	0	0.133	1.100

Les contraintes qui concernent les variables de contrôle sont décrites dans le tableau 2.

Tab. 2 - Contraintes des variables de contrôle pour le réseau test					
Variables	Rapports de transformation T		Tensions en [pu] des JdB générateurs		Puissances réactives [MVar]
	T ₂₋₃	T ₁₋₄	V ₆	V ₅	Q _{g3} Q _{g4}
Inférieure	0.910		1.0	1.1	0.0 0.0
Supérieure	1.110		1.1	1.15	5.5 5.0

Les contraintes relatives aux variables dépendantes sont décrites dans le tableau 3. Par contre, les données des JdB du réseau sont présentées dans le tableau 4. La puissance de base utilisée est S_B = 100 [MVA].

Tab. 3 - Contraintes des variables dépendantes pour le réseau test		
Grandeurs	Tensions des JdB charges [pu]	Puissances réactives des JdB générateurs [pu]
Limites		
Inférieure	0.9	- 0.2
Supérieure	1.1	1.1

Tab. 4 - Données nodales du réseau test							
JdB	Tension		Charge		Génération		Admittance du SVC
	V [pu]	θ [degré]	P _d [pu]	Q _d [pu]	P _g [pu]	Q _g [pu]	Y _{cap} [pu]
1	1	0	0.55	0.13	0	0	0
2	1	0	0.30	0.18	0	0	0
3	1	0	0.50	0.05	0	0	0.5
4	1	0	0	0	0	0	0.5
5	1.1	0	0	0	0.501	0	0
6	1.05	0	0	0	0	0	0

b - Résultats du calcul de l'écoulement de puissance

L'étude de l'écoulement de puissance, par l'application de la méthode de N-R, a donné, après 4 itérations, les résultats présentés dans le tableau 5.

Le tableau 6 caractérise les résultats, de l'écoulement de puissance du même réseau, obtenus par la référence [6].

Tab. 5 - Résultats de l'écoulement de puissance						
JdB	Tension		Charge		Génération	
	V [pu]	θ [degré]	P _d [pu]	Q _d [pu]	P _g [pu]	Q _g [pu]
1	0.8552	-13.8149	0.55	0.13	0	0
2	0.9009	-13.3980	0.30	0.18	0	0
3	0.9332	-12.6355	0.50	0.05	0	0
4	0.9525	-9.9117	0	0	0	0
5	1.100	-6.0947	0	0	0.5010	0.3478
6	1.050	0	0	0	0.9652	0.3812
Pertes actives totales dans le réseau : 11.6197 [MW]						

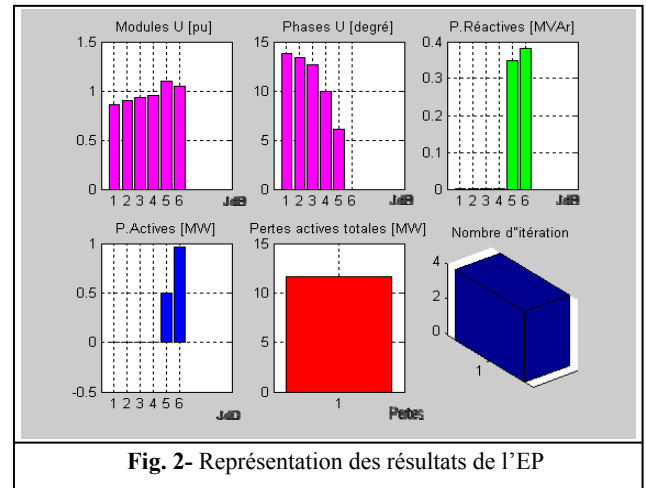


Fig. 2- Représentation des résultats de l'EP

Tab. 8 - Etat du réseau après l'application de la MPI						
JdB	Tension		Charge		Génération	
	V [pu]	θ [degré]	P _d [pu]	Q _d [pu]	P _g [pu]	Q _g [pu]
1	0.99121	0.02534	0.55	0.13	0	0
2	0.96854	-0.07261	0.30	0.18	0	0
3	0.98592	-0.03529	0.50	0.05	0	0.3140
4	1.05210	-0.04064	0	0	0	0.6502
5	1.15510	-0.07350	0	0	0.90	0.7031
6	1.08530	0	0	0	1.398	0.6502
Pertes actives totales dans le réseau : 9.8754 [MW]						

Tab. 6 - Résultats de l'écoulement de puissance de la référence [6]						
JdB	Tension		Charge		Génération	
	V [pu]	θ [degré]	P _d [pu]	Q _d [pu]	P _g [pu]	Q _g [pu]
1	0.8550	-13.8150	0.55	0.13	0	0
2	0.9010	-13.3980	0.30	0.18	0	0
3	0.9330	-12.6340	0.50	0.05	0	0
4	0.9530	-9.9120	0	0	0	0
5	1.100	-6.0950	0	0	0.5010	0.3480
6	1.050	0	0	0	0.9650	0.3820
Pertes actives totales dans le réseau : 11.807 [MW]						

On peut remarquer que la tension V_1 est hors limite. Pour cela, on est obligé d'ajuster les variables de contrôle

$[V_5 \ V_6 \ T_{1-4} \ T_{2-3}]$ et les valeurs de puissances réactives générées aux JdB 3 et 4, par la régulation des compensateurs réactifs shunts (SVC) en vue d'obtenir un plan optimal de tension et en même temps minimiser les pertes totales de la puissance active dans le réseau.

Dans ce qui suit, on va utiliser ces résultats comme base de données de l'application des 2 méthodes d'optimisation non linéaires avec contraintes d'égalité et d'inégalité. Dans notre application, il s'agit d'une minimisation des pertes actives. Les méthodes concernées sont la MPI et l'AG.

c - Résultats obtenus par l'application de la MPI

L'application de la MPI pour le problème de la **ROQ/ROU** a donné les variables de commande suivantes :

Tab. 7 - Variables de contrôle obtenues par l'application de la MPI						
Variable de contrôle	V_5 [pu]	V_6 [pu]	T_{1-4}	T_{2-3}	Q_{g3} [pu]	Q_{g4} [pu]
Valeur	1.1551	1.0853	1.0584	1.0584	0.3140	0.6502

L'injection de ces variables de contrôle dans le programme de l'EP a donné les résultats simulés dans le tableau 8 et dans la figure 3.

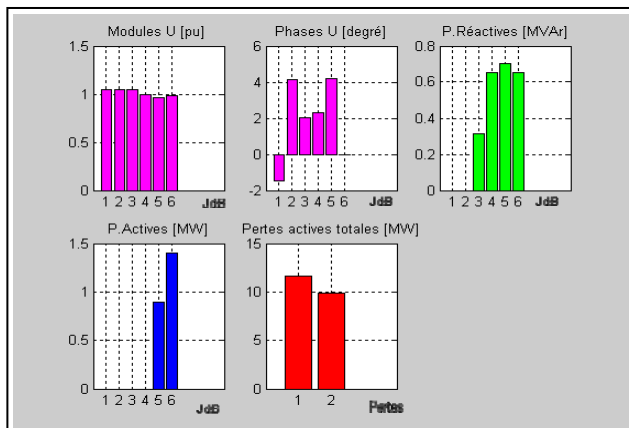


Fig. 3 - Représentation des résultats par l'application de la MPI

On remarque que les pertes ont diminué de **11.6197 [MW]** (avant l'optimisation) à **9.875 [MW]** (après l'optimisation). De plus, toutes les contraintes sont respectées.

Tab. 9 - Etat du réseau après l'application de la MPI de la référence [6]						
JdB	Tension		Charge		Génération	
	V [pu]	θ [degré]	P_d [pu]	Q_d [pu]	P_g [pu]	Q_g [pu]
1	1.050	0.02534	0.55	0.13	0	0
2	1.050	-0.07261	0.30	0.18	0	0
3	1.050	-0.03529	0.50	0.05	0	0.3140
4	0.99121	-0.04064	0	0	0	0.6502
5	0.96854	-0.07350	0	0	0.90	0.7031
6	0.98592	0	0	0	1.398	0.6502
Pertes actives totales dans le réseau : 9.8754 [MW]						

Les résultats obtenus sont conformes avec ceux obtenus, par l'application de la MPI des références [7]-

[8], dans le tableau 9. Par conséquent, on peut conclure que l'application de la MPI est efficace pour l'amélioration du profil de tension et de la minimisation des pertes actives.

d - Résultats obtenus par l'application de la MAG

L'hybridation de la MPI avec l'AG est caractérisée par l'acronyme MAG. L'application de l'AG pour la résolution du problème de la **ROQ/ROU** a donné le vecteur des variables de commande optimales présenté au tableau 10. L'injection de ces variables de contrôle, dans le programme de l'EP, a donné les résultats simulés dans le tableau 11 et dans la figure 4.

Tab. 10 - Variables de contrôle obtenues par l'application de l'AG						
Variables de contrôle	V_5 [pu]	V_6 [pu]	T_{1-4}	T_{2-3}	Q_{g3} [pu]	Q_{g4} [pu]
Valeurs	1.1500	1.1000	0.9400	0.9500	0.0550	0.0500

Les AG sont capables de traiter les problèmes avec variables discrètes. Les résultats de simulation montrent, clairement, que toutes les variables de contrôle sont bien ajustées. Les tensions et les puissances réactives sont dans leurs limites. Les pertes ont diminué de 11.6197 [MW] (Tab. 5 avant optimisation) à 8.7148 [MW] (Tab. 11 après optimisation par la MAG). Ceci représente un gain absolu de 2.91 [MW].

Tab. 11 - Etat du réseau après l'application de la méthode des AG						
JdB	Tension		Charge		Génération	
	V [pu]	θ [degré]	P_d [pu]	Q_d [pu]	P_g [pu]	Q_g [pu]
1	1.0324	-11.4367	0.55	0.13	0.0000	0.0000
2	1.0116	-10.965	0.30	0.18	0.0000	0.0000
3	0.9814	-10.850	0.50	0.05	0.0000	0.0624
4	0.9991	-8.7305	0	0	0.0000	0.0489
5	1.1498	-2.6848	0	0	0.5010	0.1434
6	1.0990	0	0	0	0.9361	0.4118
Pertes actives totales dans le réseau : 8.7148 [MW]						

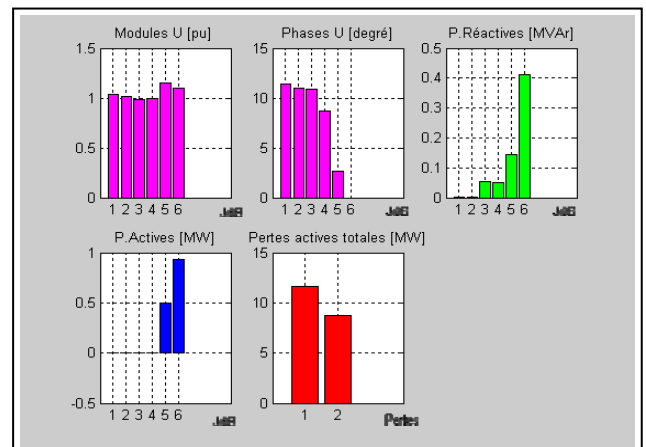


Fig. 4 - Représentation des résultats par l'application de la MAG

Tab. 12 - Etats du réseau après application de la méthode des AG de la référence [2].

JdB	Tension		Charge		Génération	
	V [pu]	θ [degré]	P _d [pu]	Q _d [pu]	P _g [pu]	Q _g [pu]
1	1.0401	-11.3977	0.55	0.13	0	0
2	1.0180	-10.9237	0.30	0.18	0	0
3	0.9729	-10.8404	0.50	0.05	0	0.055
4	0.9915	-8.7269	0	0	0	0.0450
5	1.1473	-2.4059	0	0	0.50100	0.11717
6	1.0995	0	0	0	0.93668	0.44857
Pertes actives totales dans le réseau : 8.7684 [MW]						

Tab. 13 - Etats du réseau après application de la méthode des AG de la référence [9].

JdB	Tension		Charge		Génération	
	V [pu]	θ [degré]	P _d [pu]	Q _d [pu]	P _g [pu]	Q _g [pu]
1	1.0240	-11.6064	0.55	0.13	0	0
2	1.0189	-11.0715	0.30	0.18	0	0
3	0.9766	-10.8733	0.50	0.05	0	0.05
4	0.9974	-8.7113	0	0	0	0.05
5	1.1500	-2.8460	0	0	0.5010	0.1385
6	1.1000	0	0	0	0.9367	0.4266
Pertes actives totales dans le réseau : 8.77 [MW]						

Les résultats de simulation obtenus par l'hybridation de la MPI avec l'AG, dénommée MAG, sont presque conformes à ceux donnés par les références [2] & [9] (Tab. 12 & 13). D'après les résultats de simulation obtenus, on conclut que l'AG est capable de résoudre le problème de la **ROQ/ROU** avec succès.

7. CONCLUSIONS

La **ROQ/ROU** est un problème d'optimisation multi variable à fonction objective non linéaire avec contraintes d'égalités et d'inégalités. Ce problème d'optimisation peut être traité par différentes méthodes numériques, après avoir supposé quelques simplifications et appliqué quelques traitements spéciaux. Ces méthodes peuvent mener à des minimums locaux et parfois, à un minimum global.

Mathématiquement, la MPI est caractérisée par son efficacité, sa robustesse et son temps de convergence rapide. Sa convergence rapide est une caractéristique pour la résolution des problèmes d'optimisation non linéaires à grande échelle.

Les résultats obtenus montrent que l'application des TIA, en l'occurrence les AG, reste, toujours, plus efficace que les autres méthodes classiques.

L'application de la méthode des AG peut présenter une bonne solution au problème de la **ROQ/ROU** sans passer par les termes de dérivation de la fonction objective ou des contraintes. Les résultats de simulation montrent l'efficacité et la robustesse de cette technique. L'espace de recherche de cette technique est représenté dans une population de points et non pas dans un point unique. La solution globale se trouve parmi les solutions locales trouvées dans une population.

D'après les résultats obtenus, on conclut que l'AG est très puissant pour traiter des variables discrètes. Par contre, la MPI est attrayante pour son efficacité de manipuler la programmation non linéaire continue à grande échelle.

8. REFERENCES

- [1] E. A. Belati, V. A. de Sous & L.C.T. Nunes and G. R.M. da Costa, "Newton's method associated to the interior point method for optimal reactive dispatch problem", Bologna Power - Tech Conference, June 23-26, Bologna, Italy, 2003.
- [2] F. Laouafi, "Régulation optimale de U & compensation de Q par les TIA", Mémoire de magister, Encadré par Prof. S. Leulmi, Dpt. D'Electrotechnique, Université de Skikda, Algérie, 2005.
- [3] A. Leulmi "Une procédure améliorante d'une méthode projective en programmation linéaire", Mémoire de magister, Encadré par Dr. D. Benterki, Dpt. de Mathématiques, Université de Skikda, Algérie, 2006.
- [4] Gilles Savard, "Introduction aux méthodes de points intérieurs: Cours polycopié", Dpt. de Mathématiques & de Génie Industriel, Ecole Polytechnique de Montréal, Canada, Février, 2001.
- [5] K. Hemsas, "Développement d'un nouveau modèle de la machine asynchrone pour la commande et la surveillance", Thèse de Doctorat, Encadrée par Prof. S. Leulmi, Dpt. D'Electrotechnique, Université Ferhat Abbas, Sétif, Algérie, 2006.
- [6] Federico Milano, "Power system analysis toolbox", 59 Temple Place, Suite 330, Boston, IEEE 0211-1307, USA, 2005.
- [7] Wei Yan, Fang Liu, C. Y. Chung, & K. P. Wong, "A hybrid genetic algorithm - interior point method for optimal reactive power flow", The Hong Kong Polytechnic University, Kowloon, Hong Kong, Digital Object Identifier 10.1109/TPWRS. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, No. 3, 2006.
- [8] Mingbo. Liu, S. K. Tso & Ying Cheng, "An extended nonlinear primal - dual interior point algorithm for reactive power optimization of large scale power systems with discrete control variables", Electric Power College, South China University of Technology, Guangzhou, 510640, Vol.17, No. 4, China, November 2002.
- [9] H. Zhang & L. Zhang, "Reactive power optimisation based on genetic algorithm", IEEE International Conference on Power System Technology, Proceeding Powercon'98, Vol. 2, pp. 1448- 1453, 18-21 Aug. 1997.

Evaluation et Contrôle de la Stabilité de la Tension d'un Réseau Electrique par Programmation Evolutive

Mourad Houabes

Abstract—Le développement des réseaux électriques (RE) nécessite l'évaluation de leur stabilité. Cela pour diminuer le risque d'avarie en présence de perturbation. Parmi les perturbations les plus connues, il y a les pannes d'alternateurs, les coupures de lignes et les grandes variations de charges. Ce travail présente une évaluation du point d'estimation critique de la charge maximale dans un RE. Le point d'estimation critique mène à une estimation de la charge maximale au niveau d'un seul jeu de barre (JB) ou de plusieurs en même temps. Différentes méthodes d'évaluation ont déterminé la marge d'augmentation de la charge entre un ou plusieurs JB. Une technique de programmation évolutive (PE) pour l'obtention de la charge optimale avant l'instabilité de la tension est proposée. Un test de robustesse de cette technique est réalisé sur un RE IEEE pour la validation. Des comparaisons avec d'autres méthodes démontrent le mérite de la technique PE.

Keywords — Stabilité de Tension, Charge Maximum, Programmation Evolutive.

I. INTRODUCTION

LE développement des réseaux électriques résulte de l'augmentation de la production de la puissance électrique qui doit répondre à chaque instant à une demande de plus en plus forte. Cela rend le RE de plus en plus compliqué. Les RE deviennent très chargés en raison de la difficulté de construction de nouvelles centrales de production proches des centres de charges et de nouvelles lignes de transport. La plupart des charges sont plutôt réactives qu'actives, en raison des enroulements des machines, transformateurs et autres éléments du RE. Un nombre d'incidents ont eu lieu à cause de l'instabilité du RE due à l'augmentation de la charge. La marge de stabilité peut être définie par la différence entre la charge nominale et la charge limite du RE. La diminution de la marge de stabilité peut mener le RE à une étape critique puis carrément à l'effondrement.

Plusieurs techniques d'identification et d'estimation de la charge maximale ont été reportées dans la littérature [1-5]. La technique itérative du load flow est une des techniques conventionnelles où on fait augmenter progressivement la charge, par étape, jusqu'à la divergence [6,7]. En ce point, il est clair que la charge du RE a atteint son maximum avant l'effondrement.

M.Houabes, Dépt. Electrotechnique, Université Badji Mokhtar de Annaba BP12 Sidi-Amar 23000 Annaba Algérie (e-mail: houabes@yahoo.fr).

Il est constaté, un manque d'exactitude dans la détermination du point de fonctionnement en charge maximale d'un RE par les techniques conventionnelles. Cette technique donne l'estimation de la charge maximale à travers une implémentation d'une évaluation automatique de la stabilité de tension. Plusieurs travaux sur la détermination de la charge maximale ont été proposés par I.Musirin et. al [8] utilisant un index nommé Fast Voltage Stability Index (FVSI). Cet index est basé sur l'évaluation des indices des lignes de transport interconnectées entre JB dans le RE. La détermination du point d'effondrement (POC) dans l'étude du load flow peut aussi mener à l'utilisation de : automatic voltage stability assessment (AVSA) [9]. Néanmoins, cette technique possède un défaut : l'inexactitude du POC. L'implémentation d'un procédé d'optimisation pourrait aider à identifier l'exact POC.

Une des techniques les plus connues et les plus rapides est celle de l'intelligence artificielle (AI). D'autres techniques d'optimisation existent aussi : programmation linéaire ; algorithme génétique ; programmation quadratique ; optimisation par colonie de fourmi [10] et système immunité artificielle (AIS) [11]. Musirin *et. al.* [8] ont développé un nouvel algorithme d'exécution de la PE basé sur les techniques d'optimisation pour l'estimation de la charge maximale sur un JB.

Ce travail présente l'application de la technique PE pour la recherche de la charge optimale d'un ou plusieurs JB, utilisant le FVSI comme instrument de mesure. Des méthodes d'optimisation, pour l'identification de la charge maximale en plusieurs JB, sont développées séparément. Cette technique peut assister les gérants des RE à planifier et étudier la capacité de charge des RE. Des études comparatives ont été réalisées tout en respectant l'AIS, et l'AVSA.

II. TECHNIQUE PROPOSEE

A. Evaluation de la stabilité de tension

La stabilité de la tension est définie comme la capacité du système à maintenir son équilibre quand il est soumis à une perturbation. Le système entre dans un état d'instabilité quand une perturbation, augmentation de la charge par exemple, provoque une diminution progressive de la tension [4]. Le principal facteur qui peut assurément mener à l'instabilité est la défaillance du support de la puissance réactive.

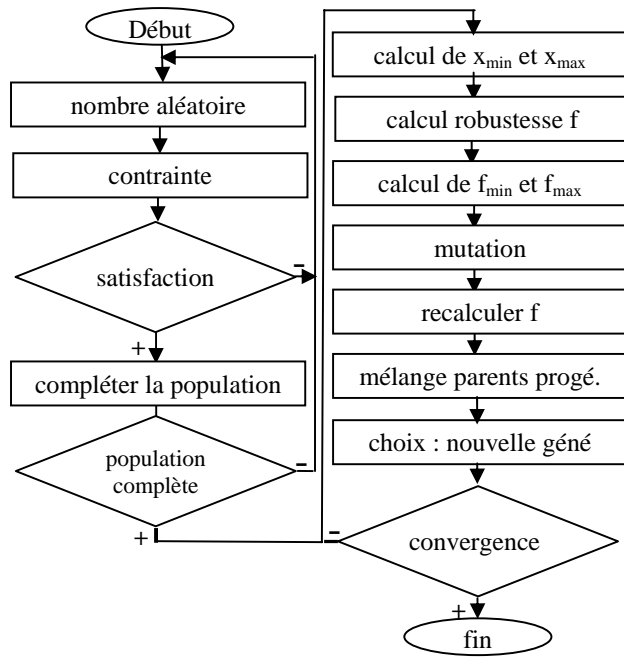


Fig. 1. Organigramme de la programmation évolutive

Les problèmes de la stabilité de tension apparaissent normalement pendant la surcharge du système, précisément quand il y a faiblesse du système de production. Pour s'assurer de la limite du système par rapport à sa fiabilité et sécurité, les augmentations de charges doivent être surveillées étroitement. Les charges peuvent être augmentées seules ou simultanément. La charge maximale détermine la limite de l'instabilité d'un système. L'analyse de la stabilité statique d'un système consiste alors à déterminer la charge maximale des JB avant l'instabilité. La puissance active ne jouant aucun rôle significatif par rapport à la stabilité de tension c'est seulement la partie réactive de la charge qui est considérée [7, 9, 16-18]. Ce travail utilise le FVSI pour cette analyse.

$$FVSI_{ij} = \frac{4Z_{ij}^2 Q_j}{V_i^2 x_{ij}} \quad (1)$$

Z : impédance de la ligne; X_{ij} : réactance; V_i : tension au début de la ligne; Q_j la puissance réactive à l'arrivée de la ligne.

Le FVSI développé par Musirin *et. al.* [8] détermine la condition de stabilité des lignes d'un RE. Il est compris entre 0 à vide et 1 à l'instabilité. La valeur maximale parmi les FVSI est utilisée pour évaluer l'instabilité du système en entier.

B. Processus classique pour la détermination de la charge maximale

- 1) Choix d'un JB test;
- 2) Evaluation des FVSI pour toutes les lignes ;
- 3) Vérifier si le FVSI max est inférieure à 0,95. Si oui, augmenter la charge du JB test et reprendre le processus jusqu'à atteindre 0,95;
- 4) Enregistrer la charge du JB test ;
- 5) Refaire le processus pour les autres JB du RE.

Le résultat final donne les charges maximales admissibles des JB avant l'instabilité du système.

Cette méthode de calcul pourrait être jugée .longue et peu précise. Pour y remédier, la technique d'optimisation s'avère indispensable. C'est dans cet objectif que la PE est proposée dans ce travail.

C. Programmation évolutive

La programmation évolutive est une technique d'optimisation stochastique basée sur la génération normale. Elle a été inventée par D. Fogel en 1962 et après, étendue pour l'optimisation par Burgin [12]. La méthode comporte la génération de nombre aléatoire à l'initialisation, suivie d'évaluation statistique, de calcul de la robustesse, de mutation et finalement de la nouvelle génération créée [13,14]. Les nombres aléatoires générés représentent les paramètres responsables de la robustesse de la technique l'optimisation.

Algorithme de la PE

Le processus d'optimisation mis en application en utilisant la PE est représenté dans l'organigramme de la figure 1.

Génération des nombres aléatoires

Dans l'EP, le processus d'initialisation est mené en générant une série de nombres aléatoires en utilisant une distribution uniforme. Les nombres aléatoires représentent la puissance réactive de charge du JB test considéré pour l'estimation de son maximum. Le nombre de variables dépend du nombre de JB choisis pour l'augmentation simultanée de leurs charges. Quelques contraintes doivent être placées au début de sorte que la PE produise seulement des nombres aléatoires qui satisfont une certaine contrainte prédéterminée. Pour évaluer la charge maximum, une seule contrainte a été identifiée i.e., le FVSI doit être inférieur à 0.95. La valeur calculée du FVSI en utilisant les nombres aléatoires générés doit être inférieure au FVSI tel que la robustesse puisse être optimisée.

Calcul de la robustesse et évaluation statistique

Dans cette étude le FVSI est considéré comme l'équation de la robustesse qui nécessite optimisation.

Mutation

La mutation est exécutée sur les nombres aléatoires générés, x pour produire les progénitures. Le processus de mutation a été mis en application sur la base de l'équation (2).

$$x_{i+m,j} = x_{i,j} + N(0, \sigma^2) \quad (2)$$

$$\sigma^2 = \beta(x_{max} - x_{min}) \frac{f}{f_{max}} \quad (3)$$

$x_{i+m,j}$: parents mutés (progéniture) ; $x_{i,j}$: parents

N: variable aléatoire gaussienne de moyenne μ et variance σ^2 ;

β : balance de mutation, $0 < \beta < 1$;

x_{jmax} : nombre aléatoire maximal pour toute variable ;

x_{jmin} : nombre aléatoire minimal pour toute variable ;

f: robustesse pour le ième nombre aléatoire ;

f_{max} : robustesse maximum.

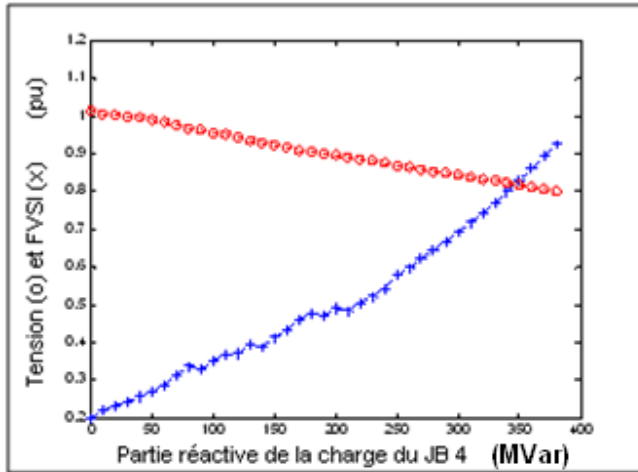


Fig. 2. Variations de la tension (x) et de l'indice FVSI par rapport à la partie réactive de la charge du JB 4.

Pour une meilleure convergence, la balance de mutation β peut être ajustée manuellement. Plus β est élevée plus la convergence est lente [14]. Pour de bon résultat, la valeur de β est alors déterminée en utilisant la technique heuristique [15].

Les candidats d'une génération suivante sont choisis parmi l'ensemble des progénitures et des parents par une technique d'élitisme.

Test de convergence

Le test de convergence est défini par la différence entre les valeurs extrêmes de la robustesse.

$$f_{\max} - f_{\min} < 0.0001 \quad (4)$$

III. RÉSULTATS ET DISCUSSIONS

Pour tester la technique proposée, un système d'essai IEEE 30-bus est utilisé. Il comporte 6 JB générateurs et 25 charges interconnectées par 41 lignes. Le nombre de variables correspond au nombre de JB charge. Les résultats de la charge maximale permise à chaque JB et de la robustesse, sont comparés aux résultats des méthodes AIS et AVSA.

A. Optimisation de la charge maximum

La charge maximum Q_{\max} des JB est déterminée en augmentant la charge réactive du JB choisi tout en veillant à ne pas dépasser la valeur 0,95 du FVSI. Q_{\max} de chaque JB est déterminée juste avant l'instabilité du système.

B. Charge maximale d'un JB seul

La PE est implémentée pour la recherche de Q_{\max} pour quatre JB : 4, 14, 16 et 24 un par un. Ceci tout en respectant les limites de la tension et du FVSI. La figure 2 montre les variations de la tension et du FVSI, par rapport à la charge réactive du JB 4. La tension minimale 0.80097 p.u est atteinte pour 380 Mvar. Au-delà il y a divergence. Par conséquent cette valeur est identifiée comme charge maximum pour le JB 4 avec un FVSI correspondant de 0.92694.

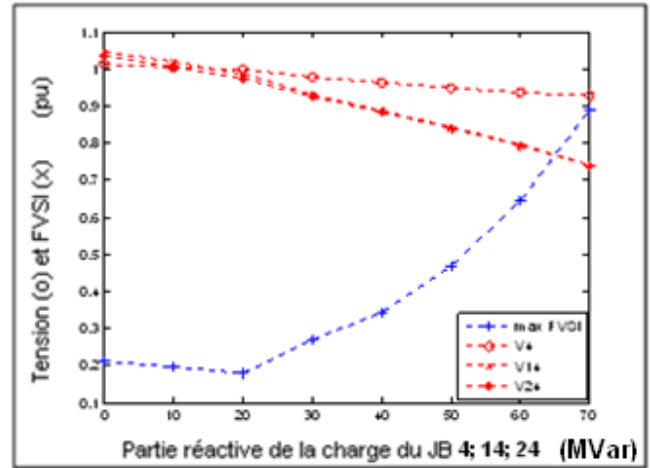


Fig. 3. Variations de la tension et de l'indice FVSI par rapport à la partie réactive de la charge simultanément pour les JB 4, 14 et 24.

C. Charges maximales pour plusieurs JB simultanément

La charge de plusieurs JB augmente simultanément (tableau II). La tension et le FVSI sont surveillés en même temps. Les variations de la tension aux JB 4, 14 et 24 par rapport à leurs charges réactives sont représentés dans la figure 3. Le FVSI atteint 0.92779 p.u avec une Q_{\max} correspondante de 70 Mvar pour chaque JB. Ceci implique que l'augmentation simultanée de charge cause une diminution de la charge réactive permise aux JB correspondants.

D. Détermination de la charge maximale par la PE

Les charges maximales pour une augmentation en un seul JB à la fois au 4, 14, 16 et 24 sont regroupées au tableau 1 et au tableau 2 pour plusieurs JB simultanés. Les comparaisons entre les résultats des trois méthodes utilisées sont regroupés dans le tableau 3. Pour le JB4 ; PE dépasse 386.5 Mvar pour Q_{\max} , AIS atteint 385.51 Mvar et AVSA encore plus bas à 380 Mvar. Ceci implique que la PE est plus précise que l'AIS et l'AVSA. Cela est confirmé par les résultats des autres JB.

TABLEAU I
RESULTATS OBTENUS PAR PE POUR 1 SEUL JB

N° JB	Q_{\max} (Mvar)	FVSI	Temps de calcul (s)
4	386.5	0.94945	76.781
14	76.341	0.94178	99.281
16	60.391	0.94271	115.24
24	66.031	0.9498	110.9

TABLEAU II
RESULTATS OBTENUS PAR PE POUR PLUSIEURS JB

Combinaison	N°JB	Q_{values}	FVSI	t. cal. (s)
1	Q ₄	79.767	0.9424	49.531
	Q ₁₄	71.656		
	Q ₂₄	68.47		
2	Q ₄	77.032	0.94948	175.859
	Q ₁₆	63.92		
	Q ₂₄	95.308		
3	Q ₁₄	63.818	0.94862	119.328
	Q ₁₆	76.877		
	Q ₂₄	63.478		

TABLEAU III
COMPARAISONS DES RESULTATS OBTENUS POUR UN JB A LA FOIS PAR TROIS METHODES DIFFERENTES

N° JB	EP			AVSA			AIS		
	Q_{\max} (Mvar)	$FVSI$	t. cal. (s)	Q_{\max} (Mvar)	$FVSI$	t. cal. (s)	Q_{\max} (Mvar)	$FVSI$	t. cal. (s)
4	386.5	0.94945	76.781	380	0.92694	5.234	385.51	0.94596	142.25
14	76.341	0.94178	99.281	70	0.80306	0.766	76.127	0.9369	283.562
16	115.24	0.94271	60.391	110	0.83888	1.297	115.01	0.93775	171.875
24	110.9	0.9498	66.031	110	0.90335	12.75	110.83	0.93687	130.344

Le tableau 4 regroupe les comparaisons pour le cas de plusieurs JB simultanément. Les charges réactives des JB 4, 14 et 24 augmentent simultanément, la technique PE atteint pour chaque JB, 79.07 Mvar, 71.656 Mvar et 68.47 Mvar respectivement avec un $FVSI$ de 0.9424. Par contre la méthode AIS n'atteint que 59.779 Mvar, 73.009 Mvar et 36.318 Mvar avec un $FVSI$ plus petit aussi 0.93595. La méthode AVSA atteint la même valeur 70 Mvar pour les 3 JB avec un $FVSI$ de 0.89013. Ceci montre la plus grande précision de la technique PE par rapport aux celles de AIS et de l'AVSA. On peut faire la même observation pour les autres combinaisons de JB.

IV. CONCLUSIONS

La détermination du maximum de charge d'un JB seul et de plusieurs JB simultanément par la technique de programmation évolutive a été présentée. La PE, a été utilisée pour l'optimisation de la puissance réactive de charge de plusieurs JB choisis aléatoirement, un par un ou simultanément. Les résultats obtenus ont été comparés à ceux par d'autres techniques AIS et AVSA. Ils démontrent que la précision de la PE est plus grande ainsi que le temps de calcul est plus court. On conclue que la technique d'optimisation de PE est la meilleure.

REFERENCES

- [1] I. Musirin and T. K. A. Rahman, "Estimating Maximum Loadability for Weak Bus Identification Using $FVSI$ ", IEEE Power Engineering Review, Vol. 22, 2002, pp. 50-52.
- [2] K. A. Rahman and G.B.Jasmon, "A new Voltage Stability Index and Load Flow Technique for Power System Analysis", International Journal of Power and Energy System, Vol. 17, No 1, 1997, pp. 28-37.
- [3] A. S-Yome, N. Mithulananthan and K.Y. Lee, "A Maximum Loading Margin Method for Static Voltage Stability in Power Systems", IEEE Transaction of Power Systems, Vol. 21, No. 2, May 2006, pp. 799-808.
- [4] P. Kundur, John Paserba and V. Ajjarapu, "Definition and Classification of Power System Stability", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 2, May 2004, pp. 1387-1401.
- [5] G. K. Morison, B. Gao, and P. Kundur, "Voltage Stability analysis using static and dynamic Approaches," IEEE Trans. Power Systems, Vol. 8, Aug. 1993, pp. 1159-1171.
- [6] A. Semlyen, B. Gao and W. Janischewski, "Calculation of the Extreme Loading Condition of a Power System for the Assessment of Voltage Stability", IEEE Trans. Power Systems, Vol. 6, February 1991, pp. 307-315.
- [7] O.O. Obadina and G.J. Berg, "Determination of Voltage Stability Limit in Multimachine Power Systems," IEEE Trans. Power Systems, Vol. 4, November 1988, pp. 1545-1554.
- [8] I. Musirin and T.K. A. Rahman, "Novel Fast Voltage Stability Index ($FVSI$) for Voltage Stability Analysis in Power Transmission System", Proc. IEEE International Student Conference of Research and Development 2002 (SCORED2002), July 2002, pp. 265-268.
- [9] I. Musirin, S. Sabri, T. K. A. Rahman, "Development of Automatic Voltage Stability Analysis Algorithm for Power System Security Assessment", Colloquium on Signal Processing and Its Application CSPA2005, 28-30 May 2005 pp. 61-65.
- [10] M. R. Kalil, I. Musirin and M.M. Othman, "Ant Colony Based Optimization Technique for Voltage Stability Control", Proceeding of the WSEAS International Conference on Power System, Lisbon, Portugal, September 22-24, pp. 149-154.
- [11] I. Musirin, M.H. Ismail and T.K. A. Rahman, "Optimization of Reactive Power Dispatch via Artificial Immune System for Voltage Stability enhancement," Proceeding of Colloquium of SIGNAL PROCESSING and its APPLICATIONS, Pangkor Perak, Malaysia, 28-30 May 2005.
- [12] J. R. Gomes and O. R. Saavedra, "Optimal Reactive Power Dispatch Using Evolutionary Computation: Extended Algorithm", IEE Proceedings - Gener. Trans. Distrib., Vol. 146, No. 6, November 1999, pp. 586 - 592.
- [13] L. L. Lai and J. T. Ma, "Application of Evolutionary Programming to Reactive Power Planning - Comparison with Nonlinear Programming Approach", IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 12, No. 1, February 1997, pp. 198 - 206.
- [14] J. T. Ma and L. L. Lai, "Evolutionary Programming Approach to Reactive Power Planning", IEEE Proceedings - Gener. Trans. Distrib., Vol. 143, No. 4, July 1996, pp. 365 - 370.
- [15] I. Musirin, "Novel Techniques for Voltage Stability Assessment and Improvement in Power System", Phd Thesis, Universiti Teknologi MARA Malaysia, 2004.
- [16] B. Gao, G.K. Morison, P. Kundur, "Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis", IEEE Trans. Power Systems, Vol. 4, November 1992, pp. 1529-1542.
- [17] C.D. Vournas, "Voltage Stability and Controllability Indices for Multimachine Power Systems", IEEE Trans. Power Systems, Vol. 3, August 1995, pp. 1183-1194.

TABLEAU IV
COMPARAISONS DES RESULTATS OBTENUS POUR PLUSIEURS JB SIMULTANEMENT PAR TROIS METHODES DIFFERENTES

Combinaison	N°JB	EP			AVSA			AIS		
		Q_{\max} (Mvar)	$FVSI$	t. cal. (s)	Q_{\max} (Mvar)	$FVSI$	t. cal. (s)	Q_{\max} (Mvar)	$FVSI$	t. cal. (s)
1 ^{ière} combinaison	4	79.767	0.9424	49.531	70	0.89013	0.875	59.779	0.93595	161.078
	14	71.656						73.009		
	24	68.47						36.318		
2 ^{ie} combinaison	4	77.032	0.94948	175.859	80	0.73502	0.938	88.237	0.93076	330.625
	16	63.92						94.888		
	24	95.308						85.358		
3 ^{ie} combinaison	14	63.818	0.94862	119.328	60	0.73494	0.766	73.325	0.94683	259.61
	16	76.877						26.081		
	24	63.478						23.906		

Application de la méthode hybride RT/RS au problème d'engagement des turbines "Unit Commitment"

R. D. MOHAMMEDI

S. ARIF

A. HELLAL

*Laboratoire d'Analyse et de Commande des Systèmes
d'Énergie et Réseaux Électriques, université Amar Telidji de Laghouat, BP-37G-03000 Laghouat, Algérie.*

Emails: ridha_djamel@yahoo.fr; s.arif@mail.lagh-univ.dz ; a.hellal@mail.lagh-univ.dz

Résumé - Le problème d'établir un programme "allumage/extinction" optimal pour des centrales électriques dans un système de production d'énergie s'appelle le problème d'engagement des turbines ou en Anglais unit commitment problem « UCP ». Un sous problème de l'UCP doit trouver la production optimale pour une combinaison donnée des unités en marche. Ce sous problème s'appelle le problème de répartition économique ou en Anglais economic dispatch problem « EDP ».

Cet article propose une nouvelle approche méta heuristique hybride recherche tabou - recuit simulé pour résoudre le problème de l'UCP. Pour valider l'algorithme élaboré, plusieurs tests sur des réseaux modèles de différentes tailles ont été établis. Les résultats de simulation sont comparés à ceux obtenus par plusieurs références récentes.

Mot Clés : Unit commitment, Economic dispatch, Recherche tabou, Recuit simulé.

NOMENCLATURE

F_T	Coût total de production [€].
$P_i(t)$	Puissance produite par l'unité i à l'instant t [MW].
N_i	Nombre total d'heures.
N	Nombre total d'unités.
$U_i(t)$	État de l'unité i à l'instant t (1 ou 0).
a_i	Coût à vide de l'unité i [€].
b_i	Coefficient du coût linéaire de l'unité i [€/MW].
c_i	Coefficient du coût quadratique de l'unité i [€/MW ²].
$S_i(t)$	Coût total de redémarrage de l'unité i à l'instant t [€].
$P_D(t)$	Puissance demandée par la charge à l'instant t .
P_i^{\max}	Puissance maximale de l'unité i .
P_i^{\min}	Puissance minimale de l'unité i [MW].
$P_R(t)$	Réserve tournante nécessaire à l'instant t [MW].
CSC_i	Coût de redémarrage à froid de l'unité i « cold Start cost » [€].
$ST_i(t)$	Coût de redémarrage de l'unité i à l'instant t « start up cost » [€].
HSC_i	Coût de redémarrage à chaud de l'unité i « hot start cost » [€].
SC_i	Durée de redémarrage à froid de l'unité i « cold start » [heures].
$DC_i(t)$	Coût d'extinction de l'unité i à l'instant t « shut down Cost » [€].
X_i^{ON}	Temps durant lequel l'unité i est allumée [heures].
X_i^{OFF}	Temps durant lequel l'unité i est éteinte [heures].

UR_i Élévation maximale de la puissance pour l'unité i [MW].

DR_i Chute maximale de la puissance pour l'unité i [MW].

I. INTRODUCTION

Le problème d'engagement des turbines (UCP) consiste à choisir les unités de production qui seront opérationnelles sur une échelle de temps discrétisée, de manière à minimiser le coût total de production. Les unités doivent satisfaire la charge ainsi que la réserve tournante. De plus, chaque unité possède ses propres limites de production et un temps minimal de redémarrage et d'arrêt. Il s'agit, donc, d'un problème d'optimisation complexe mixte, combinatoire et non linéaire.

On peut grouper les méthodes de résolution de ce problème en trois classes :

- Méthodes déterministes.
- Méthodes méta heuristiques.
- Méthodes hybrides (déterministe - méta heuristique) ou (méta heuristique – méta heuristique).

Parmi les méthodes déterministes, on trouve la méthode de la liste de priorité qui est simple et rapide. Mais, la solution trouvée n'est pas toujours une solution faisable [1].

La programmation dynamique est une méthode d'optimisation déterministe opérant par phases (ou séquences). Elle se repose sur le principe d'optimalité de Bellman : toute politique optimale est composée de sous-politiques optimales [2].

Une autre méthode déterministe est celle de relaxation Lagrangienne qui se base sur l'équation du Lagrange de la fonction coût totale. Elle consiste à trouver les multiplicateurs de Lagrange (λ_i et μ_i) maximisant la fonction duale qui constitue la borne inférieure du problème primal. Cette méthode itérative est plus rapide que la programmation dynamique. Cependant, la solution trouvée est loin d'être optimale [3].

Les méthodes déterministes assurent une solution optimale ou proche de la solution optimale avec un temps acceptable pour les systèmes de petite taille. Par contre, pour les systèmes de grande taille (plus de 10 unités) ces méthodes souffrent d'un temps de calcul de plus en plus long.

Récemment, pour surmonter ce problème, quelques méthodes se basant sur l'intelligence artificielle telles que les méta heuristiques ont été appliquées.

En fait, les méta heuristiques ont pour objectif de trouver une solution optimale ou proche de la solution optimale pour les systèmes de grande taille avec un temps de calcul acceptable. Dans cet article, nous proposons une méthode hybride dite recherche tabou et recuit simulé (RT/RS) pour résoudre le problème de l'UCP. L'algorithme proposé a été testé avec succès sur plusieurs réseaux modèles de différentes tailles. Les résultats de simulation ont été comparés à ceux trouvés par les méthodes classiques (et une autre méthode méta heuristique présentée et discutée dans une littérature très récente [8].

II. FORMULATION DU PROBLEME

1. Fonction objective

L'objectif de l'UCP consiste à la minimisation de la fonction coût total de production :

$$\min_{P_i(t), U_i(t)} \left[F_T = \sum_{t=1}^{N_t} \sum_{i=1}^N [F_i(P_i(t))U_i(t) + ST_i(t)U_i(t) + DC_i(t)(1 - U_i(t))U_i(t-1)] \right] \quad (1)$$

Avec :

$$F_i(P_i(t)) = a_i + b_i P_i(t) + c_i P_i^2(t) \quad i = 1, \dots, N \quad t = 1, \dots, N_t \quad (2)$$

$$ST_i(t) = \begin{cases} HSC_i, & \text{Si } MDT_i \leq X_i^{OFF} \leq MDT_i + SC_i \\ CSC_i, & \text{Si } X_i^{OFF} > MDT_i + SC_i \end{cases}$$

2. Contraintes

Les contraintes de l'UCP sont :

i. Contraintes du système

➤ Demande à satisfaire

$$\sum_{i=1}^N P_i(t) U_i(t) = P_D(t) \quad t = 1, \dots, N_t \quad (3)$$

➤ Réserve à garantir

$$\sum_{i=1}^N P_i^{max}(t) U_i(t) = P_D(t) + P_R(t) \quad t = 1, \dots, N_t \quad (4)$$

ii. Contraintes des unités

➤ Puissance bornée

$$P_i^{min} \leq P_i(t) \leq P_i^{max} \quad t = 1, \dots, N_t \quad (5)$$

➤ Temps minimal d'allumage

$$MUT_i \leq X_i^{ON} \quad i = 1, \dots, N \quad (6)$$

➤ Temps minimal d'extinction

$$MDT_i \leq X_i^{OFF} \quad i = 1, \dots, N \quad (7)$$

➤ Élévation maximale de la puissance

$$\begin{aligned} P_i(t) &\leq \min(P_i^{max}, P_i(t-1) + UR_i) \quad \text{Si} \\ U_i(t-1) &= 1 \quad \& \quad U_i(t) = 1 \\ i &= 1, \dots, N \quad \& \quad t = 1, \dots, N_t \end{aligned} \quad (8)$$

➤ Chute maximale de la puissance

$$\begin{aligned} P_i(t) &\geq \max(P_i^{min}, P_i(t-1) - DR_i) \quad \text{Si} \\ U_i(t-1) &= 1 \quad \& \quad U_i(t) = 1 \\ i &= 1, \dots, N \quad \& \quad t = 1, \dots, N_t \end{aligned} \quad (9)$$

➤ Autres contraintes

Il existe d'autres contraintes tels que : l'état initial des unités, les puissances initiales délivrées par les unités, la contrainte d'équipement, et le fonctionnement obligatoire de certaines unités « must – run »).

III. APPROCHE PROPOSEE

L'approche proposée est une hybridation entre le recuit simulé (RS) et la recherche taboue (RT). Cette hybridation nous permettra de profiter de l'avantage de la méthode du RS: Acceptation de « mauvaises » solutions. Ceci permet, alors, d'explorer une plus grande partie de l'espace de recherche et tend à éviter de s'enfermer trop vite dans la recherche d'un optimum local. Par contre, l'avantage de la RT consiste à interdire (d'où le nom de *tabou*) de revenir sur les dernières positions explorées puisque ces dernières sont conservées dans une *liste taboue* d'une taille donnée qui est un paramètre ajustable de l'heuristique.

1. Codage de la solution

La solution est représentée par une matrice de dimension $[N \times N_t]$,

$$S = \begin{pmatrix} U_1(1) & U_1(2) & \dots & U_1(t) & \dots & U_1(N_t) \\ U_2(1) & U_2(2) & \dots & U_2(t) & \dots & U_2(N_t) \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots \\ U_i(1) & U_i(2) & \dots & U_i(t) & \dots & U_i(N_t) \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots \\ U_N(1) & U_N(2) & \dots & U_N(t) & \dots & U_N(N_t) \end{pmatrix}$$

Avec $U_i(t)$ est l'état de l'unité i à l'instant t : Le zéro signifie que la centrale est à l'arrêt et le 1 caractérise son fonctionnement.

2. Création de la solution initiale

Les méthodes de parcours commencent toujours par le calcul d'une solution initiale. Cette solution est, souvent, aléatoire. Pour ce faire, nous avons utilisé une technique basée sur la liste de priorité [1]. Cette technique assure de commencer, toujours, par la même solution initiale. Ceci réduit, considérablement, l'écart entre les résultats. De plus, cette solution est faisable et proche de la solution optimale.

3. Diversification ou perturbation aléatoire

➤ Phase I : Perturbation

La section suivante présente comment effectuer une perturbation aléatoire sur la solution actuelle S . Cette technique nous assure la *diversification* sur l'espace de recherche [4].

Début

Choisir unité $\sim U(1 \dots N)$, et temps $\sim t(1 \dots N_t)$

Si $S(\text{unité}, \text{temps}) = 0$ alors

Trouver quand l'unité a été éteinte t_{OFF}

Trouver quand l'unité a été redémarrée t_{ON}

Durée = $t_{OFF} - t_{ON}$

Si Durée = $MDT_{\text{unité}}$ alors

Pour $t = t_{OFF}$ jusqu'à $t_{ON} - 1$

$S(\text{unité}, t) = 1$

FinPour

Sinon

Si $\text{rand} < 0.5$ alors

$S(\text{unité}, t_{OFF}) = 1$

Sinon $S(\text{unité}, t_{OFF}) = 0$

FinSi

Pour $t = t_{OFF} + 1$ jusqu'à $t_{ON} - 1$

Si $S(\text{unité}, t-1) = 1$ et $X_i^{ON} \geq MUT_{\text{unité}}$

Si $\text{rand} < 0.5$ alors

$S(\text{unité}, t) = 1$

Sinon

Si $t \leq t_{ON} - MDT_{\text{unité}}$

$S(\text{unité}, t) = 0$

Sinon

$S(\text{unité}, t) = 1$

FinSi

FinSi

Sinon $S(\text{unité}, t-1) = 1$

FinSi

Si $S(\text{unité}, t-1) = 0$ et $X_i^{OFF} \geq MDT_{\text{unité}}$

Si $\text{rand} < 0.5$ alors

$S(\text{unité}, t) = 1$

Sinon $S(\text{unité}, t) = 0$

FinSi

Sinon $S(\text{unité}, t-1) = 0$

FinSi

FinPour

FinSi

:

(rand génère un nombre aléatoire inclus entre 0 et 1)

Pour $S(\text{unité}, \text{temps}) = 1$, on applique le même algorithme avec un changement de 0 par 1, MDT par MUT , X^{OFF} par X^{ON}etc.

La figure 1 présente un exemple d'une perturbation aléatoire effectuée sur la solution initiale avec $MDT_i = 2$ [heures] et $MUT_i = 2$ [heures].

Unité	Temps							
					t			
i	0	1	1	1	1	1	1	0
i	0	1	1	0	0	0	1	0

Fig. 1. Exemple d'une perturbation

➤ Phase II : Réparation

Après avoir effectué une perturbation sur la solution initiale, la nouvelle solution peut violer quelques contraintes. Il faut, donc, rendre cette solution faisable (réparation). Par exemple, si la contrainte (2) est violée (figure 2), c'est-à-dire qu'à l'instant t , la puissance maximale des unités allumées à cette heure est inférieure à la somme de la charge et de la réserve. Dans ce cas, on aura besoin d'allumer plus d'unités à cette heure et le choix des unités à allumer est déterminé suivant la liste de priorité.

Unité	Temps							
		$t-2$	$t-1$	t	$t+1$			
i	0	0	1	1	1	0	0	
j	0	0	0	0	1	1	1	
i	0	0	1	1	1	0	0	
j	0	0	0	1	1	1	1	

Fig. 2. Exemple de réparation de la contrainte (2)

De plus, après avoir effectué la phase I et la réparation précédente, les contraintes (4) et (5) peuvent être violées. Il faut aussi les réparer. La figure 3 et la figure 4 illustrent des exemples de réparation de ces contraintes avec $MUT_i = 3$ [heures] et $MDT_i = 3$ [heures].

4. Intensification ou recherche locale

Le voisinage d'une solution est un sous-ensemble de solutions qu'il est possible d'atteindre par une série de transformations données [4]. Dans ce cas, la recherche locale consiste à déterminer à partir de cette sous ensemble la meilleure solution (optimum local). Dans cette section, nous allons présenter la procédure suivie pour la recherche locale pour assurer une convergence plus rapide.

La procédure de la recherche locale (voisinage) proposée suit presque le même algorithme proposé dans la référence [4]. La seule différence est que le choix de l'unité à éteindre est déterminé suivant la liste de priorité des unités $PL(t)$ tandis

que le choix du temps est fait suivant la liste de priorité des charges P_{charge} . L'algorithme suivant présente la procédure suivie pour l'intensification dans l'approche proposée :

```

1. Début
2. Initialiser  $t=1, i=1$ 
3.  $t = P_{charge}(t), i=PL(i)$ 
4. Si  $S(i,t)=1$  alors
5.    $S(i,t)=0$ 
6. Si les contraintes (2), (4), (5), (6) et (7) violées alors
7.   Redémarrer l'unité  $S(i,t)=1$  Aller à 15
8. Sinon
   Comparer la réduction du coût de
   production à l'heure  $t$  due à l'extinction
   de l'unité  $i : \Delta C_1$ , et l'augmentation
   du coût  $\Delta C_2$  due à l'allumage de l'unité  $i$ 
   à cette heure.
9.   Si  $\Delta C_2 > \Delta C_1$  alors
10.    Restaurer l'unité  $i$   $S(i,t)=1$ 
11.   Sinon
12.    Aller à 15
13.   FinSi
14. FinSi
15. Si  $i < Taille(PL(t))$  alors  $i=i+1$  retourner à 3
16. Sinon Aller à 17 FinSi
17. Si  $t < N_t$  alors  $t=t+1, i=1$  retourner à 3
18. Sinon Aller à 19 FinSi
19. Fin

```

Cette méthode progresse itérativement et alternativement entre les phases de diversification, d'intensification et d'apprentissage. Ce processus peut être schématisé par la figure 3. L'algorithme général de recherche est présenté dans la figure 4.

IV. APPLICATIONS NUMERIQUES

Pour résoudre le problème d'engagement des turbines « UCP » dans un réseau d'énergie électrique, en utilisant la modélisation et les méthodes mathématiques présentées auparavant, nous avons élaboré un programme sous MATLAB 7.1. Pour valider ce programme, nous l'avons appliqué sur des réseaux modèles de différentes tailles. Pour voir l'apport de la technique proposée, les résultats de simulation ont été comparés à ceux obtenus dans la littérature les méthodes classiques (et une autre méthode méta heuristique présentée et discutée dans une littérature très récente [8].

5. Exemple 1: Le système Sishaj06 de 10 générateurs

Les caractéristiques des générateurs ainsi que les charges et les réserves durant les 24 heures de ce système sont présentées dans la référence [5]. Afin de montrer l'efficacité de l'algorithme, une comparaison en terme de coût total de production et en temps de calcul a été effectuée avec la méthode de programmation dynamique et autres techniques présentées dans la littérature à savoir la méthode de la recherche arborescente en Anglais *Branch and Bound* « B&B » et l'optimisation par colonie des fourmis « ACO » [5]. Le tableau 1 résume les résultats obtenus. On constate bien que l'approche hybride proposée RT/RS a donné le meilleur résultat, comparativement, aux autres techniques.

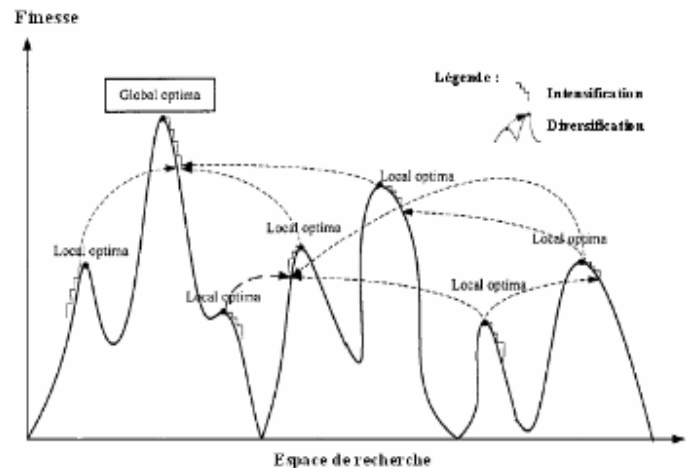


Fig. 3. Processus de recherche « RT/RS »

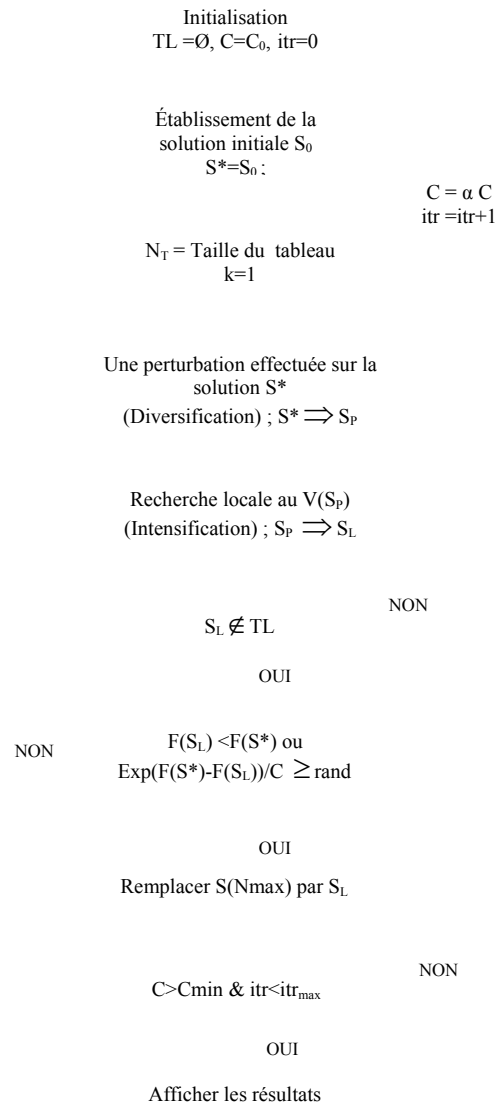


Fig. 4. Algorithme de la méthode hybride RT/RS

6. Exemple 2: Le système IEEE 118 noeuds avec 54 générateurs

Les caractéristiques des générateurs ainsi que les charges et les réserves peuvent être trouvées dans la référence [7]. Le coût minimal de production obtenu par la technique d'hybridation RT/RS appliquée à ce réseau est comparé à celui de la technique SFA « straight forward algorithm » trouvée dans la littérature (Tab. 3). Il est clair que notre approche donne le meilleur résultat. D'après la figure 5, trois cent itérations ont été suffisantes pour atteindre le coût minimal de production pour ce réseau ayant 54 unités. Le temps d'exécution moyen est autour de 170 [s].

V. CONCLUSIONS

Unités	Heures																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
2	145.83	138.4	145.77	176.24	202.61	232.27	254.55	270	320	320	300	270	254.55	145.83	138.4	145.77	176.24	202.61	232.27	254.55	270	320	320	300
3	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
4	280.23	263.32	280.1	349.45	409.45	476.95	520	520	520	520	520	520	520	280.23	263.32	280.1	349.45	409.45	476.95	520	520	520	520	520
5	145.05	136.83	144.99	178.73	207.93	240.78	265.45	280	280	280	280	280	265.45	145.05	136.83	144.99	178.73	207.93	240.78	265.45	280	280	280	280
6	0	123.64	133.69	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	0	123.64	133.69	150	150	150	150	150	150	150	150
7	92.562	86.942	92.521	115.57	120	120	120	120	120	120	120	120	120	92.562	86.942	92.521	115.57	120	120	120	120	120	120	120
8	96.333	90.87	96.293	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	96.333	90.87	96.293	110	110	110	110	110	110	110	110
9	0	0	76.624	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	0	0	76.624	80	80	80	80	80	80	80	80
10	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Coût total de production													83338.249 3 [\$]											
Temps de calcul													28.32 [s]											

TAB.1. MEILLEURE PLANIFICATION DU SYSTEME SISHAJ06 COMPRENANT 10 UNITES

	Algorithmes	
	SFA [8]	RT/RS
Coût de production total [\$]	1643818	1643515

TAB. 2. COMPARAISON ENTRE LA METHODE RT/RS ET LE SFA

REFERENCES

- [1] A.J. Wood, B.F. Wollenberg, "Power Generation, Operation & Control", second ed., John Wiley & Sons Ltd., New York, (1996).
- [2] R. Bellman, "Dynamic Programming", Princeton University Press, Mathematical Reviews, Vol. 43, pp. 927-930, U. K, August 1957. Disponible sur le lien: www.pnas.org/cgi/reprint/43/10/927.pdf
- [3] J. F. Bard, "Short-Term Scheduling of Thermal-Electric Generators Using Lagrangian Relaxation", Operation Research, Vol. 36, No. 5, pp. 756-766, USA, September 1988.
- [4] G. K. Purushothama and L. Jenkins, "Simulated annealing with local search : A hybrid algorithm for unit commitment", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 18, No. 1, pp. 273-278, February 2003.
- [5] P. Sishaj. Simon, N. Padhy, R. S. Anand , "An ant colony system approach for unit commitment problem", Electric Power Systems Research, Vol. 28, No. 5, pp. 315-323 , USA, June 2006.
- [6] S. A. Kazarlis, A. G. Bakirtzis, and V. Petridis, "A Genetic Algorithm Solution to the Unit Commitment Problem", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 11, No. 1, pp. 83-92, February 1996.
- [7] Les données du système IEEE 118 jeux de barres avec 54 générateurs, Disponible sur le lien http://ee.sharif.edu/IEEE_118_BUS.doc.
- [8] S. H Hosseini, A. Khodaei, F. Aminifar, "A Novel Straightforward Unit Commitment Method for Large-Scale Power Systems", IEEE Trans. on Power Systems, pp. 2134-2143, Vol. 22, No. 4, November 2007.

Cet article a présenté l'application de la méthode hybride recherche du tabou et recuit simulé pour résoudre le problème de l'UC. L'approche proposée nous a permis de profiter de l'avantage de la méthode du recuit simulé : l'acceptation des « mauvaises » solutions. Ceci permet alors d'explorer une plus grande partie de l'espace de recherche.

L'avantage de la recherche du tabou consiste à interdire de revenir sur les dernières positions explorées.

Cette méthode a été testée avec succès sur plusieurs réseaux modèles de différentes tailles présentés dans la littérature. Elle a donné des résultats satisfaisants avec un temps de calcul raisonnable. L'utilisation de la méthode RT/RS dans le problème de l'UC peut constituer une alternative intéressante lorsque les méthodes d'optimisation traditionnelles ne parviennent pas à fournir efficacement les résultats fiables.

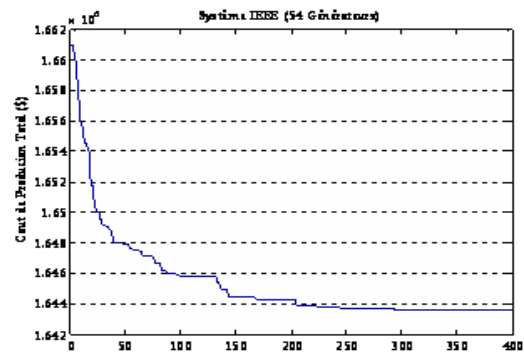


Fig. 5. Variation du coût de production en fonction du nombre d'itérations

Conception d'un logiciel pour l'étude du dispatching économique d'un réseau d'énergie électrique avec insertion du TCSC

F. Lakdja *, F.Z. Gherbi *, R.Berber **

*Intelligent Control and Electrical Power System Laboratory, University of Sidi-Bel-Abbes, Algeria,
E-mail : flakdja@yahoo.fr

** Electronique Department, University of Saida, Algeria

Résumé— Le concept de systèmes flexibles pour réseau de transport alternatif en courant *FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems)*, couvre un certain nombre de technologies destinées à renforcer la sécurité, la capacité de transit et la flexibilité des réseaux de transport d'énergie.

L'objectif de cet article est d'exposer une nouvelle idée de présentation d'un Logiciel, que nous avons conçu et nommé : *FACTS programmer*. Ce dernier permet de développer et d'appliquer une méthode d'optimisation permettant de déterminer quelle serait l'emplacement et la configuration optimale du *FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems)*, particulièrement le contrôleur *TCSC (Static Controlled Serie Capacitor)*, dans le réseau pour un régime de fonctionnement stationnaire. Un exemple d'un réseau IEEE à 26 nœuds est utilisé pour évaluer et comparer les valeurs en coût de production d'énergie électrique sans et avec le contrôleur de transit TCSC.

Mots Clés : Economic dispatch, FACTS, TCSC, Delphi, Matlab.

I. INTRODUCTION

L'industrie de l'énergie électrique est de plus en plus confrontée à des problèmes liés à de nouvelles contraintes qui touchent différents aspects de la production, du transport et de la distribution de l'énergie. On peut citer entre autres les restrictions sur la construction de nouvelles lignes de transport et l'optimisation du transit dans les systèmes actuels.

Les éléments FACTS (Flexible AC Transmission Systems) apportent des solutions nouvelles pour faire face à ces contraintes. Ils permettent un meilleur contrôle et une meilleure gestion de l'écoulement de puissance. Ils ont aussi comme objectif d'augmenter la capacité de transmission de puissance des lignes en s'approchant des limites thermiques de celles-ci., ils devraient permettre d'améliorer la stabilité du réseau que ce soit pour des défaillances majeures dans le réseau ou pour éliminer l'effet d'oscillations parasites telles que la résonance sous synchrone.

Les dispositifs FACTS permettent donc un contrôle amélioré des systèmes électriques déjà en place. Ces dispositifs font en général appel à de l'électronique de puissance notamment ceux disposant d'une branche TCR (Thyristor Controlled Reactor) dont le TCSC (Thyristor Controlled Series

Capacitor) fait partie. Ces éléments agissent en fait comme des impédances dont la valeur change en fonction de l'angle d'allumage des thyristors. Cet angle d'allumage constitue donc une variable de commande du système.[1]

D'autre part, Parmi les problèmes rencontrés par le chercheur et l'ingénieur, les problèmes d'optimisation occupent à notre époque une place de choix. Mathématiquement, l'optimisation est la recherche des valeurs des variables qui minimisent ou maximisent une fonction donnée. Pour notre cas nous avons choisis une des méthodes d'optimisation en lui introduisant notre dispositif de contrôle.

Notre contribution dans ce travail est de réaliser plusieurs stratégies de positionnements du dispositif de contrôle TCSC (*Static Controlled Serie Capacitor*) qui sont principalement liées au conteste de la dérégulation et plus particulièrement en vue d'une utilisation plus efficace du réseau de transport. L'objectif ultime est la création d'un outil d'optimisation pouvant être utilisé comme aide à la planification par les exploitants du réseau. Ce logiciel possède différents applications de réseaux tests.

II. OPTIMISATION DES INSTALLATIONS EXISTANTES AVEC DES DISPOSITIFS FACTS

On compte plus de mille installations *FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems)* à travers le monde, dont une part importante est en service depuis des décennies. Une installation *FACTS* est conçue en générale pour une durée de vie de 30 ans.

Les dispositifs *FACTS* ne servent pas uniquement à prolonger la durée de vie et à renforcer les installations existantes. Autres applications possibles :

- Modifications du réseau électrique ; exemple : changement obligatoire ou souhaitable de la puissance de court-circuit, nécessaire d'augmenter le transit de puissance, etc.

- Tirer les bénéfices des progrès technologiques réalisés depuis l'installation d'origine.

- Accroître la disponibilité de l'installation ou remplacer une technologie vétuste. Problème type : pénurie de pièces de rechange ou besoin de simplifier la maintenance.

- Ajout de fonctionnalités à l'installation ; exemple : nouvelles fonctions de contrôle-commande ou de protection, télécommunication, diagnostic, etc.
- Evolution des contraintes d'environnement ou de la réglementation ; exemple : niveau sonore, homologation antisismique, perception esthétique, gain de place, etc. [2]

III. CLASSIFICATION DES FACTS SELON LE MODE DE CONNEXION AU RESEAU

Le mode de connexion au réseau est une caractéristique essentielle qui détermine en grande partie le mode d'action du contrôleur. On distingue plusieurs classes, parmi elles nous avons :

A. Contrôleur de type série

Ces systèmes insèrent en série dans la liaison une impédance ou une source de tensions variables. Leur principe d'action se réduit toujours à l'injection d'une tension en série dans la liaison, puisque le produit de l'impédance insérée par le courant représente bien l'injection d'une tension. De tels systèmes seront, au point de vue fonctionnel, modélisés par une source de tension variable. Si ce n'est pas le cas, le système ne doit fournir ou absorber que de la puissance réactive. Si ce n'est pas le cas, le système met aussi en œuvre de la puissance active. En pratique, de tels contrôleurs de type série sont réalisés de diverses manières : soit par des bancs de condensateurs ou d'inductances variables par gradins commutés mécaniquement ou par des interrupteurs électroniques à thyristors, soit par une impédance variable de manière continue mettant en œuvre un gradateur à thyristors, soit enfin, par l'injection d'une tension en série à l'aide d'un transformateur.

A.1 Le compensateur série à circuit bouchon, TCSC ou ASC

Ce système utilise des condensateurs à valeurs fixes placés en parallèle sur des inductances contrôlées par un variateur de courant à thyristors, de manière à rendre continu le réglage de la compensation capacitive ou inductive respectivement au-delà et en deçà de la fréquence de résonance. Le schéma de principe d'un tel système et sa caractéristique de réglage sont représentés dans la figure 1 et la figure 2.

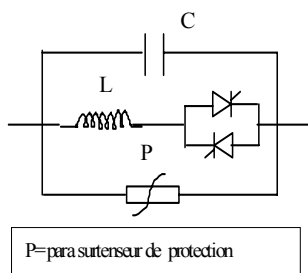


Fig. 1. Schéma de principe d'un ASC ou TCSC

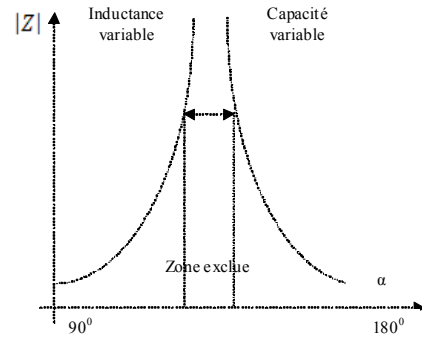


Fig. 2. Caractéristique de réglage d'un ASC ou TCSC

Actuellement, dans les réalisations existantes, seule la partie en capacité variable est généralement mise en œuvre.

Le contrôle comporte, le plus souvent, en cascade un contrôle lent du flux de puissance et un contrôle rapide par exemple de l'écart de fréquence entre zones interconnectées pour amortir les oscillations de puissance [3].

IV. DISPATCHING ECONOMIQUE

Les producteurs d'énergie électrique déterminent expérimentalement les courbes donnant le coût de production de chaque groupe en fonction de la puissance qu'il débite. La fonction associée à ces courbes est un polynôme de degré « n ». En pratique, le plus souvent, elle est présentée sous forme d'un polynôme de deuxième degré.[4]

$$F(P_{Gi}) = a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i \quad (1)$$

La fonction $F(P_{Gi})$ n'est connue que sous forme discrète, c'est-à-dire, à partir d'un certain nombre de points. C'est pour cette raison qu'on fait appel à des méthodes d'interpolation afin de déterminer les coefficients a_i , b_i , c_i qui sont propres à chaque unité de production.

La minimisation de la fonction de coût total de production d'énergie électrique est une tâche qui se présente de la manière suivante :

$$\text{Min} \left\{ F = \sum_{i=1}^n F_i(P_{Gi}) \right\} \quad (2)$$

Sous les contraintes :

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{Gi} - P_{ch} - P_L = 0 \quad (3)$$

$$P_{Gi \min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi \max} \quad (4)$$

$$\sum_{i=1}^{ng} Q_{Gi} - Q_{ch} - Q_L = 0 \quad (5)$$

$$Q_{Gi \min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi \max} \quad (6)$$

$$V_{i \min} \leq V_i \leq V_{i \max} \quad (7)$$

$$|\delta_{ij}| \leq \delta_{ij, \max} \quad (8)$$

Résoudre ce problème avec toutes ces contraintes est difficilement réalisable pour un grand réseau comportant

généralement plusieurs nœuds et lignes d'interconnexion, donc il est nécessaire de simplifier le problème.

Nous avons omis les contraintes (7) et (8), en supposant que tous les nœuds ont à peu près la même tension en module et en phase.

Les contraintes (5) et (6) peuvent être négligées, étant donné que la puissance réactive n'a pas une influence considérable sur la fonction coût.

L'expression des pertes de transmission en fonction des puissances générées est donnée par [4] :

$$P_L = \sum_{i=1}^{ng} \sum_{j=1}^{ng} P_{Gi} B_{ij} P_{Gj} \quad (9)$$

V. PRESENTATION DU LOGICIEL FACTS PROGRAMMER

A. Interface principale

Le logiciel **FACTS Programmer V.1.0** est réalisé en deux parties:

- 1- une interface Delphi.
- 2- un programme qui répond aux difficultés exposées ci-dessus, écrit sous Matlab.

Dans cette partie, nous essayons de vous décrire la représentation et les différentes étapes qui permettent d'exécuter ce logiciel en passant d'une fenêtre à une autre.

Première Fenêtre : Cette fenêtre indique l'appellation et la version ainsi d'autres informations propre au logiciel dans << A PROPOS >>.



Fig..3. Interface de FACTS programmer

B. Menu des différents choix

Deuxième fenêtre: En générale ce qui va suivre est un ensemble de choix que devra faire l'utilisateur pour un résultat précis.

Dans cette fenêtre l'utilisateur devra spécifier le type de réseaux et le type de FACTS.

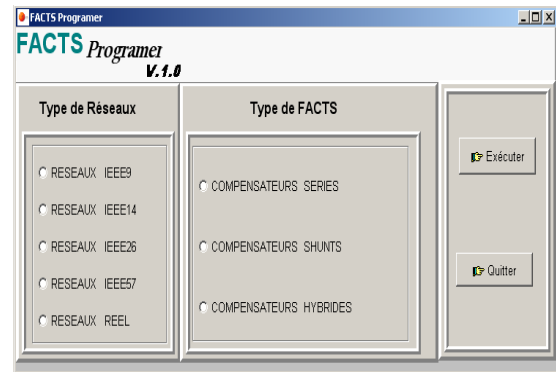


Fig.4.Deuxième fenêtre de FACTS programmer.

Troisième fenêtre: Dans cette troisième fenêtre, l'utilisateur devra faire d'autre choix plus approfondi dans il doit connaître le but à atteindre par logiciel.

B.1 Cas d'étude d'insertion du dispositif FACTS dans un réseau d'énergie électrique

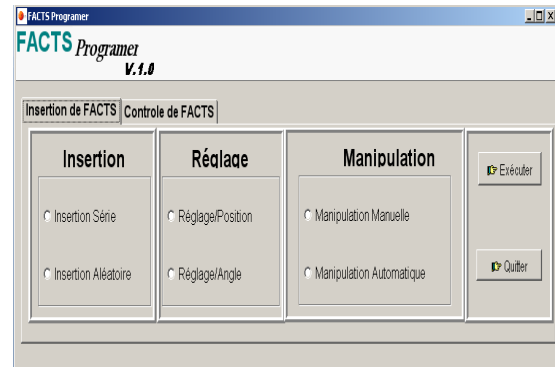


Fig.5.Troisième fenêtre de FACTS programmer

B.2. Cas d'étude de control du dispositif FACTS dans un réseau d'énergie électrique

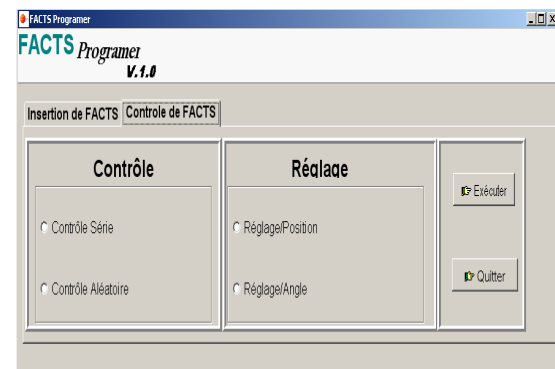
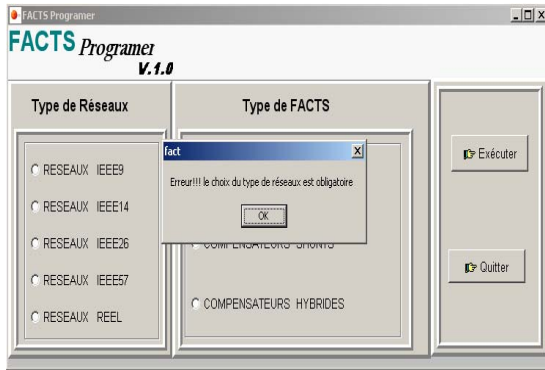


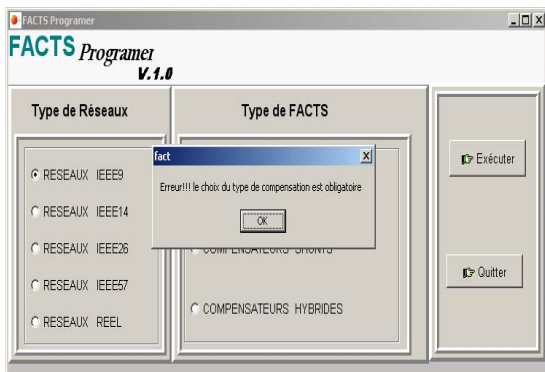
Fig. 6. Quatrième fenêtre de FACTS programmer

Remarque : Pendant l'exécution, nous pouvons rencontrer des messages d'erreur si l'utilisateur sort du principe de l'exécution, pour être bref nous citons que deux parmi les cas possibles et récentes de ce logiciel.

➤ Exemple 1



➤ Exemple 2



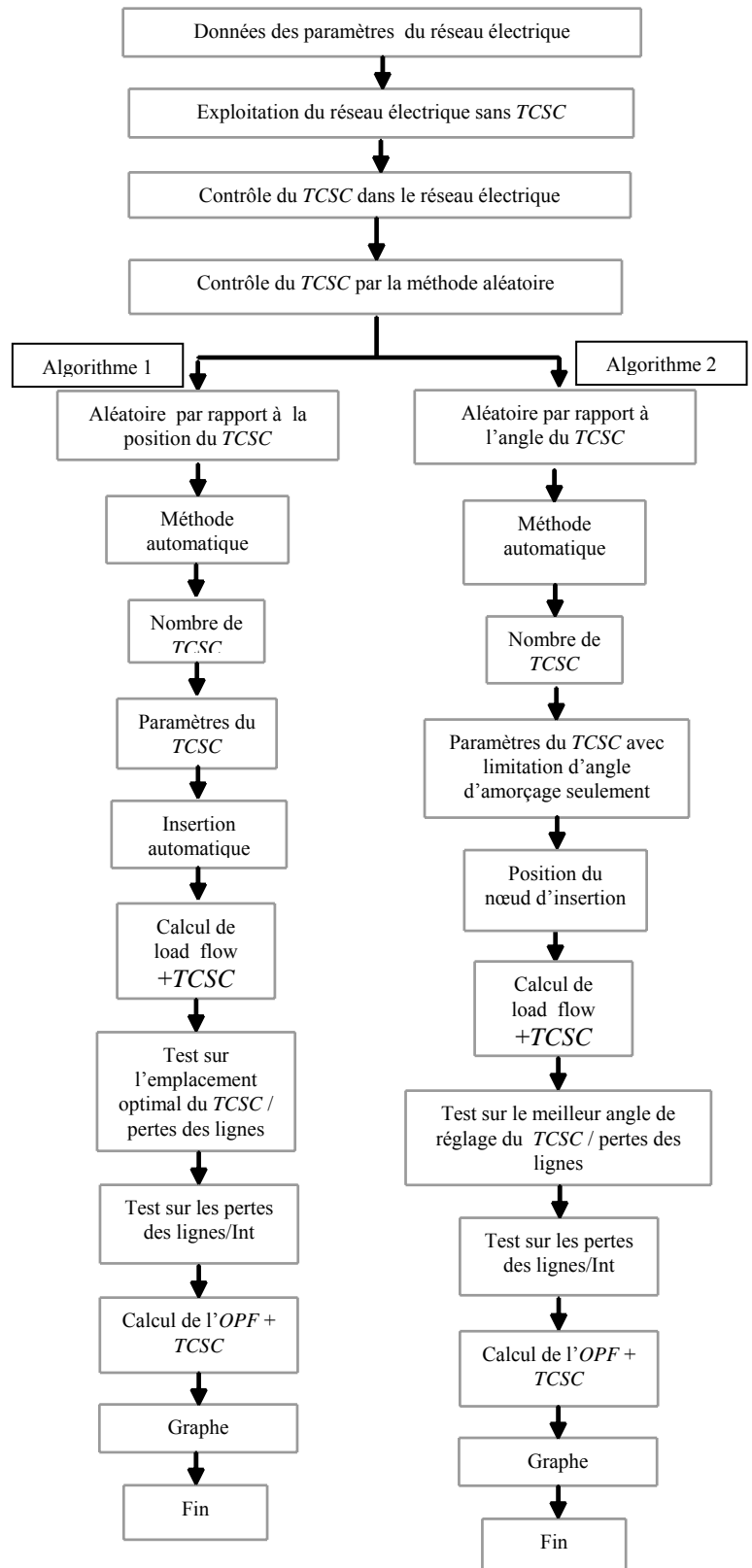
V. LES SOLUTIONS PROPOSEES

➤ La méthodologie adoptée consiste à chercher la configuration optimale à partir d'une ou plusieurs solutions proposées (selon l'algorithme utilisé) et à essayer de les améliorer au cours des itérations successives. L'évaluation de la qualité d'une solution se fait au moyen d'un calcul de répartition des puissances classiques. Conformément à la modélisation du TCSC, le dispositif modifie la matrice d'admittance nodale du réseau. C'est à partir des éléments modifiés que le load flow est calculé.

➤ La méthode d'optimisation utilisée entre dans la classe de programmation non linéaire, avec contraintes et pertes variables.

➤ Présentation d'un logiciel qui réalise une interface sous Windows, avec un menu orienter objet, facile à manipuler, facile à exécuter et peut appeler un programme sous logiciel Matlab : que nous avons nommée **FACTS Programmer V.1.0**.

VI. ORGANIGRAMME



VII. SIMULATIONS ET RESULTATS

Les algorithmes proposés dans le logiciel sont appliqués dans un réseau électrique IEEE 26 nœuds [6], c'est un des réseaux choisis parmi plusieurs introduits dans le logiciel *FACTS programmer*.

Nous voulions nous rapproché beaucoup plus du contrôle réel pratique. Les étapes parcourus sont comme suites :

1. Analyser le réseau à étudier ;
 2. Calculer l'écoulement de puissance puis l'optimisation ;
 3. Classer les lignes du réseau étudié par ordre décroissant ;
 4. Déduire et afficher une liste des lignes les plus longues, pour un pourcentage de 40;
 5. Puis proposer différentes options dans le cas d'*Etude du contrôleur TCSC dans le réseau d'énergie électrique* ;
- Dans cet article nous avons choisis :

A. Algorithme 1 : « Contrôle Aléatoire par Position Automatique »

Dans l'algorithme 1, nous avons introduit les paramètres de deux contrôleurs $TCSC_1$ et $TCSC_2$, plus précisément, nous avons le choix et la possibilité de modifier les paramètres : X_L , X_C , α_{min} , α_{max} et l'angle d'amorçage α . Mais c'est à l'algorithme de calculer, trier et localiser puis afficher le meilleur emplacement du TCSC dans le réseau étudié à 26 nœuds. Les paramètres proposés comme suit :

➤ Paramètres d'un TCSC

- 1) La valeur de base est : $S_b = 100$ MVA
- 2) Les paramètres choisis correspondants au contrôleur de transits $TCSC_1$ sont:

- Fréquence: $f = 50$ Hz
- La réactance inductive: $X_{L1} = 0.003$ p.u
- La réactance capacitive: $X_{C1} = 0.001$ p.u
- La réactance inductive: $X_{L1} = 0.002$ p.u
- La réactance capacitive: $X_{C1} = 0.001$ p.u
- Angle d'amorçage α :

$$\alpha_{1min} = 142^\circ, \alpha_{1max} = 180^\circ, \alpha_{2min} = 142^\circ, \alpha_{2max} = 180^\circ$$

$$\alpha_1 = 143^\circ, \alpha_2 = 143^\circ$$

Resultats	Sans TCSC	Avec $TCSC_1$ et $TCSC_2$
Choix d'angle (degree)	-	143 et 143
Meilleur emplacement (k-m)	-	(16-17) et (17-21)
Pertes totales (MW)	12.807	12.7751
Coût total (\$ / h)	15447.72	15447.33
Lambda λ (\$/ MWh)	13.538113	13.537776
P_1 (MW)	447.6919	447.5689
P_2 (MW)	173.1938	173.1615
P_3 (MW)	263.4859	263.6928
P_4 (MW)	138.8142	138.9135
P_5 (MW)	165.5884	165.4640
P_{26} (MW)	87.0260	86.9679

TABEAU 1. RESULTATS DE SIMULATIONS DE L'ALGORITHME 1, POUR UN RESEAU DE 26 NŒUDS

B. Algorithme 2 : « Contrôle Aléatoire par réglage d'Angle

Le deuxième algorithme introduit deux contrôleurs $TCSC_1$ et $TCSC_2$, aussi ici nous avons le choix de changer les valeurs : X_L , X_C , α_{min} , α_{max} et l'emplacement, ce dernier doit être choisi suivant la liste affiché par le programme des lignes les plus longues. Mais c'est à l'algorithme de régler, trier et localiser puis afficher les meilleurs angles d'amorçages des deux contrôleurs TCSC dans le réseau étudié à 26 nœuds. Les paramètres proposés comme suit :

➤ Paramètres d'un TCSC

- 1) La valeur de base est : $S_b = 100$ MVA
- 2) Les paramètres choisis correspondants au contrôleur de transits $TCSC_1$ sont:

- Fréquence: $f = 50$ Hz
- La réactance inductive: $X_{L1} = 0.003$ p.u
- La réactance capacitive: $X_{C1} = 0.001$ p.u
- La réactance inductive: $X_{L1} = 0.002$ p.u
- La réactance capacitive: $X_{C1} = 0.001$ p.u
- Angle d'amorçage α : Effet capacitive:

$$\alpha_{1min} = 142^\circ, \alpha_{1max} = 180^\circ, \alpha_{2min} = 142^\circ, \alpha_{2max} = 180^\circ$$

Nous avons inséré le $TCSC_1$ dans la branche (16-17) et le $TCSC_2$ dans la branche (17-21)

Resultats	Sans TCSC	Avec $TCSC_1$ et $TCSC_2$
Choix d'emplacement (k-m)	-	(16-17) et (17-21)
Meilleur angle (degree)	-	174.3
Pertes totales (MW)	12.807	12.7696
Coût total (\$ / h)	15447.72	15447.27
Lambda λ (\$/ MWh)	13.538113	13.537719
P_1 (MW)	447.6919	447.5468
P_2 (MW)	173.1938	173.1558
P_3 (MW)	263.4859	263.7286
P_4 (MW)	138.8142	138.9310
P_5 (MW)	165.5884	165.4426
P_{26} (MW)	87.0260	86.9582

TABEAU 2. RESULTATS DE SIMULATIONS DE L'ALGORITHME 2, POUR UN RESEAU DE 26 NŒUDS

Interprétation des résultats

Dans cet article, nous avons contrôlé un réseau d'énergie électrique de 26 nœuds, avec emplacement de deux TCSC, dans deux endroits différents.

Il a fallu trouver les meilleurs emplacements et les meilleurs angles de réglage, l'algorithme 1 et 2, nommés respectivement :

➤ « Contrôle Aléatoire par Position Automatique ».

➤ « Contrôle Aléatoire par réglage d'Angle Automatique »

Nous ont permis, en premier lieu de localiser les meilleures emplacements des deux TCSC qui sont respectivement la ligne (16-17) et la ligne (17-21)), puis le deuxième algorithme à trouver les meilleurs réglages d'angle α des deux contrôleurs qui est $\alpha = 174.3$ degré.

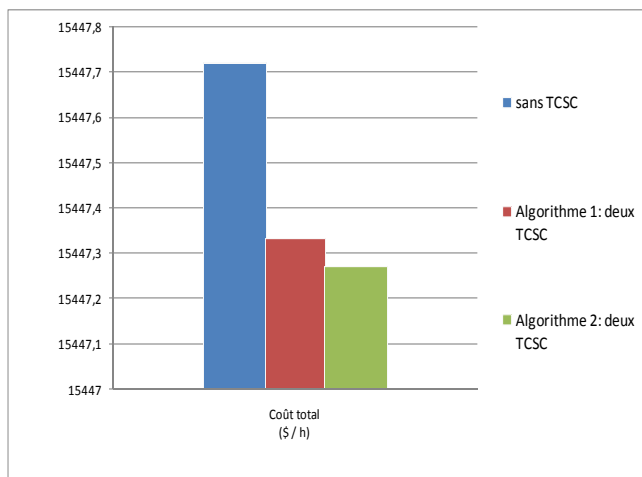
Dans toutes nos simulations faites, nous avons adopté exprès les mêmes paramètres du contrôleur $TCSC_1$ et

$TCSC_2$, pour mieux analyser le réseau à étudier et ce qui est le plus important est de mieux optimiser le coût du réseau. Les résultats trouvés montrent l'amélioration du système, en deux phases :

- ❖ C'est-à-dire, une première amélioration du réseau après l'emplacement des contrôleurs $TCSC_1$ et $TCSC_2$,
- ❖ puis une deuxième amélioration en ajustant le meilleur réglage de l'angle d'amorçage des deux TCSC dans les meilleurs emplacements de ces derniers dans le réseau étudié de réseau à 26 nœuds.

Cela montre que le dispositif contrôle mieux un réseau plus grand, implique la vérification théorique sur l'un des caractéristiques du contrôleur de transits $TCSC$.

Le graphe 1 montre clairement la validité de résultat de l'insertion du contrôleur TCSC, ainsi que les résultats de l'application des deux types d'algorithme pour l'amélioration du coût de production d'un réseau électrique de 26 nœuds.



GRAPHE 1 : COUT TOTALES POUR UN RESEAU A IEEE 26

VIII. CONCLUSION

L'expérience acquise depuis 25 années sur les compensateurs statiques, dont plus de 300 sont en fonctionnement de par le monde, a largement contribué à démontrer la fiabilité des dispositifs électronique de puissance dans les réseaux.

La contribution de notre travail intervient dans le point, ou nous avons pensé à concevoir un logiciel nommé « FACTS Programmer » qui regroupe deux types d'études, mais dans notre article, nous avons seulement cités un cas : qui est :

➤ Le point, qui se rapproche beaucoup plus de la pratique, car nous avons conçu un programme qui analyse le système électrique et le contrôle suivant des critères imposés dans la réalité. Ce programme donne diverses accessibilités, pour contrôler le transit de puissance, permet de minimiser les pertes de ligne et totales du système et surtout réduire au minimum le coût d'exploitation du réseau d'énergie électrique, on introduisant les dispositifs FACTS.

En fin l'utilité de FACTS Programmer est de :

- Regrouper tous nos programmes faits ;
- Donner à l'opérateur le choix d'étude des dispositifs FACTS pour l'emplacement optimal dans un réseau d'énergie électrique.
- Permettre à l'opérateur, de comprendre comment fonctionnent les FACTS, lorsqu'ont les places dans un réseau d'énergie électrique.
- Donner un outil de travail, pour faciliter la recherche aux futurs étudiants chercheurs.

REFERENCES

- [1] Bruno Heckmann, « *modèle de commande d'un élément FACTS relié à un générateur synchrone* », département de Génie Electrique, et de Génie informatique, Ecole POLYTECHNIQUE de MONTREAL, l'obtention du diplôme de magistère, Septembre 2000.
- [2] Stéphane Gerbex, « *Métaheuristiques appliquées au placement optimal de dispositifs FACTS dans un réseau électrique* », Faculté sciences et techniques de l'ingénieur, section de l'électricité, Ecole POLYTECHNIQUE de LAUSANNE, l'obtention du grade de docteur et sciences techniques, 2003.
- [3] Mpanda-Mabwe .B, Crappe. M, Trecat. J, Renglet. M, Delfino B, Denegri. G.B, Invernizzi. M., « *Simulation and control technique of FACTS* », EPE'95, Séville, Proceedings 2, p. 2167-2172, septembre 1995.
- [4] A. Belmadani, L.Benasla et M. Rahli, « Etude d'un dispatching économique-environnemental par la méthode Harmony Search », journal acta electronica, volume 50, n°1, p.44-48, 2009.
- [5] Hingorani N.G, « *Understanding FACTS* », IEEE Press. 2000.
- [6] Mpanda-Mabwe .B, Crappe. M, Trecat. J, Renglet. M, Delfino B, Denegri. G.B, Invernizzi. M., « *Simulation and control technique of FACTS* », EPE'95, Séville, Proceedings 2, p. 2167-2172, septembre 1995.
- [7] Singh S.N., David A.K., 2000. Placement of FACTS devices in open power market, Advances in Power System Control, Operation and Management, Vol.1: 173-177.
- [8] Momoh J.A., Zhu J.Z., 1998. A new approach to optimal power flow with phase shifter, IEEE International Conference on Systems, Vol. 5: 4794-4799.
- [9] Kumar A., Srivastava S.C., Singh S.N., 2004. A Zonal Congestion Management Approach Using Real and Reactive Power Rescheduling, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No.1.
- [10] Vries L.J., 2001. Capacity allocation in a restructured electricity market: technical and economic evaluation of congestion management methods on interconnectors, Proc. IEEE Porto Power Tech Conf.
- [11] Mpanda-Mabwe .B, Crappe. M, Trecat. J, Renglet. M, Delfino B, Denegri. G.B, Invernizzi. M., « *Simulation and control technique of FACTS* », EPE'95, Séville, Proceedings 2, p. 2167-2172, septembre 1995.

N. Mezhoud, A. Boukadoum, S. Leulmi, F. Boukhenoufa

Laboratoire d'Electrotechnique de Skikda

Département d'Electrotechnique

Université du 20 Août 1955 – Skikda, Algérie

مقدمة - إن عملية التصنيع والزيادة للسكان هما العاملين الأساسيان المؤديان إلى الزيادة المفرطة في استهلاك الطاقة الكهربائية. للتغلب على هذه المعضلة، التوازن بين التوليد والاستهلاك، وللوهلة الأولى، يكون بزيادة عدد محطات توليد الطاقة الكهربائية وملحقاتها، كخطوط النقل ومحولات التوتر العالي... الخ. هذه الطريقة تؤدي إلى رفع تكاليف الإنتاج وتشويه المحيط.

تحت الظروف العامة، منظومة القدرة الكهربائية تشغل في النظام الدائم. الحسابات التي تشترط هذه الحالات تسمى: سريان الطاقة. استغلال بعض الشروط المسماة بالإجهادات المتساوية وغير المتساوية في هذه الحسابات تسمى: السريان الأمثل للطاقة. إن مشكل السريان الأمثل للطاقة والمراقبة الجيدة لهذا الأخير يعد من بين المشاكل اللاخطية ذات المتغيرات العديدة، مع دالة الهدف والإجهادات المتساوية وغير المتساوية.

تعتبر أجهزة الـ FACTS من بين الوسائل التي أثبتت جدارتها في ميدان دراسة مختلف الأنظمة، مثل حل مشكل سريان الطاقة والسريان الأمثل للطاقة. وذلك من خلال خصائصها المختلفة، مثل إمكانيةها على مراقبة الجهد و فرق الطور وكذلك قدرتها على تغيير ممانعة الخط. كما لها أيضا بعض الخصائص مثل التغيير في قيمة الاستطاعة الفعلية في الخطوط، تعويض الاستطاعة الرد فعلية، و التحكم الجيد في الاستطاعة... الخ.

يتناول هذا البحث بعض الطرق الرياضية لحل مشكل السريان الأمثل للطاقة في الأنظمة الكهربائية. الغرض الرئيسي منه هو تقليص دالة الهدف العامة، غير الخطية، الضرورية لضمان التوازن بين الإنتاج والاستهلاك، مع مراعاة بعض الشروط والإجهادات المتساوية وغير المتساوية. نعتد في دراستنا على تطبيق طريقة نيوتن بدون أجهزة الـ FACTS ثم باستعمال أجهزة الـ FACTS و خاصة الـ SVC. بعد ذلك نقوم بالمقارنة بين الحالتين.

تعزيز النتائج، والتأكد من صحتها يكون بتطبيق الطرق المقترحة على شبكة مرجعية و مقارنتها بنتائج بعض المراجع الأخرى. لغة البرمجة المستعملة لتحقيق النتائج هي MATLAB.

Abstract – In this paper, we present a solution to the problem of the OLF in electrical networks. Our main goal is to minimize the objective function necessary for a best balance between the energy production and its consumption which is presented in a nonlinear function, taking into account the constraints of equality and of inequalities.

Furthermore, we will consider in detail the study of the OLF under the use of the FACTS devices; in particular the SVC. ¶ This optimization is based, firstly, on the application of the Newton method (NM) with and without consideration of FACTS device. ¶ Then, a comparison between these 2 cases will be accomplished.

The validation of the suggested method will be carried out by simulation based on the MATLAB software. The obtained results will be compared to certain chosen references.

Résumé - Nous étudierons dans cet article, une solution au problème de l'EPO dans les systèmes électroénergétiques. L'objectif principal est de minimiser la fonction objective nécessaire pour un meilleur équilibre entre la production de l'énergie électrique et sa consommation qui se présente sous forme d'une fonction non linéaire, en tenant compte des contraintes d'égalité et d'inégalités.

De plus, nous étalerons sur le traitement du problème de l'EPO par la présence de dispositifs FACTS, en particulier le SVC. Cette optimisation est basée, premièrement, sur l'application de la MN sans FACTS et avec FACTS. Ensuite, une étude comparative entre ces 2 cas sera établie.

La validation de la méthode proposée sera effectuée par simulation basée sur le logiciel MATLAB. Les résultats obtenus seront validés par comparaison avec ceux obtenus dans certaines références bien choisies.

Mots clés - Optimisation, MNR, MN, EP, EPO, contrôle de Q, FACTS, SVC.

1. NOMENCLATURE

a - Acronymes utilisés

EP	Ecoulement de puissance
EPO	Ecoulement de puissance optimal
EQ	Jeu de barres d'équilibre
FACTS	Flexible alternating current transmission system
FL	Fonction de Lagrange
G	Générateur
HT	Haute tension
IPFC	Interline power flow controller
JdB	Jeux de barres
ML	Multiplicateur de Lagrange
MN	Méthode de Newton
MNR	Méthode de Newton - Raphson
NM	Newton method
OLF	Optimal load flow
PQ	Jeux de barres de charge
PV	Jeu de barres générateurs
SSSC	Static synchronous series compensator
STATCOM	Static compensator
STE	Système de transmission électrique
SVC	Static VAR compensator
TCR	Thyristor controlled reactor
TCSC	Thyristor controlled series reactor
TXF	Transformateur
UPFC	Unified power flow controller

b - Symboles utilisés

B	Susceptance [pu]
$f(x,u)$	Fonction objective
$g(x,u)$	Contraintes d'égalité
$h(x,u)$	Contraintes d'inégalités
n	Nombre de lignes de transmission
n_g	Nombre total des générateurs
P	Puissance active [MW]
P_g	Puissance active générée [MW]
P_{perte}	Perte totale du réseau [MW]
Q	Puissance réactive [MVar]
Q_g	Puissance réactive générée [MVar]
g	Vecteur du gradient
u	Variables de contrôle
V	Amplitudes de la tension [pu]
X	Réactance [pu]
x	Variables d'état
α	Angle d'amorçage [deg]
δ	Angles de phase des tensions [deg]
λ et μ	Multiplicateurs de Lagrange

2. INTRODUCTION

Avec la dérégulation du marché de l'électricité, on s'attend, irrémédiablement, à une augmentation du nombre des échanges non planifiés. Si ces échanges, qui obéissent aux lois de Kirchhoff, ne sont pas contrôlés, des problèmes peuvent survenir dans le réseau. Il est intéressant pour le gestionnaire du réseau de contrôler ces transits de puissance afin d'exploiter le réseau de manière plus efficace et plus sûr [1].

Sous les conditions normales, les **STE** fonctionnent en régime permanent. Les calculs exigeant la caractérisation de cet état sont appelés : **EP**. L'exploitation de certaines conditions dites contraintes d'égalité et d'inégalités mène à l'étude d'**EPO**.

Le calcul de l'**EP**, ou encore calcul de la répartition des charges est, sans aucun doute, le calcul le plus fréquemment effectué dans les réseaux d'énergie électrique. En termes simples, son objectif est de déterminer l'état électrique complet du réseau, à savoir les tensions dans tous les **JdB**, les transits de puissance dans toutes les lignes (branches), les pertes, ...etc, à partir des consommations et des productions spécifiées en ces **JdB**.

Le problème de l' **EPO** est le problème de la recherche du minimum d'une certaine fonction objective sujette à un nombre limité de contraintes. Le choix de la fonction objective dépend du critère d'optimalité défini. Les contraintes à satisfaire sont, d'une part, celles liées aux lois physiques gouvernant le comportement du système. D'autre part, ce sont les limitations dans la capacité des équipements connectés et celles liées aux critères de conception et de fonctionnement du modèle en régime permanent. En terme mathématique, le problème général de l'écoulement optimal des charges peut être exprimé comme un problème général d'optimisation non linéaire avec contraintes [2].

Les moyens classiques de contrôle des réseaux (**TXF** à prises réglables en charge, **TXF** déphaseurs, compensateurs série ou parallèle commutés par disjoncteurs, modification des consignes de production, changement de topologie du réseau et action sur l'excitation des générateurs) pourraient, dans l'avenir, s'avérer trop lents et insuffisants pour répondre, efficacement, aux perturbations du réseau, compte tenu notamment des nouvelles contraintes. Il faudra, vraisemblablement dans l'avenir, compléter leur action en mettant en oeuvre de puissants dispositifs électroniques à réponse rapide.

Le développement récent des dispositifs **FACTS** ouvre de nouvelles perspectives pour une exploitation plus efficace des réseaux par action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau [3].

L'arrivée des dispositifs **FACTS** a donné à l'opérateur du système, la puissance additionnelle pour commander un système d'alimentation. Malgré que les dispositifs **FACTS** comme le **SVC** et le **TCSC** sont les dispositifs variables de réactance basés sur des thyristors, la nouvelle génération des dispositifs comme le **STATCOM**, le **SSSC** et l'**UPFC** est basée sur la topologie du convertisseur de source de tension. Le **STATCOM** et le **SVC** sont reliés en parallèle. Par contre, le **SSSC** et le **TCSC** sont reliés en série. L'**UPFC** et l'**IPFC** sont reliés en hybride.

Le concept **FACTS** regroupe tous les dispositifs à base d'électronique de puissance qui permettent d'améliorer l'exploitation du réseau électrique. La technologie de ces systèmes (interrupteurs statiques) leur assure une vitesse supérieure à celle des systèmes électromécaniques classiques. De plus, elles peuvent contrôler le transit de puissance dans les réseaux et augmenter la capacité efficace de transport tout en maintenant, voire en améliorant, la stabilité, la sécurité de fonctionnement et d'exploitation économique des réseaux électriques [3] - [4].

3. FORMULATION DU PROBLEME

La solution de l'**EPO** est effectuée pour déterminer l'état de fonctionnement optimal d'un réseau soumis aux contraintes physiques et opérationnelles. La fonction objective caractérise la réduction des pertes de la puissance active pour une meilleure sûreté de fonctionnement et une meilleure sécurité des différents ouvrages. Les contraintes sont des lois physiques qui régissent le comportement du système et les limites de conception des appareils et des stratégies de fonctionnement. Ce genre de problème est, habituellement, exprimé comme un problème d'optimisation statique non linéaire. La fonction objective étant représentée comme équation non linéaire et les contraintes sont représentées par des équations non linéaires ou linéaires. Le problème de l'**EPO** peut être formulé sous forme des équations (1) – (3) [5] :

$$\text{Min } f(x, u) \quad (1)$$

Sous les contraintes d'égalité et d'inégalités :

$$h(x, u) = 0 \quad (2)$$

$$g(x, u) \leq 0 \quad (3)$$

x est le vecteur des variables d'état. u est le vecteur des variables de contrôle. $f(x, u)$ est la fonction objective à optimisée. $h(x, u)$ représente les équations de l'**EP**. $g(x, u)$ comporte les limites des variables d'état et des contraintes de fonctionnement fonctionnelles.

En général, le but est d'optimiser une fonction objective avec la solution satisfaisant un certain nombre de contraintes d'égalité et d'inégalités.

a - Variables

Les variables qui peuvent être ajustées à la solution optimale sont nommées les variables de contrôle, tels que les puissances actives **P** générées aux **JdB types PV**, le rapport de transformation et les angles de phase des **TXF** à prise et des déphaseurs, respectivement, les amplitudes de la tension aux **JdB PV**.

Les variables dépendantes ou d'état sont les amplitudes des tensions nodales **V** et leurs angles de phase δ aux **JdB types PQ**, les puissances réactives **Q** aux **JdB types PV**, le coût de la puissance active **P** générée et l'**EP** active et réactive (pertes du réseau) dans les lignes de transmission et dans les **TXF**.

On ajoute dans les variables de contrôle et d'état les puissances actives **P** et réactives **Q** des charges du réseau et l'ensemble des paramètres fixes qui doivent être spécifiés au départ de l'étude. En présence du **SVC**, on ajoute la susceptance B_{SVC} du **SVC**.

b - Fonction objective

Le but principal de la solution de l'**EPO** est de déterminer les arrangements des variables de contrôle et d'état du système qui optimisent la valeur de la fonction objective. Le choix de la fonction objective devrait être basé sur de meilleures analyses de la sécurité et de l'économie du système d'alimentation. Généralement, la

fonction objective est représentée par une fonction non linéaire du 2^{ème} ordre :

$$\text{Min } P_{\text{Perte}} = \sum_{k=1}^n \sum_{j=1}^n (P_{kj} + P_{jk}) \quad (4)$$

$$\text{Min } F_T = \sum_{k=1}^{n_g} F_k(P_{gk}) \quad (5)$$

P_{Perte} , n , F_k , P_{gk} et n_g sont, respectivement, la perte totale au réseau, le nombre des lignes de transmission, le coût de l'unité k , la puissance active P générée par l'unité k et le nombre total des générateurs du système.

$$F_k(P_{gk}) = a_k + b_k P_{gk} + c_k P_{gk}^2 \quad (6)$$

a_k , b_k et c_k sont des coefficients du coût de l'unité k .

c - Contraintes d'égalité

Les contraintes d'égalités sont la fonction $f(x, u)$ du problème. Il s'agit des équations de l'EP.

$$f(x, u) = 0 \quad (7)$$

$$P_k(V, \theta) + P_{dk} - P_{gk} = 0 \quad (8)$$

$$Q_k(V, \theta) + Q_{dk} - Q_{gk} = 0 \quad (9)$$

P_k , Q_k , P_{dk} , Q_{dk} , P_{gk} , Q_{gk} , V et θ sont, respectivement, les puissances actives P et réactives Q injectées au **JdB** k , les puissances actives P et réactives Q des charges au **JdB** k , les puissances actives P et réactives Q générées au **JdB** k , les modules des tensions nodales V et leurs angles de phase δ .

d - Contraintes d'inégalités

Les contraintes d'inégalités sont, respectivement, les contraintes sur les puissances actives P et réactives Q générées, sur les modules des tensions V et leurs angles δ en chaque **JdB** du réseau et sur les courants des lignes du réseau (contraintes des lignes) :

$$P_{gk}^{\min} \leq P_{gk} \leq P_{gk}^{\max} \quad \text{avec} \quad i = 1, \dots, n_g \quad (10)$$

$$Q_{gk}^{\min} \leq Q_{gk} \leq Q_{gk}^{\max} \quad \text{avec} \quad i = 1, \dots, n_g \quad (11)$$

$$V_k^{\min} \leq V_k \leq V_k^{\max} \quad \text{avec} \quad i = 1, \dots, n_b \quad (12)$$

$$\theta_k^{\min} \leq \theta_k \leq \theta_k^{\max} \quad \text{avec} \quad i = 1, \dots, n_b \quad (13)$$

$$I_i^{\min} \leq I_i \leq I_i^{\max} \quad \text{avec} \quad i = 1, \dots, n \quad (14)$$

n_b est le nombre total des **JdB**. La puissance réactive Q générée au **JdB** k est donnée par l'équation :

$$Q_{gk} = Q_k(V, \theta) + Q_{dk} \quad (15)$$

Si la limite de la Q est violée à un **JdB** type **PV**, elle change à un **JdB** du type **PQ** avec des contraintes de tension associées.

4. MODELISATION DU SVC

Le modèle complexe du SVC du type **G** conventionnel est basé sur les susceptances **B** shunts variables. Les variables d'état du SVC sont combinées avec les amplitudes des tensions nodales V et leurs angles δ du réseau considérée.

Pour les solutions unifiées et itératives, on utilise la **MNR**. Deux modèles sont représentés dans cet article, à savoir, le modèle de la susceptance **B** shunt variable et le modèle d'angle d'amorçage [5] - [7].

a - Modèles conventionnels de l'EP

Pour l'analyse de l'EP, le SVC est considéré comme un générateur **G** derrière une réactance inductive **X**. La réactance **X** explique la caractéristique de réglage de la tension du SVC.

La pente du SVC peut être représentée en reliant le modèle du SVC à un **JdB** auxiliaire connecté au **JdB** à **HT** par une réactance inductive **X** comprenant celle du **TXF** et la pente du SVC. Le **JdB** auxiliaire est représenté comme un **JdB** type **PV** et le **JdB** HT est un **JdB** type **PQ** [5] - [7].

Pour le fonctionnement en dehors des limites, il devient nécessaire de changer la représentation du SVC comme une susceptance réactive **B** fixe, donnée par l'équation (16) [5] - [8] :

$$B_{\text{SVC}} = -\frac{Q_{\text{lim}}}{V_{\text{SVC}}^2} \quad (16)$$

V_{SVC} est la nouvelle tension libérée due à la limite de la puissance réactive Q_{lim} . Les limites de fonctionnement du SVC sont données par des limites sur sa susceptance **B**. La quantité de la puissance réactive Q fournie par le SVC est donnée par le produit de la susceptance **B** fixe B_{fixe} et du module de la tension nodale V_k . V_k dépend des conditions de fonctionnement du réseau. La quantité de la puissance réactive Q fournie par le modèle de la susceptance **B** fixe est différente de la puissance réactive Q fournie par le modèle du générateur **G**, c'est-à-dire [5] - [7]:

$$Q_{\text{lim}} \neq -B_{\text{fix}} V_k^2 \quad (17)$$

b - Modèle de la susceptance shunt variable

Dans la pratique, le SVC peut être vu comme une réactance **X** réglable avec des limites d'angle d'amorçage ou ses propres limites de la **X** [5] - [8]. Le circuit équivalent est représenté dans la figure 1. Concernant le schéma de la figure 2, le courant à travers le SVC est :

$$I_{\text{SVC}} = jB_{\text{SVC}} V_k \quad (18)$$

La puissance réactive Q du SVC, Q_{SVC} , correspond à celle injectée au **JdB** k dénotée par Q_k . Elle est donnée par :

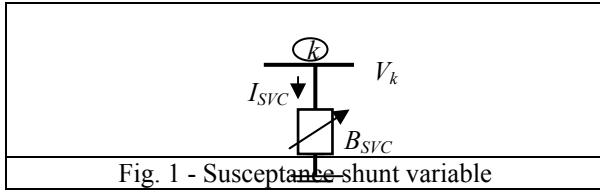


Fig. 1 - Susceptance shunt variable

$$Q_{SVC} = Q_k = -V_k^2 B_{SVC} \quad (19)$$

L'équation linéaire est donnée par l'équation (20), où la susceptance équivalente B_{SVC} peut être considérée comme variable d'état [5] - [8] :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \end{bmatrix}^{(i)} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & Q_k \end{bmatrix}^{(i)} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta B_{SVC} / B_{SVC} \end{bmatrix}^{(i)} \quad (20)$$

À la fin de l'itération (i) , la variation de la susceptance shunt B_{SVC} est mise à jour selon l'équation :

$$B_{SVC}^{(i)} = B_{SVC}^{(i-1)} + \left(\frac{\Delta B_{SVC}}{B_{SVC}} \right)^{(i)} B_{SVC}^{(i-1)} \quad (21)$$

La variation de la susceptance du SVC est nécessaire pour maintenir l'amplitude de la tension nodale à la valeur spécifiée.

Le calcul du niveau de la compensation facilite celui de l'angle d'amorçage du thyristor. Cependant, le calcul additionnel exige une solution itérative parce que l'angle d'amorçage de la susceptance et du thyristor incorporé dans le SVC est non linéaire.

c - Modèle d'angle d'amorçage

Dans la formulation de l'EP, l'angle d'amorçage α du TCR est considéré comme variable d'état [5] - [8]. La variable α sera indiquée α_{SVC} . L'équation d'injection de la puissance réactive Q par le SVC est donnée par :

$$Q_k = -B_{SVC} V_k^2 = \frac{-V_k^2}{X_C X_L} \left\{ X_L - \frac{X_C}{\pi} \left[2(\pi - \alpha_{SVC}) + \sin(-2\alpha_{SVC}) \right] \right\} \quad (22)$$

L'équation linéaire du SVC est donnée par :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \end{bmatrix}^{(i)} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & \frac{2V_k^2}{\pi X_L} [\cos(2\alpha_{SVC}) - 1] \end{bmatrix}^{(i)} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta \alpha_{SVC} \end{bmatrix}^{(i)} \quad (23)$$

À la fin de l'itération (i) , la variation de l'angle d'amorçage α_{SVC} est mise à jour selon :

$$\alpha_{SVC}^{(i)} = \alpha_{SVC}^{(i-1)} + \Delta \alpha_{SVC}^{(i)} \quad (24)$$

Pour la solution de l'EP par l'utilisation de la MNR en présence du SVC, l'approche de modélisation suppose que le SVC est une susceptance shunt variable continue, qui s'ajuste, automatiquement, afin d'assurer l'amplitude maximale de la tension nodale au JdB du SVC.

5. MÉTHODE DE NEWTON

a - Préambule

La MN est bien connue dans le secteur des systèmes d'alimentation [9]. C'est un algorithme standard de

solution pour le problème de l'EPO depuis plusieurs décennies. Ce travail couvre, seulement, le processus de l'application de la MN à un problème de minimisation tel que l'EPO.

La MN est un algorithme de solution très puissant en raison de sa convergence rapide près de la solution. Cette propriété est, particulièrement, utile pour des applications dans les systèmes d'alimentation.

Comme discuté dans la section 3, le but de l'EPO est de minimiser une fonction objective tout en maintenant la sécurité du système.

La première étape pour résoudre le problème d'optimisation avec contraintes par la MN est de changer le problème en problème d'optimisation sans contraintes. Ceci est réalisé en augmentant la fonction de Lagrange FL par les équations (1) - (3). La forme générique peut être écrite comme suit :

$$L(x, \lambda) = f(x) + \lambda' h(x) + \psi[g(x), \mu] \quad (25)$$

λ et μ sont, respectivement, les vecteurs des multiplicateurs de Lagrange pour les contraintes d'égalité et d'inégalités. $\psi[g(x), \mu]$ est la fonction de pénalité pour les contraintes d'inégalités.

Pour résoudre le problème de l'EPO par la MN, la fonction de Lagrange FL pour l'EP active et réactive est modélisée comme contrainte d'égalité, donnée par [5]:

$$L_{\text{systeme}}(x, \lambda) = F_T + \sum_{k=1}^{n_b} \lambda_{pk} [P_k(V, \theta) + P_{dk} - P_{gk}] + \sum_{k=1}^{n_b} \lambda_{qk} [Q_k(V, \theta) + Q_{dk} - Q_{gk}] \quad (26)$$

F_T , λ_{pk} et λ_{qk} sont, respectivement, la fonction objective et les multiplicateurs de Lagrange pour les équations de puissance active et réactive.

La solution de la fonction de Lagrange FL de l'équation (26) peut être, efficacement, réalisée par la solution itérative. L'équation linéaire du système est donnée par [5] :

$$W \Delta z = -g \quad (27)$$

$$\Delta z = [\Delta x \ \Delta \lambda]^t \quad (28)$$

$$g = [\nabla x \ \nabla \lambda]^t \quad (29)$$

$$\Delta x = [\Delta P_g \ \Delta \theta \ \Delta V]^t \quad (30)$$

$$\Delta \lambda = [\Delta \lambda_p \ \Delta \lambda_q]^t \quad (31)$$

La matrice W peut contenir des deuxièmes dérivées partielles de la fonction de Lagrange FL $L(x, \lambda)$ par rapport aux variables d'état x et aux multiplicateurs de Lagrange λ .

g et Δz sont, respectivement, le vecteur du gradient et le vecteur de correction. Les variables d'état sont, respectivement, les puissances actives P_g , les modules des tensions nodales V et leurs angles de phase δ .

b - Model du SVC pour l'EPO

La propriété du modèle linéaire du SVC pour la solution itérative de l'EPO par la MN est décrite ci-dessous. La variable d'état du SVC est combinée avec les variables d'état du réseau considérée.

b₁ - Fonction de Lagrange

Le problème d'optimisation avec contrainte donnée par l'équation (1) – (3) est transformé en un problème d'optimisation sans contraintes par l'augmentation de la fonction de Lagrange FL du modèle du SVC exprimé sous forme de la susceptance B shunt réglable [5] & [10]:

$$L(x, \lambda) = f(P_g) + \lambda' h[P_g, V, \theta, \beta(\alpha)] \quad (32)$$

$f(P_g)$ et $h[P_g, V, \theta, \beta(\alpha)]$, x et λ sont, respectivement, la fonction objective, les équations de l'EP, le vecteur des variables d'état et le vecteur des multiplicateurs de Lagrange pour les contraintes d'égalité. P_g , V , θ et $\beta(\alpha)$ sont, respectivement, les puissances actives P générées, l'amplitude et l'angle de phase de la tension et la susceptance B shunt du SVC.

La $\beta(\alpha)$ peut être exprimée comme une susceptance équivalente β_{SVC} ou une susceptance qui est en fonction de l'angle d'amorçage α . Ces 2 paramètres peuvent être utilisés comme des variables d'état.

La contribution du SVC à la fonction de Lagrange FL est, explicitement, représentée dans la MN comme contrainte d'égalité donnée par l'équation (33) [5] - [6] & [10]:

$$L_{SVC}(x, \lambda) = \lambda_{qk} Q_k \quad (33)$$

x est le vecteur des variables d'état $[V_k \beta(\alpha)]'$. Q_k est la puissance réactive Q injectée ou absorbée par le SVC au JdB k, comme donnée par l'équation (30). λ est le vecteur des multiplicateurs de Lagrange avec λ_{qk} est le multiplicateur de Lagrange au JdB k lié à l'équation de la puissance réactive Q équilibrée [5] - [6] & [10].

b₂ - Équations du système linéaire

La représentation du SVC pour le contrôle de l'EPO par la MN exige que pour chaque SVC, la matrice W soit augmentée par une ligne et une colonne. Dans la formulation de l'EPO, α ou β_{SVC} selon le modèle du SVC sont considérés comme des variables d'état supplémentaires.

Pour l'étude de l'EPO, le modèle du SVC est déterminé par la susceptance équivalente du SVC, β_{SVC} . Elle est considérée comme variable d'état plutôt que l'angle d'amorçage α . Les équations linéaires du système sont:

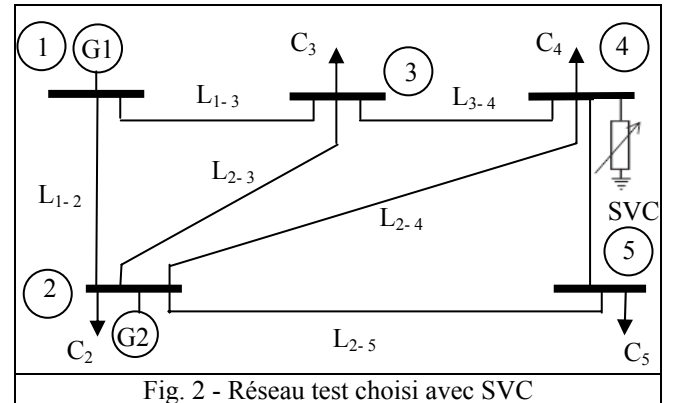
$$\begin{bmatrix} \frac{\partial^2 L}{\partial V_k^2} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} & \frac{\partial^2 L}{\partial V_k \partial \beta_{SVC}} \\ \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} & 0 & \frac{\partial Q_k}{\partial \beta_{SVC}} \\ \frac{\partial^2 L}{\partial \beta_{SVC} \partial V_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial \beta_{SVC}} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_k \\ \Delta \lambda_{qk} \\ \Delta \beta_{SVC} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \nabla V_k \\ \nabla \lambda_{qk} \\ \nabla \beta_{SVC} \end{bmatrix} \quad (34)$$

Pour l'étude de l'EPO, il est normal de supposer que les amplitudes de la tension au JdB du SVC sont contrôlées dans les limites inférieures V_k^{\min} et supérieures V_k^{\max} .

6. SIMULATION & RESULTATS

a - Choix du réseau test

Le réseau électrique choisi pour cette application est un réseau comprenant 5 JdB, représenté par la figure 2. Le JdB 1 est le JdB d'équilibre. Le JdB 2 est un JdB du type PV. Les JdB 3, 4 et 5 sont de types PQ.



b - Résultats du calcul de l'EP

L'étude de l'EP par l'application de la MNR avec SVC a donné les résultats présentés dans les tableaux 1 - 2. La convergence est obtenue en 6 itérations.

Les modules des tensions nodales V et leurs angles de phase δ obtenus par notre simulation et ceux donnés par la référence [5] sont donnés dans le tableau 1. Les puissances actives P et réactives Q générées de nos résultats et celles de la référence [5] sont données dans le tableau 2. Le tableau 3 montre les variations de α et de la susceptance du SVC.

TAB. 1 - V & δ du réseau test avec SVC				
JdB	Notre application		Obtenus par [5]	
N°	V [pu]	δ [deg]	V [pu]	δ [deg]
1	1.0600	0.0000	1.0600	0.000
2	1.0000	- 2.0533	1.0000	- 2.050
3	1.0000	- 4.8383	1.0000	- 4.830
4	0.9940	- 5.0999	0.9940	- 5.110
5	0.9751	- 5.7955	0.9750	- 5.800

TAB. 2 - P & Q générées du réseau test avec SVC				
JdB	Générations			
	Notre application		Obtenues par [5]	
N°	P_g [pu]	Q_g [pu]	P_g [pu]	Q_g [pu]
1	1.3106	0.8534	1.3112	0.9082
2	0.4000	- 0.7673	0.4000	- 0.7707

TAB. 3 - Variations de α_{SVC} et de B_{SVC}				
JdB	Générations			
	Notre application		Obtenues par [5]	
Itérations	B_{SVC} [pu]	α [deg]	B_{SVC} [pu]	α [deg]
0	0.5140	145.0000	0.5140	145.00
1	0.4798	147.6221	0.1679	100.00
2	0.2188	125.1473	0.1038	130.23
3	0.2184	133.0318	0.2013	132.47
4	0.2184	133.0318	0.2047	132.55
5	0.2184	132.8004	0.2047	132.55

c - Résultats du calcul de l'EPO

Après l'optimisation, les puissances actives **P** et réactives **Q** générées, les modules des tensions nodales **V** et leurs angles δ du réseau considéré avec SVC placé au **JdB 4** de notre applications et celle de la référence [5] sont données, respectivement, dans les tableaux 4 - 5.

Les vecteurs des variables de contrôle **u** et d'état **x** de nos résultats et de la référence [5] avec SVC installé au **JdB 4** sont présentés dans les tableaux 6 - 7.

TAB. 4 - P & Q générées du réseau test avec SVC				
JdB	Générations			
	Notre application		Obtenues par [5]	
N°	P_g [pu]	Q_g [pu]	P_g [pu]	Q_g [pu]
1	0.8045	- 0.0460	0.8014	- 0.0231
2	0.8770	0.1711	0.8787	0.0471
Pertes	3.154 [MW]		3.1422 [MW]	

TAB. 5 - V & δ du réseau test avec SVC				
JdB	Générations			
	Calculés		Obtenus par [5]	
N°	V [pu]	δ [deg]	V [pu]	δ [deg]
1	1.1000	0.000	1.109	0.000
2	1.0949	- 1.4131	1.090	- 1.304
3	1.0682	- 3.6742	1.083	- 3.701
4	1.0678	- 3.9148	1.085	- 3.962
5	1.0639	- 4.5124	1.075	- 4.450

TAB. 6 - Vecteur des variables de contrôle u avec SVC installé au JdB 4			
Variables	P_{g2} [pu]	V_1 [pu]	V_2 [pu]
Valeurs	0.8770	1.1000	1.0949

TAB. 7 - Vecteur des variables d'état x avec SVC installé au JdB 4				
Variables	δ_2 [deg]	δ_3 [deg]	δ_4 [deg]	δ_5 [deg]
Valeurs	- 1.4131	- 3.6742	- 3.9148	- 4.5124
Variables	V_3 [pu]	V_4 [pu]	V_5 [pu]	B_{SVC} [pu]
Valeurs	1.0682	1.0678	1.0639	0.2184

On peut remarquer que les puissances actives **P** et réactives **Q** générées sont, respectivement, **131.06 [MW]**,

40 [MW], **85.34 [MVar]** et **- 76.73 [MVar]**. Les pertes actives totales sont de **6.06 [MW]**. Les pertes actives totales sont de **3.54 [%]** de la puissance totale générée P_g . Par contre, les pertes actives totales sont de **3.67 [%]** de la puissance totale demandée P_d .

Par observation des résultats présentés dans le tableau 1, les puissances actives **P** et réactives **Q** générées sont, nettement, différentes de celles données par la solution de l'EP sans SVC. Ces valeurs sont presque les mêmes que celles données par la référence [5]. On remarque que la puissance **P** générée au **JdB 1** est réduite de **131.122 [MW]** à **131.06 [MW]**. La puissance réactive **Q** générée au **JdB 1** est réduite de **90.82 [MVar]** à **85.34 [MVar]**. Le générateur **G₂** absorbe une quantité de puissance réactive **Q** de **76.73 [MVar]**.

On peut observer des résultats présentés dans les tableaux 3 et 6, tous les modules des tensions nodales et leurs angles de phase δ sont dans les limites préinscrites.

Après l'optimisation, on remarque que la puissance **P** générée au **JdB 1** est réduite de **131.06 [MW]** à **80.45 [MW]**. La puissance **P** générée au **JdB 2** a augmenté de **40 [MW]** à **87.705 [MW]**. La puissance réactive **Q** générée au **JdB 1** est réduite de **85.34 [MVar]** à **- 4.60 [MVar]**. On remarque que le générateur **G₁** absorbe du réactif. Par contre, Le générateur **G₂** a changé de **JdB** type **PQ** (dans le cas du calcul de l'EP, où le générateur **G₂** absorbe une quantité de la **Q** de **76.73 [MVar]**) à un **JdB** type **PV**, où le générateur **G₂** génère une quantité de la puissance **Q** d'une valeur de **17.11 [MVar]**.

Les pertes totales de la puissance **P** sont réduites de **6.06** à **3.154 [MW]**. Les résultats de simulation sont presque semblables. Les pertes sont réduites d'une valeur de **48.49 [%]**.

7. CONCLUSIONS

L'EPO est un problème d'optimisation multivariable à fonction objective non linéaire avec contraintes. Ce problème d'optimisation peut être traité par différentes méthodes numériques après avoir supposé quelques simplifications et traitements spéciaux. Ces méthodes peuvent mener à des minimums locaux et parfois, à une divergence.

Les FACTS permettent un contrôle précis des transits **Q**, une optimisation des transits de **P** sur les installations existantes et une amélioration de la stabilité dynamique du réseau. Ils permettent, aussi, aux consommateurs industriels de réduire les déséquilibres de charges et de contrôler les fluctuations de tensions créées par des variations rapides de la demande de **Q**. Ainsi, ils permettent d'augmenter les productions, de réduire les pertes, les coûts et d'allonger la durée de vie des équipements.

8. REFERENCES

[1] Stephane Gerbex "Métaheuristiques appliquées au placement optimal de dispositifs FACTS dans un réseau électrique", Thèse de Doctorat, N°2742, Faculté des Sciences et Techniques de l'Ingénieur, Institut des Sciences de l'Energie, Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, Lausanne, EPFL, Suisse, 2003.

[2] Adama D. Diarra, "La répartition optimale de la puissance réactive pour le contrôle des tensions de **JdB**

d'un réseau électrique par simplex LP ", Mémoire de Maîtrise en Sciences Appliquées, Département de Génie Electrique, Université du Québec, Canada, 1982.

[3] E. Gholipour Shahraki, "Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques", Thèse de Doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-I, France, 2003.

[4] K. Chikhi, "Contribution à l'analyse de la qualité de l'énergie électrique dans le cas de la stabilité de la tension", Thèse de Doctorat, Encadrée par Dr. C. Fetha, Département d'Electrotechnique, Université de Batna, Algérie, Novembre 2007.

[5] E. Acha, C. R. Fuerte-Esquivel, H. Ambriz-Pérez & Cesar Angeles-Camacho, "FACTS modelling and simulation in power networks", John Wiley & Sons Ltd, The Atrium, Southern Gate, Chichester, West Sussex PO19 8SQ, England, 2004.

[6] H. Amhriz-Pérez, E. Acha, and C. R. Fuerte-Esquivel, "Advanced SVC models for Newton-Raphson load flow and Newton optimal power flow studies", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, N°. 1, February 2000.

[7] H. Boudjella "Contrôle des puissances et des tensions dans un réseau de transport au moyen de dispositifs FACTS (SVC)". Mémoire de Magister en Electrotechnique, Option conversion d'énergie & commande, Université Djillali Liabes, Sidi Bel Abbes, Algérie, 2007.

[8] G. Ravi Kumar, R. Kameswara Rao and Dr. S. S. Tulasi Ram, "Power flow control and transmission loss minimization model with TCSC and SVC for improving system stability and security".

[9] James Daniel Weber, "Implementation of a Newton based optimal power flow into a power system simulation environment", Master degree of Science, Electrical Engineering, Graduate College of the University of Illinois at Urbana-Champaign, USA, 1997.

[10] B. Venkateswara Rao, Dr. G. V. Nagesh Kumar, M. Ramya Priya and P. V. S. Sobhan, "Optimal power flow by Newton method for reduction of operating cost with SVC models", International Conference on Advances in Computing, Control and Telecommunication Technologies, 2009.

Dispatching économique par les techniques hybrides QN - TIA dans les systèmes électro-énergétiques

R. Bouakacha, A. Boukadoum, S. Leulmi, A. Leulmi

Laboratoire d'Electrotechnique de Skikda « LES »
Département d'Electrotechnique
Université du 20 Août 1955 – Skikda, Algérie

r.bouakacha@yahoo.fr, boukadoum2003@yahoo.fr, salah.leulmi@yahoo.fr, as_smaleulmi@yahoo.fr

ملخص - من أهم المشاكل المطروحة في ميدان الإنتاج و التشغيل للأنظمة الكهروطاقوية المستقرة هو الحصول على أعظم الفائدة أو أكبر ربح. وهو ما يطرح دائما من قبل الباحثين العلميين. في هذا العمل نحن معنيون بالمساهمة في الاستغلال الأمثل لمجموعة المحطات الإنتاجية للطاقة الكهربائية و استهلاكها محققين أقل تكلفة ممكنة مع الأخذ بعين الاعتبار المعوقات الملازمة للاستغلال.

في هذا البحث و بواسطة محاكاة لنظام بسيط نوضح دور تهجين تقنية الخوارزميات الجينية مع الطريقة الكلاسيكية شبيهة نيوتن أين كلاهما يكمل الآخر ويمكننا من الحصول على نتائج أفضل.

Abstract - Among the big problems, in the static production, is to operate, simultaneously, a set of power plants with a maximum profit. This has been, always, the main concern of electric power engineers & the researchers in this field.

In this work, we are concerned to contribute to the optimal exploitation of the system production/consumption by carrying out the minimal total cost of the set of production plants satisfying all constraints inherent in the exploitation. We will show, in this paper, by a simple simulation, the role of the hybridization of the technique of GA with the classic QN method. Thus, the 2 methods together integrate each other and give better results.

Résumé - Parmi les importants problèmes dans la production statique est de faire fonctionner, simultanément, un ensemble de centrales électriques en réalisant le maximum profit. Ceci est souvent posé par les chercheurs. Dans ce travail, on est concerné à contribuer à l'exploitation optimale du système production/consommation en réalisant le minimum coût total de l'ensemble des centrales de production électrique satisfaisant toute les contraintes inhérentes à l'exploitation. Dans cet article, on va montrer, par une simple simulation, le rôle de l'hybridation de la technique des AG avec la méthode classique de QN. Ainsi, les 2 méthodes se consolident et s'intègrent ensemble pour donner de meilleurs résultats.

Mots clés : Optimisation, PA, DE, AG, QN, AG-QN.

1. NOMENCLATURE

a - Acronymes utilisés

AG	Algorithme génétique
CC	Courant continu
D*	Désignation
DE	Dispatching économique optimal
EP	Ecoulement de puissance
EPO	Ecoulement de puissance optimal
GA	Genetic algorithm
KKT	Karush Kuhn Tucker
LF	Logique floue
M*	Méthodes
MPI	Méthode de point intérieur
PA	Puissance active
PQ	Puissance réactive
QN	Quasi Newton
RNA	Réseau de neurones artificiel
RNF	Réseau de neurones flou
TIA	Techniques d'intelligence artificielle

b - Symboles utilisés

a_i, b_i, c_i	Coefficients du coût
B	Matrice des coefficients de pertes
F_i	Coût de la production de l'unité i
Fit	Adaptation
F_T	Coût de la production totale
NG	Nombre d'unités de production
P_c	Opérateur de croisement
P_D	Demande totale
P_i	Puissance active de la centrale i
P_L	Pertes de transmission
P_m	Opérateur de mutation
ΔEP	Erreur sur l'équilibre d'écoulement de puissance

2. INTRODUCTION

Plusieurs techniques et idées se sont développées par les chercheurs pour pouvoir offrir un besoin statique de la consommation provisionnée par le producteur avec le moindre coût de la dualité production/consommation. Cela fait appel aux méthodes mathématiques d'optimisation, qui ont été utilisées, depuis plusieurs années, dans plusieurs planifications des systèmes de puissances, des opérations et des problèmes de contrôle et de la protection.

La dérégulation la plus récente des utilités de puissance a introduit de nouvelles issues dans l'orientation des problèmes existants. En outre, l'émergence des TIA simples ou hybrides tels que la LF, les RNA, les AG, les RNF et d'autres techniques ont fait un grand exploit, ces dernières décennies, dans les différents domaines d'électrotechnique, en l'occurrence dans les systèmes de production et d'exploitation électrique. Ces nouvelles techniques sont, généralement, caractérisées par une optimisation globale ou asymptotiquement globale. Dans le cadre des méthodes classiques, en 1992, Janes A. Momoh et al. ont publié l'implémentation de la MPI dans le problème du DE à fonction coût quadratique. Le calcul de la solution initial se fait sans tenir compte des pertes. La technique utilisée résout le problème avec contraintes linéaires et non linéaires. Elle peut, aussi, être utilisée dans les problèmes de la répartition des PQ [1]. En 1984, A. Wood et F. Wollenberg ont étudié le DE par différentes méthodes tels que la méthode Lambda itérative, la méthode de gradient et par la méthode de Newton [2]. En 2002, Ahmet Merev a fait une étude du DE et ses solutions avec et sans pertes des lignes de transport par l'utilisation de la fonction Lagrangienne. Il a exprimé une cause qui influe la production des centrales, tout simplement, les pertes qui sont issues des puissances dissipées de l'ensemble des unités représentant l'effet du réseau électrique [3]. D'autre part, les méthodes modernes simples et hybrides sont venues pour surmonter la localité et la difficulté des solutions par les méthodes classiques. En 2005, R. Ouddir et al. ont utilisé les AG, où, le codage est effectué, seulement, sur le coût incrémental du problème du DE. A l'aide de la fonction de Lagrange et les conditions de KKT le problème est traité. A chaque fois les coûts incrémentaux sont générés par l'AG, les valeurs des puissances produites sont déduites. Puis, l'AG sélectionne les meilleurs individus [4]. En 2006, Ashish Saini et al. ont utilisé, pour résoudre le problème d'EPO, une hybridation qui permet de varier, dynamiquement, les paramètres de probabilités de l'AG à l'aide de la LF [5]. D'un autre côté et de même principe, Mimoune Younes et Mostafa Rahli ont utilisé une autre technique, dans le problème d'optimisation du DE, basé sur 2 AG. Un AG est utilisé pour faire varier, dynamiquement, les paramètres de mutation et de croisement du 2^{ème} AG (le principal) où ce dernier tente de chercher les meilleures solutions optimales [6].

3. FORMULATION DU PROBLEME

Le problème est d'assurer le bilan de puissance au moindre coût à un instant donné où la demande totale est connue. La fréquence, le niveau de tension et la sécurité sont, quant à eux, tenus constants. Tous les nœuds sont supposés à tension nominale. L'usage du modèle de CC de l'EP implique aussi que l'on suppose les conductances négligeables. Ainsi, l'effet des pertes diélectriques des lignes disparaît. On suppose, également, disposer d'un modèle qui relie, directement, les pertes aux variables de commande (niveaux de PA des NG générateurs). Le modèle mathématique du

problème de la minimisation du coût total de la production est donné par le système (1)-(3) :

$$F_T = \text{Min} \left(\sum_{i=1}^{NG} F_i \right) \quad (1)$$

$$\sum_{i=1}^{NG} P_i = P_L + P_D \quad \& \quad P_i^{\text{Min}} < P_i < P_i^{\text{Max}} \quad (2)$$

$$F_i = a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i \quad (3)$$

avec $i = 1, \dots, NG$

Pour estimer les pertes de transmission dans le réseau, on peut utiliser une technique capable d'approcher les calculs, seulement, en fonction des PA générées et des coefficients dits de pertes. Sous la forme :

$$P_L = \sum_i \sum_j^{NG} P_i B_{ij} P_j \quad (4)$$

B est la matrice des coefficients des pertes, P_L & P_i , sont, respectivement, les pertes de transmission totales et la PA générée par la centrale de production i .

4. METHODE DES AG

1 - préambule

A l'inverse des méthodes de résolutions numériques, les AG ne se basent pas sur une approche analytique, mais sur une approche itérative et heuristique. Peu d'informations sont nécessaires pour leur utilisation. En se basant sur des mécanismes très simples (**Fig. 1**) dérivées de la génétique et de l'évolution naturelle (croisements, mutations, sélection, ... etc.), ils peuvent résoudre des problèmes fortement non linéaires et discontinus. En faisant évoluer une population de solutions, les AG sont connus comme étant des méthodes stochastiques. Ils tentent, toujours, de chercher l'optimum global.

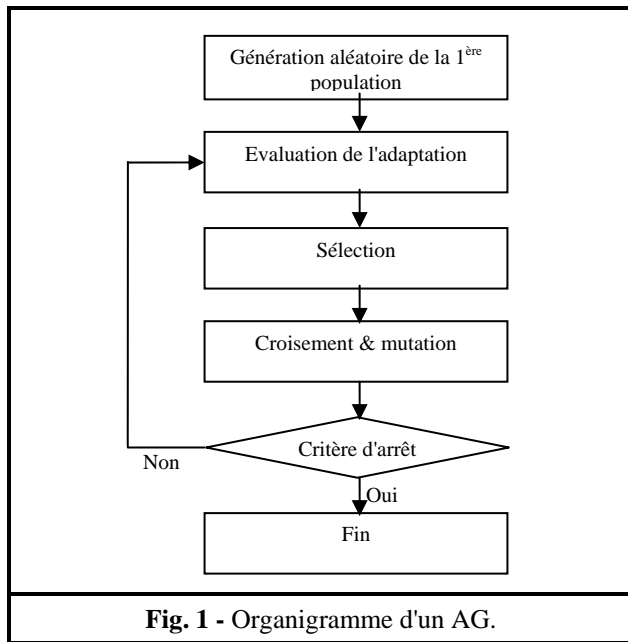
2 - Constitution des AG

a - Codage & décodage des données

Le codage utilisé est représenté sous forme de chaînes de bits contenant toute l'information nécessaire. Ce dernier nous permet de créer des opérateurs de croisement et de mutation qui n'engendrent que des individus admissibles. Toute chaîne binaire peut, donc, être décodée en une valeur entière x selon la règle suivante :

$$x' = \sum_{i=1}^s \alpha_i 2^{i-1} \quad (5)$$

avec $\alpha_i \in V = \{0,1\}$



La transformation de la chaîne binaire en un nombre réel x peut, alors, s'effectuer comme suit :

$$x = x_{\min} + x' \frac{x_{\max} - x_{\min}}{2^s - 1} \quad (6)$$

b - Opérateurs

Trois opérateurs jouent un rôle prépondérant dans la réussite possible d'un AG.

b₁ - Opérateur de Sélection

Cet opérateur détermine la capacité de chaque individu à survivre dans la population et à se diffuser. La probabilité de survie d'un individu sera, directement, reliée à sa performance relative au sein de la population.

b₂ - Opérateur de croisement

La population résultante de la sélection est divisée en 2 sous ensembles de taille identique. Chaque couple (P_1 , P_2) formé par un membre provenant de chaque sous population participe à un croisement avec une probabilité donnée. La probabilité de croisement P_c est, souvent, supérieure à 60%. Le croisement permet la création de nouveaux individus. Il change l'information entre les chromosomes (individus) par le biais de leur combinaison.

b₃ - Opérateur de mutation

Le rôle de cet opérateur est de modifier, aléatoirement, avec une certaine probabilité, la valeur d'un composant de l'individu. Dans le cas du codage binaire, chaque bit est remplacé selon une probabilité P_m par son complémentaire.

c - Fonction de performance

La fonction de performance ou d'adaptation mesure l'efficacité de chaque individu pour permettre à l'AG de faire évoluer la population dans un sens bénéfique pour la recherche de la meilleure solution. La fonction de performance doit pouvoir attribuer à chaque individu un indicateur positif représentant sa pertinence dans la population.

$$Fit = \begin{cases} F_T + r \left(\sum_{i=1}^{NG} P_i - P_D - P_L \right) & \text{si } \Delta EP > 0 \\ F_T & \text{si } \Delta EP \leq 0 \end{cases} \quad (7)$$

Avec r est le facteur de pénalité et ΔEP est l'erreur sur l'équilibre d'EP.

5. METHODE HYBRIDE AG-QN

L'usage d'un AG est adapté à une exploration rapide et globale d'un espace de recherche de taille importante. IL est capable de fournir plusieurs solutions. Dans le cas où l'ensemble des solutions admissibles est complexe, l'admissibilité peut être intrinsèque à la représentation choisie ou intégrée à la génération des chromosomes ou à la fonction à optimiser.

Par contre, l'utilisation d'une technique classique est adaptée aux problèmes où une exploration exhaustive de l'espace de recherche est envisageable. La méthode fournit, naturellement, des solutions admissibles [7]. Cependant, les AG requièrent un temps de calcul très élevé, mais semblent en contrepartie être, absolument, fiables. Les AG s'avèrent être excellents pour l'exploration.

Les méthodes QN, d'un autre côté, offrent l'avantage d'être très précises pour autant qu'elles ne restent pas coincées dans un minimum local. Cette précision est atteinte en un temps, relativement, court : Les méthodes QN montrent d'excellentes propriétés d'exploitation.

L'hybridation des 2 approches nous permet de profiter de leurs avantages individuelles et / ou mutuelles:

- Utilisation d'un AG au concept d'évolution d'une population d'individus.
- Utilisation de l'approche classique QN et au concept de vie des individus aux prochaines générations.

La technique hybride a pour but d'augmenter la chance, aux faibles individus, de survivre pour les prochaines générations de l'AG par la méthode QN (Fig. 2). Ceci permet à plusieurs individus de converger, rapidement, à la même solution.

6. SIMULATION & RESULTATS

Pour la simulation, le système utilisé contient 3 centrales de production. Chacune a ses propres coefficients du coût et ses propres limites de production. Les coefficients de pertes, qui représentent

le système de transmission d'énergie, sont, eux-aussi, spécifiques (Tab. 1). La demande totale de la puissance est de 850 [MW].

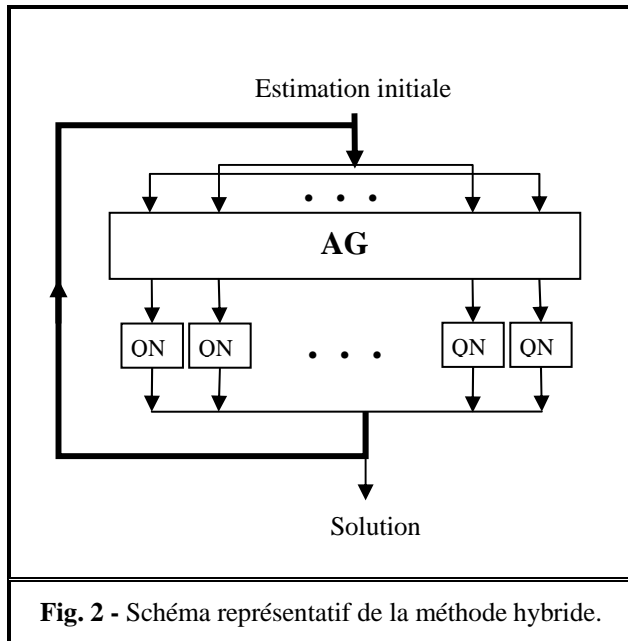


Fig. 2 - Schéma représentatif de la méthode hybride.

Tab. 1 - Données du système choisi [8].

Désignation	Unité	G ₁	G ₂	G ₃
P_i^{\min}	[MW]	150	100	50
P_i^{\max}	[MW]	600	400	200
Coeff. du coût				
a_i	[\$/MW ²]	0.00156	0.00194	0.00482
b_i	[\$/MW]	7.92	7.85	7.97
c_i	[\$]	561	310	78
Coeff. de pertes				
B_{ii}	[MW ⁻¹]	0.000030	0.000090	0.00012

a - Technique des AG

- **Codage & décodage** : Le codage utilisé dans la simulation est le codage binaire, avec un nombre de 22 bits pour chaque variable qui représente une précision d'ordre de 10^{-5} à 10^{-6} .
- **Population** : Elle est de 100 individus pour éviter la domination prématurée d'un individu défavorable.
- **Sélection** : La sélection utilisée est celle du tournoi avec un nombre de 2.
- **Paramètre de probabilité de croisement** : Il est pris égal à 0.75.
- **Probabilité de mutation** : Elle est prise égale à 0.01.

La figure 3 montre les variations des adaptations du meilleur et du mauvais individu au cours des itérations. Les résultats obtenus par l'AG seul sont montrés dans le tableau 2.

Tab. 2 - Résultats obtenus par l'AG seul.

D^* \ M^*	Unité	AG		
		G ₁	G ₂	G ₃
PA	[MW]	436.2351	300.9303	128.6812
Coût	[\$/GW]	4.3132	2.8480	1.1834
Pertes totales	[MW]	15.8464		
Puissance totale	[MW]	865.8466		
Erreur sur le bilan de puissance	[MW]	$1.6005 \cdot 10^{-4}$		
Coût total	[\$/GW]	8.3446		

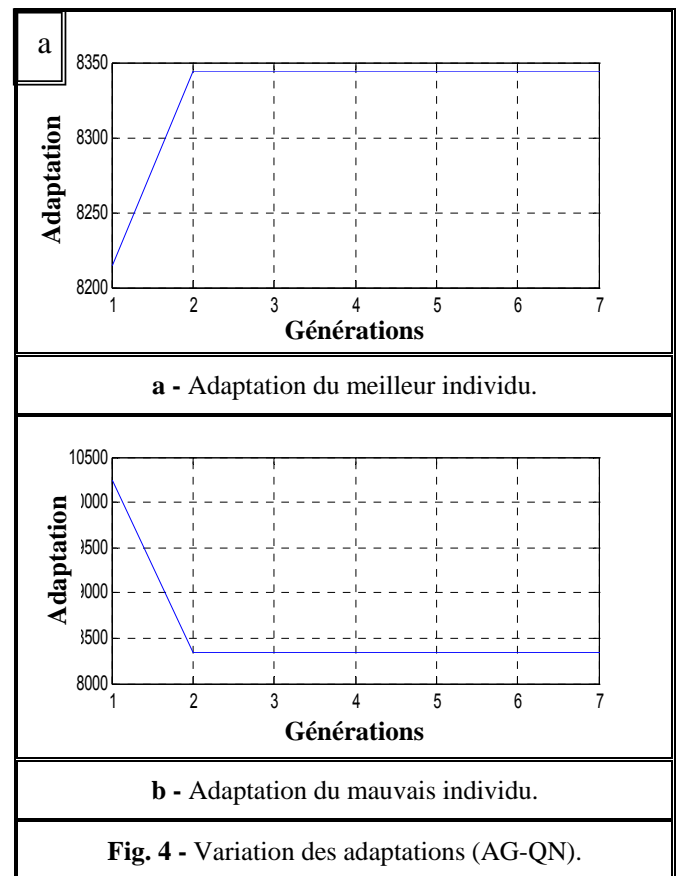
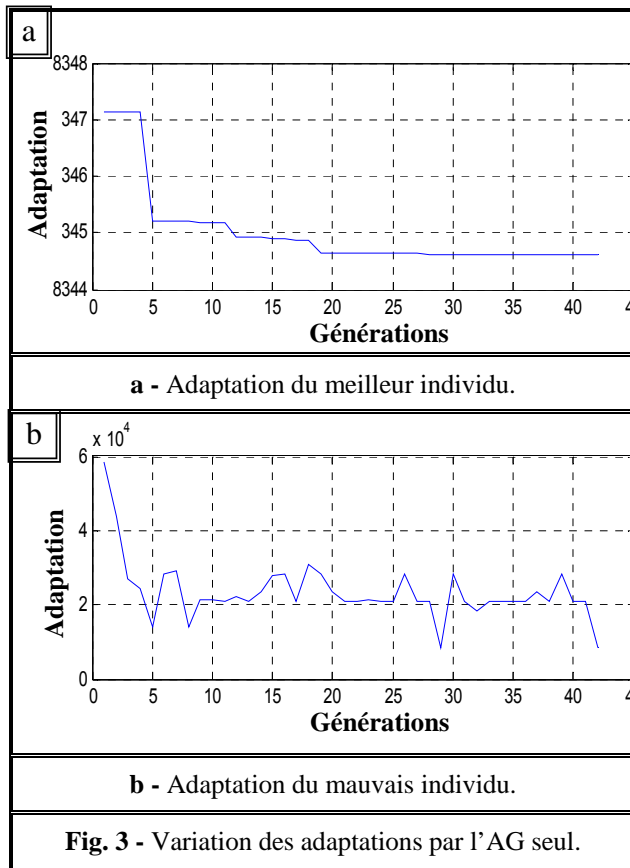
b - Technique d'AG-QN

Cette fois-ci, la simulation de l'AG-QN, pour les mêmes paramètres d'AG seul, est faite sans mémoire élite. Les résultats obtenus (Tab. 3 & Fig. 4) montrent la convergence rapide de la méthode par rapport à l'AG seul. La valeur du coût obtenu représente l'optimum global qui est calculé par la méthode de QN.

Tab. 3 - Résultats obtenus par l'hybridation AG-QN.

D^* \ M^*	Unité	AG		
		G ₁	G ₂	G ₃
PA	[MW]	435.1984	299.9700	130.6606
Coût	[\$/GW]	4.3036	2.8393	1.2017
Pertes totales	[MW]	15.8290		
Puissance totale	[MW]	865.8290		
Erreur sur le bilan de puissance	[MW]	0		
Coût total	[\$/GW]	8.3446		

Pour l'allure du meilleur individu (Fig. 4a), la domination du meilleur individu est apparait dès le début (après la génération aléatoire de la population initiale). D'autre part, l'allure du mauvais individu montre les sommets qu'il a atteint par la méthode de QN, où il a convergé vers la valeur du meilleur individu (Fig. 4b).



c- Comparaison entre les techniques

La simulation de l'AG seul nous a donné la solution après plus de 40 générations. Le résultat obtenu a satisfait toutes les contraintes avec une précision importante, car, on a un système contient seulement 3 unités, ainsi que le codage utilisé est de 22 bits. Par contre, La simulation de l'AG-QN nous a donné un résultat exact (satisfaction absolue de toutes les contraintes) en quelques génération, malgré, on n'a pas utilisé la mémoire élitée pour l'AG.

7. CONCLUSIONS

L'hybridation AG-QN constitue un type où chacun intègre l'autre. La méthode de QN ne traite que les problèmes non bornés. Cependant, avec les AG on peut couvrir ce manque.

D'autre part, les méthodes analytiques ne garantissent pas la solution globale. Néanmoins, les AG tentent, toujours, de la rechercher. Malheureusement, ils ne peuvent pas, parfois, l'atteindre correctement surtout lorsque le problème contient un nombre important d'unités de production. Ceci est le rôle des méthodes analytiques exactes telles que les méthodes QN.

La méthode de QN explore les individus de la population de l'AG et les donne la chance de s'améliorer et de survivre en permettant d'accélérer la convergence de l'AG avec une solution finale exacte.

9. REFERENCES

- [1] J. A. Momoh & al., " Application of interior point method to economic dispatch ", IEEE transactions on power systems, Vol. 2, Issue 18-21, pp.1096-1101, 1992.
- [2] A. Wood & F. Wollenberg, " Power generation : Operation and control ", J. Wiley, 2nd edition, ISBN 0-471-58699-4, New York, USA, 1984.
- [3] A. Merev, " Comparison of the economic dispatch solutions with & without transmission losses ", Istanbul university engineering faculty, Journal of electrical & electronics engineering, Vol. 2, N° 2, pp. 521-525, Türck, 2002.
- [4] R. Ouiddir & al., " Economic dispatch using a genetic algorithm : Application to Western Algerian electrical power network ", Journal of information science & engineering, Université de Trier, Vol. 21, N° 3, pp. 659-668, Allemagne, May 2005.
- [5] A. Saini & al., " Optimal power flow solution GA-Fuzzy system approach ", International journal of emerging electric power systems, Vol. 5, N° 2, Article 1, USA, 2006.
- [6] M. Younes & M. Rahli, " Economic power dispatch using combination of two genetic algorithms ",

Journal of electrical & electronics engineering,
Université d'Istanbul, pp.175-181, Türck, 2006.

- [7] N. Barnier, " Optimisation par hybridation d'un AG avec la programmation par contraintes ", Projet Gascon, Ecole Nationale de l'Aviation Civile, Toulouse, France, 1996-1997.
- [8] J. H. Park & al., " Economic load dispatch for piecewise quadratic cost function using Hopfield neural network ", IEEE transactions on power systems, Vol. 8, N° 3, pp.1030-1038, August 1993.

Market Models and Nash Equilibrium Calculation in a Deregulated Electricity Market

Ahmed Amie LADJICI, Mohamed BOUDOUR

ladjici-amine@yahoo.fr, m.boudour@ieee.org

Laboratoire des systèmes électriques Industriels LSEI
USTHB

Abstract— in this paper we present the two most common models of electricity market: the bilateral Forward market model and the centralized spot market model. And In order to calculate the market equilibrium, of both models a competitive coevolutionary algorithm is used. The agents are modeled as a population of strategies that are led by an evolutionary algorithm toward the equilibrium point where each agent maximizes his profit.

Index Terms-- Electricity Market; Forward Market; Spot Market; Nash Equilibrium; Competitive Coevolutionary Algorithm.

I. INTRODUCTION

Since the deregulation of electricity market has been initiated, different market structures have appeared. The anatomy of deregulated power markets worldwide shows that the reform process has taken a number of different forms in various countries. Economic and political reasons, due to local conditions, have led to the adoption of different paradigms by the newly established market

Despite these differences, the competitive aspect of the generation sector is the most common basis in deregulated electricity markets models. Another common characteristic to deregulated electricity market is the oligopolistic aspect of the market. Few competing firms act strategically to maximize their profit. Unlike, perfect competition or monopoly markets where agents' interactions can be dealt with as a simple optimization problem, agents' strategic interactions in an oligopoly market need a game theoretic approach.

Our aim in this paper is to model the forward and spot transaction in the electricity market, and to use a coevolutionary algorithm in order to calculate the market equilibrium in each market model.

The rest of the paper is presented as follow; in the next section the game theory and the notion of Nash equilibrium are presented. Section III presents forward and spot transactions models of the electricity market. In section IV we develop a competitive coevolution approach to the market Nash equilibrium calculation.

II. GAME THEORY AND NASH EQUILIBRIUM

Agents' strategic interactions and their strategic behavior are commonly studied by a game theoretic approach. Game theory attempts to mathematically capture behavior in strategic situations, in which an individual's success in making choices depends on the choices of others. In game theory, a game consists of a set of players, a set of strategies

available to those players, and a specification of payoffs for each combination of strategies, and the traditional applications of game theory attempt to find equilibria in those games.

In game theory, Nash equilibrium [1] is a solution concept of a non cooperative game involving two or more players, in which each player is assumed to know the equilibrium strategies of the other players, and no player has anything to gain by changing only his or her own strategy unilaterally. If each player has chosen a strategy and no player can benefit by changing his or her strategy while the other players keep their unchanged, then the current set of strategy choices and the corresponding payoffs constitute a Nash equilibrium.

A set of strategies is Nash equilibrium if no player can do better by unilaterally changing his strategy. Let (S, π) be a game with n players, where S_i the strategy set for player i , $S = S_1 \times S_2 \times \dots \times S_n$ is the set of strategy profiles and $\pi = \{\pi_1(s), \dots, \pi_n(s)\}$ is the payoff function. Let x_{-i} be a strategy profile of all players except for player i . When each player $i \in \{1, \dots, n\}$ chooses strategy s_i resulting in strategy profile $s = (s_1, \dots, s_n)$ then player i obtains payoff $\pi_i(s)$. Note that the payoff depends on the strategy profile chosen, i.e. on the strategy chosen by player i as well as the strategies chosen by all the other players. A strategy profile $s^* \in S$ is a Nash Equilibrium (NE) if no unilateral deviation in strategy by any single player is profitable for that player, that is

$$\forall i, s_i \in S_i, s_i \neq s_i^* : \Pi_i(s_i^*, s_{-i}^*) \geq \Pi_i(s_i, s_{-i}^*) \quad (1)$$

Game-theory based methods are widely used to model generators' strategic interactions and to search the Nash market equilibrium.

III. THE ELECTRICITY MARKET MODELING

The role of electricity market is to establish a fair trading platform for exchange of electrical energy between suppliers (generating companies), consumers (retailers, distributors) and other financial entities, for both short and long-term. Typically, market agents can take part on different transactions [2][3].

- In the forward market transactions are made several months prior to the delivery. Forward transactions are purely financial and their concretization will occur in the real time. They are not conditioned by production capacity or transmission limitations.
- The spot market takes place few hours prior to the delivery (day-ahead, hour-ahead or real time). Transactions in the spot market are very critical to the stability and security of the power system, and have to be according to the power system limitations and constraints.

Several entities participate to the transactions, the most important are:

- Suppliers: production companies, neighbor systems or intermediaries can participate as suppliers and try to sell their energy in the market.
- Consumers: cities, distribution companies or intermediaries can participate to the transactions and buy energy from the market or from the suppliers directly.
- Independent System Operator: the ISO is an independent and non profitable organism. The ISO has to ensure a reliable and secure functioning of the power system and to maximize the social welfare from the market transactions.

A. Electricity markets models

In this paper, we are mainly interested by the strategic behavior of the suppliers in the different markets. The suppliers' models and decisions making processes in both forward and spot markets are also presented.

Bilateral forward market

In the bilateral forward market, suppliers and consumers directly negotiate the price and the quantity of traded energy several months prior to the delivery. In this paper, the bilateral market is analyzed using Cournot model, suppliers compete in term of quantities to be sold, and consumers are defined by their demand function where the amount of energy to be acquired is inversely proportional to the price [2].

Consumers' forward demand functions are of the form:

$$D_i^f(p_i^f) = D_i^0 - e_i p_i^f \quad (2)$$

$$j = 1, \dots, N_d$$

The nodal marginal clearing price is defined as follow:

$$p_i^f = \frac{1}{e_i} (D_i^0 - \sum_{j=1}^{N_d} q_{ij}) \quad (3)$$

$$j = 1, \dots, N_d$$

Producers' profit in the forward market is:

$$\Pi_i^f = \sum_{j=1}^{N_d} q_{ij} p_i^f - Cst_i \left(\sum_{j=1}^{N_d} q_{ij} \right) \quad (4)$$

Let us assume:

$$q_i^f = \{q_{i1}^f, q_{i2}^f, \dots, q_{iN_d}^f\}$$

$$p_i^f = \frac{q_{ij}^f}{\sum q_i^f} p_j^f$$

$$i = 1, \dots, N_g$$

$$j = 1, \dots, N_d$$
(5)

So the profit of a supplier from forward transaction can be formulated as:

$$\Pi_i^f(q^f) = q_i^f \bullet p_i^f - Cst_i(q_i^f) \quad (6)$$

$$i = 1, \dots, N_g$$

Where \bullet denote the scalar product of vector q_i^f and p_i^f

Spot Market Model

The spot market is organized as a centralized market with maximalist ISO and the trading is done few hours prior to the delivery. In the centralized market, there is no direct trading between suppliers and consumers. The ISO acts as single buyer, it collects bids for power to purchase from the consumers and decides on quantity to be purchased from suppliers.

The spot market is analyzed using supply function model function [4,5,6,7]. We assume that:

- Consumers are defined by their demand D_j^s where $j = 1, \dots, N_d$.
- Suppliers are defined by their cost: $Cst_i = 0.5\alpha_i q_i^2 + \beta_i q_i$ with $i = 1, \dots, N_g$
- A linear supply function model of the form:

$$p_i^s = \beta_i + x_i q_i^s$$

$$q_i^{min} \leq q_i^s \leq q_i^{max}$$

$$i = 1, \dots, N_g \quad (7)$$

With β is the parameter from the cost function.

In order to ensure the economical and the physical reliability of the power system, the ISO performs an OPF

routine to calculate the dispatched prices p_i^s and quantities

q_i^s for each supplier. In this work, we use a Quadratic DC-OPF to calculate the dispatched price and quantities considering the suppliers bids [8]. The DC-OPF is formulated as follow:

$$[q_i^s, p_i^s] = \arg \min \left(\sum_{i=1}^{N_g} \frac{1}{2} x_i q_i^{s^2} + \beta q_i^s \right) \quad (8)$$

Subject to:

$$\begin{aligned} A_{eq} q_i^s &= B_{eq} \\ A_{ineq} q_i^s &\leq B_{ineq} \\ q_i^{min} &\leq q_i^s \leq q_i^{max} \\ i &= 1, \dots, N_g \end{aligned} \quad (9)$$

Thus the supplier's profit in the spot market will be expressed as:

$$\Pi_i^s(x) = p_i^s \left(q_i^s - \sum q_i^f \right) - Cst_i(q_i^s) \quad (10)$$

B. Market equilibrium calculation

To formulate the market equilibrium problem, we consider that:

- Suppliers act strategically by choosing the quantity of power to be sold to consumers in order to maximize their profit.
- Consumers have no strategic behavior: they can only affect the forward market price by their inverse demand function.
- The ISO is primarily concerned by the preservation of system constraints and has to reject any transaction affecting the system integrity.
- System constraints in equation (9) are introduced as coupled constraints in the market equilibrium problem. [8,9,10].

Let us assume:

- q_i^{f*} and x_i^* are the Nash equilibrium strategies of the agent i
- q_{-i}^{f*} and x_{-i}^* are the Nash equilibrium strategies of all players except agent i

Strategies q_i^{f*} are the Nash equilibrium strategies of the forward market if and only if:

$$\begin{aligned} \Pi_i^f(q_i^{f*}, q_{-i}^{f*}) &\geq \Pi_i^f(q_i^f, q_{-i}^{f*}) \\ \forall q_i^f &\neq q_i^{f*} \\ i &= 1, \dots, N_g \end{aligned} \quad (11)$$

Strategies x_i^* are the Nash equilibrium strategies of the spot market if and only if:

$$\begin{aligned} \Pi_i^s(x_i^*, x_{-i}^*) &\geq \Pi_i^s(x_i^s, x_{-i}^*) \\ \forall x_i^s &\neq x_i^* \\ i &= 1, \dots, N_g \end{aligned} \quad (12)$$

Subject to

$$\begin{aligned} A_{eq} q_i^s &= B_{eq} \\ A_{ineq} q_i^s &\leq B_{ineq} \\ q_i^{min} &\leq q_i^s \leq q_i^{max} \\ i &= 1, \dots, N_g \end{aligned} \quad (13)$$

Profit functions Π_i^f and Π_i^s are as defined in equations (11) and (12)

IV. SOLUTION APPROACH

A. Coevolutionary Algorithm

Coevolutionary Algorithm is an Evolutionary Algorithm (or collection of Evolutionary Algorithms) in which the fitness of an individual depends on the relationship between that individual and other individuals [11,12]. In biology, Coevolution is defined as reciprocally induced evolutionary change between two or more species or populations. In Competitive Coevolution, individual fitness is evaluated through competition against individuals of other populations. Considering this, fitness signifies only a relative strength of solutions [13,14].

Competitive Coevolution is traditionally used in non cooperative Evolutionary game theory to gain insight into the dynamic of game theoretic problems [13]. Competing individuals use random variation and selection to seek out survival strategies that will give them an edge over their opponents. Therefore, populations are constantly evolved to exploit weaknesses in the opposing population. As a result, both populations are constantly being exposed to more fit individuals from the opposing population. Ideally, this leads to incremental improvement with each population continually evolving to meet the increasing pressure from the opposing one [15].

In competitive Coevolution algorithm, fitness measure is relative. Fitness is no longer an absolute measure of how strategy is good; suboptimal strategies in earlier generations can become optimal in later generations. In a finite population, a strategy has to be successful in almost every

generation to stay in population; if it fails, it is eliminated under the pressure of selection. Eliminated strategies can become optimal again. Loosing such strategies can make the progress toward optimality no longer guaranteed [16].

To ensure convergence toward optimal solution, individuals selected to be part of next generation have to be capable of defeating all the prior individuals. If this is not ensured, the algorithm can get stuck in weak strategies. To counter that, we seek an algorithm that progresses by producing new strategies that defeat older ones, and avoids the loss of interesting strategies. In order to achieve this goal we use a special instance of Evolutionary Algorithms: Evolution Strategies (ES) with crowding technique to preserve population diversity.

Evolution Strategies

Evolution Strategies Algorithm (ES) is one of the main paradigms in Evolutionary Computation [17,18], unlike Genetic Algorithms, ES is primary concerned by the mechanism of mutation, and the selection is based on the behavior (phenotype) of individuals, and are not concerned by the scheme theory as the GA are, unlike GA, mutation is the primary evolution operator, the representation is real coded and selection is mainly deterministic.

In a simple ES Algorithm noted (μ, λ) ES, there are μ parents used to create λ descendant by mutation, the μ best individuals of the μ parent and λ descendants are selected to be the new generation, this process is repeated for γ generations.

Algorithmic

In this work we use a crowding technique instead of the standard deterministic selection used in ES. Each parent is compared with his offspring and the best individual is selected to be part of the new generation. The evaluation is done using a random set of opponents' strategies,

The used algorithm is as follow:

```

for i=1:N_pop
  for j=1:M_indiv
    choose S %
%S is a Set of N random strategies from
%other populations
    P_fitness=Evaluate(parent, S);
    for k=1:L
      child =Mutation(parent);
      C_fitness=Evaluate(child, S);
      if c_fitness>=P_fitness
        parent = child;
      end
    end
  end
end
end
end

```

This procedure is repeated for a predefined number of generations, at the end the best strategy of each population is selected.

V. CASES STUDY

To test the effectiveness of the proposed algorithm in the case of electricity market equilibrium, the IEEE 30 bus system is used. The system data are taken from the MATPOWER 3.5 data file 'case30pwl', with 6 generators and 13 loads. Table 1 shows the cost function parameters of the 6 suppliers, and table 2 depicts the load at each bus.

We assume there are 6 Suppliers and 5 consumers in the electricity market. Each supplier has a generation unit, and a consumer has several loads as depicted in the table 3. The demand functions of the consumers are presented in table 4.

Supplier	Bus	α [\$/MWh ²]	β [\$/MWh]
1	1	0.15	25
2	2	0.25	20
3	13	0.2	23
4	22	0.25	22
5	23	0.2	20
6	27	0.15	22

Table 1 suppliers cost function

Pd [MWh]	Bus	Pd [MWh]	Bus
43.40	2	18.00	17
4.80	3	6.40	18
15.20	4	19.00	19
188.40	5	4.40	20
45.60	7	35.00	21
60.00	8	6.40	23
11.60	10	17.40	24
22.40	12	7.00	26
12.40	14	4.80	29
16.40	15	21.20	30
7.00	16		

Table 2 System Load

Consumer	Connected Loads
1	1; 2; 3
2	4; 5
3	6
4	7; 8; 9; 10; 11; 12; 13; 14; 15; 16; 17; 18;
5	19; 20; 21

Table 3 Connected loads in each consumer

consumers	D_0 [MWh]	ϵ [MWh/\$]
1	63.40	0.50
2	234.00	3.00
3	60.00	1.00
4	176.40	2.00
5	33.00	0.50

Table 4 consumers demand function

We calculate the Nash equilibrium point for both the forward and the spot market separately, tables 6 and 7 reports the obtained Nash equilibrium strategies, the contracted quantities and prices in both forward and spot contracts.

Suppliers	q_i^f [MWh]				
	1	2	3	4	5
1	5.37	18.96	3.14	14.64	1.26
2	5.82	19.29	3.83	14.90	1.15
3	4.98	18.84	3.07	13.94	0.94
4	5.17	17.74	2.23	13.17	0.62
5	6.33	22.10	4.23	16.80	2.30
6	6.63	23.73	4.84	17.26	2.06

Table 5 Forward Equilibrium strategies

Suppliers	q_i^f [MWh]	p_i^f [\$/MWh]
1	43.37	37.62
2	44.99	37.60
3	41.77	37.64
4	38.93	37.75
5	51.76	37.51
6	54.52	37.51

Table 6 prices and quantities in the Forward market

Supplier	x_i^* [\$/MWh ²]	q_i^s [MWh]	p_i^s [\$/MWh]	Π_i [\$]
1	0.2103	89.84	43.89	1092.00
2	0.3011	79.37	43.90	1109.30
3	0.2475	82.75	43.88	1042.90
4	0.3296	67.45	43.87	906.70
5	0.2431	92.11	43.91	1354.10
6	0.2264	98.60	43.93	1432.70

Table 7 Spot equilibrium strategies

We can notice that the prices in the spot market are higher than those in the forward market. Due to the demand elasticity of the consumers, the outcome of the forward market can be influenced.

In the spot market which is close to real time operation, consumers have to acquire the needed power whatever the price. This behavior allow the suppliers to rise their price far beyond their marginal prices (table(1)).

VI. CONCLUSIONS

This paper presents different models of the electricity market, and an approach to calculate the market equilibrium in each model. In the proposed approach each agent is modeled as a population of strategies and a variant of an Evolution Strategies algorithm is used as a learning method to find out the best strategies to be used.

a new approach to find out the market equilibrium in deregulated electricity markets modeled as a two stages stochastic game. A competitive coevolutionary algorithm is used to model the interactions of market agents in the market. Each agent is represented by a population of strategies and uses Nested Evolution Strategies as learning method to find better behaviors to overcome opponents' strategies, and thus, find their Nash equilibrium strategies.

To validate the proposed algorithm, an IEEE 30 bus test system is used, and three cases studies are carried out. In the different cases considered, the proposed algorithm has been successfully applied to calculate the Nash equilibrium and to the analysis of the strategic behavior of market agents in both forward and spot transactions.

The obtained results show the strategic behavior of market agents in the electricity market. The suppliers can exploit the structural weaknesses of the market and the limitations of the electricity network in order to increase the market prices and thus improve their payoff.

The key feature of our approach is the combination of a powerful learning algorithm to find the optimal strategies, and a scenario formulation to model the market uncertainties through a finite number of scenarios. The main advantage of this approach is the possibility to model different and realistic market models, and the simplicity and the efficiency in dealing with the system constraints even in the presence of uncertainties.

VII. BIBLIOGRAPHY

- [1] J F Nash, "Non Cooperative Games," *Annals of Mathematics*, vol. 54, pp. 286-295, 1951.
- [2] A A Ladjici, M Boudour, and A Tiguercha, "Day-Ahead Electricity Market Equilibrium calculation using competitive coevolution approach," *JES Special Issue*, vol. 1, pp. 67-72, 2009.
- [3] E Vedovina Beck, "On Optimal Bidding Strategy Modeling in the Context of a Liberalized Electricity Market," 2007.
- [4] Paul D Klemperer and Margaret A Meyer, "Supply Function Equilibria in Oligopoly under Uncertainty," *Econometrica*, vol. 57, pp. 1243-77, 1989.
- [5] Ross Baldick, "Electricity market equilibrium models: The effect of parametrization," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, issue: 7, pp. 53-53, 2002.
- [6] Aleksandr Rudkevich, "Supply Function Equilibrium: Theory and Applications," *Hawaii International Conference on System Sciences*, vol. 2, p. 52a, 2003.
- [7] A A Ladjici and M Boudour, "Supply Function Equilibrium of a Deregulated Electricity Market using Competitive Coevolutionary Algorithms," *Electrimacs 08*, 2008.
- [8] A A Ladjici and M Boudour, "Electricity market equilibrium using competitive coevolutionary algorithms with transmission constraints," *IEEE SSD08*, pp. 1-6, 2008.
- [9] Y. Liu and F. F. Wu, "Impacts of Network Constraints on Electricity Market Equilibrium," *Transactions on Power Systems, IEEE*, vol. 22 Issue: 1, pp. 126-135, 2007.
- [10] J Contreras, J B Krawczyk, and J Zuccollo, "Electricity Market Games with Constraints on Transmission Capacity and Emissions," 2007.
- [11] Rudolf Paul Wiegand, "An analysis of cooperative coevolutionary algorithms," 2004.
- [12] Sevan Gregory Ficici, "Solution concepts in coevolutionary algorithms," 2004.
- [13] Kenneth O. Stanley and Risto Miikkulainen, "Competitive coevolution through evolutionary complexification," *J. Artif. Int. Res.*, vol. 21, pp. 63-100, 2004.
- [14] R. W. Johnson, M. E. Melich, Zbigniew Michalewicz, and Martin Schmidt, "Coevolutionary optimization of fuzzy logic intelligence for strategic decision support," *IEEE Trans. Evolutionary Computation*, vol. 9, pp. 682-694, 2005.
- [15] Travis C. Service, Daniel R. Tauritz, and William M. Siever, "Infrastructure Hardening: A Competitive Coevolutionary Methodology Inspired by Neo-Darwinian Arms Races," pp. 101-104, 2007.
- [16] Christopher Rosin and Richard Belew, "New Methods for Competitive Coevolution," *Evolutionary Computation*, vol. 5, pp. 1-29, 1996.
- [17] T. Back, "Evolutionary Algorithms and Their Standard Instances," in *Handbook of Evolutionary Computation.*: Oxford University Press, 1997, ch. B1.1.
- [18] S.W Mahfoud, "Niching Techniques," in *Handbook of Evolutionary Calculation.*: Oxford University Press, 1997, ch. C6.1.

Optimal Placement and Parameter Settings of Unified Power Flow Controller Device using a Perturbed Particle Swarm Optimization

Abdelaziz Laïfa*, Mohamed Boudour**

*Département de génie électrique, Université du 20 Août 1955, Skikda, Algeria

**Département de génie électrique, Université des Sciences & Technologies Houari Boumediene, Alger

Abstract -- This paper presents the application of a perturbed particle swarm optimization (PPSO) technique to find optimal location and parameter setting of unified power flow controller (UPFC) for enhancing power system security under single line contingencies. A contingency analysis is first outlined to identify the most severe line outage contingencies, considering lines overload and bus voltage limit violations as a performance index. Then, the proposed algorithm is applied to find out the optimal location and parameter setting of UPFC under the determined contingency scenario. Simulations are performed on IEEE 14 bus system. The results indicate that PPSO is a powerful optimization technique and enhance the convergence of the standard PSO. Installing UPFC in the optimal location determined by the proposed approach can significantly enhance the security of power system by eliminating or minimizing the number of overloaded lines and the bus voltage limit violations.

Index Terms--Power system security, optimal placement, FACTS, UPFC, Perturbed particle swarm optimization.

I. INTRODUCTION

NOWADAYS, actual power systems are facing new challenges due to deregulation and restructuring of the electricity markets. The secure operation of power system has become an important and critical issue. Security constraints such as thermal limits of transmission lines and bus voltage limits must be satisfied under all system operation conditions. Commonly, Power systems are planned and operated based on the N-1 security criterion, which implies that the system should remain secure under all important first contingencies [1]. Hence, in order to be able to obtain a high operational efficiency and networks security, large interconnected systems have been built. In this context, one possible solution to improve the system operation was the use of FACTS technologies [2]. FACTS devices can reduce the flows of heavily loaded lines, maintain the bus voltages at desired levels, and improve the stability of the power network. Among them, The Unified Power Flow Controller (UPFC) is a device that can simultaneously control the voltage magnitudes at the sending end and the active and reactive power flows at the receiving end bus [3].

However, to achieve such functionality of UPFC, it is highly important to determine the optimal location of this device in the power system with the appropriate parameter setting. Since UPFC can be installed in different locations, its effectiveness will be different. Therefore, we will face the problem of where we should install UPFC. For this reason, some performance indices must be satisfied. The factors that

can be considered in the selection of the optimal installation and parameter setting of UPFC may be the stability margin improvement, the power transmission capacity increasing, and the power blackout prevention, etc.

The placement of UPFCs is a very complex problem, even under the consideration of steady-state conditions only (neglecting dynamic controls). An optimal UPFC placement must incorporate not only each possible system topology (line outages, load profiles, etc.) but must also consider the entire range of possible control settings which may themselves be dependent on system topology [4]. In the last decade, new algorithms have been developed for the optimal power flow incorporating with UPFC device as well as for the optimal placement of UPFC. Some of them are sensitivity-based approach which has been developed for finding suitable placement of UPFC [5], an evolutionary-programming-based load flow algorithm for systems containing unified power flow controllers [6], a genetic algorithm which proposed for solving the optimal location problem of UPFC [7], and a particle swarm optimization (PSO) for optimal location of FACTS devices [8].

This paper proposes employing a new modified particle swarm optimization to find out the optimal location and parameter setting of UPFC device for enhancing system security under single line contingencies through eliminating or minimizing the overloaded lines and the bus voltage limit violations.

The organization of this paper is as follows: Section II defines the problem that must be solved. The UPFC model and the problem formulation are described. Section III describes the proposed particle swarm algorithm used to achieve the optimization problem. Section IV describes the results of the simulations conducted using the proposed approach, while Section V presents the conclusions of this work.

II. PROBLEM FORMULATION

A. UPFC power flow model

The UPFC (unified power flow controller) is a FACTS device able to control simultaneously active power flows, reactive power flows, and voltage magnitude at the UPFC terminals [3]. The UPFC consists of two switching converters operated from a common DC link, as shown in Fig. 1. These converters are connected to the power system via coupling transformers. One converter is connected in shunt to the sending end node while the second converter is connected in series between the sending and receiving end nodes. The series converter performs the main function of the UPFC by injecting an AC voltage with controllable

magnitude and phase angle in series with the transmission line. The UPFC cannot generate or absorb active power and as such the active power in the two converters must balance when active power loss is neglected. This is achieved via the DC link. The converters, however, may generate or absorb reactive power. The shunt converter can generate or absorb controllable reactive power and provide independent shunt reactive compensation for the line. UPFC can then regulate active and reactive power simultaneously. In principle, a UPFC can perform voltage support, power flow control and dynamic stability improvement in one and the same device [9]. The UPFC equivalent circuit shown in Fig. 2 is used to derive the steady-state model.

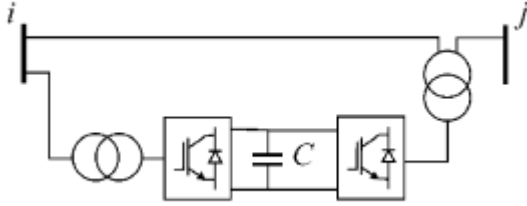


Fig. 1. Schematic representation of UPFC

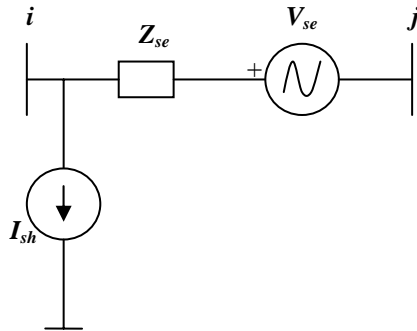


Fig. 2. Equivalent circuit of UPFC

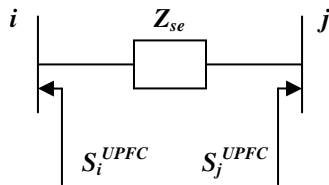


Fig. 3. power injection model of UPFC

The UPFC model can be incorporated to the power flow equations by including the impedances of the converters transformers Z_{se} and Z_{sh} into the bus admittance matrix and adding the UPFC injection powers at buses i and j . Based on the equivalent circuit shown in Fig. 2, its model in terms of power injection, as it is shown in Fig. 3, can be written as the following equations:

$$S_i^{UPFC} = V_i \left(\frac{V_{se}}{Z_{se}} \right)^* - V_i I_{sh}^* \quad (1)$$

$$S_j^{UPFC} = -V_j \left(\frac{V_{se}}{Z_{se}} \right)^* \quad (2)$$

where

$$I_{sh} = I_p - jI_q \quad (3)$$

Then, modeled with this complex power injection model, the associated control variables are the series voltage and the shunt injected current of the device:

$$x_{UPFC} = [V_{se}, \delta_{se}, I_q] \quad (4)$$

V_{se} denotes the magnitude of the voltage injected in series with the transmission line through the series transformer. δ_{se} is the phase angle of this voltage. I_q is the shunt reactive current of UPFC. The UPFC parameters V_{se} , δ_{se} and I_q are chosen within a range due to physical and economic limitations. The current I_p represents the active power demanded by the series converter at the common DC link and supplied or absorbed by the shunt converter.

With these control variables it is possible to calculate the complex power injected S_i^{UPFC} and S_j^{UPFC} by the UPFC:

$$S_i^{UPFC} = P_i^{UPFC} + jQ_i^{UPFC} \quad (5)$$

$$S_j^{UPFC} = P_j^{UPFC} + jQ_j^{UPFC} \quad (6)$$

Based on the complex expressions above and assuming lossless converter $P_{sh} = P_{se}$, the active and reactive power injections associated to the UPFC are:

$$P_i^{UPFC} = -G_{se} V_{se}^2 + 2G_{se} V_i V_{se} \cos(\delta_i - \delta_{se}) - V_j V_{se} (G_{se} \cos(\delta_j - \delta_{se}) - B_{se} \sin(\delta_j - \delta_{se})) \quad (7)$$

$$Q_i^{UPFC} = V_i V_{se} (G_{se} \sin(\delta_i - \delta_{se}) - B_{se} \cos(\delta_i - \delta_{se})) - V_i I_q \quad (8)$$

$$P_j^{UPFC} = -V_j V_{se} (G_{se} \cos(\delta_j - \delta_{se}) + B_{se} \sin(\delta_j - \delta_{se})) \quad (9)$$

$$Q_j^{UPFC} = -V_j V_{se} (G_{se} \sin(\delta_j - \delta_{se}) - B_{se} \cos(\delta_j - \delta_{se})) \quad (10)$$

where:

$$G_{se} + jB_{se} = Z_{se}^{-1} \quad (11)$$

Then, the power flow Newton–Raphson algorithm is expressed by the following relationship:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{new} & M_{new} \\ N_{new} & L_{new} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (12)$$

where the new error vectors are

$$\Delta P_i = P_i^{spec} + P_i^{UPFC} - P_i^{calc} \quad (13)$$

$$\Delta Q_i = Q_i^{spec} + Q_i^{UPFC} - Q_i^{calc} \quad (14)$$

P_i^{spec} and Q_i^{spec} are the classical specified powers, P_i^{UPFC} and Q_i^{UPFC} are the power injection associated to the UPFC device, and P_i^{calc} and Q_i^{calc} are computed using the power flow equations.

And, the Jacobian matrix is modified to introduce new power injections that are functions of the bus voltages:

$$H_{new} = H + \frac{\partial P^{UPFC}}{\partial \delta}; \quad M_{new} = M + \frac{\partial P^{UPFC}}{\partial V} \quad (15)$$

$$N_{new} = N + \frac{\partial Q^{UPFC}}{\partial \delta}; \quad L_{new} = L + \frac{\partial Q^{UPFC}}{\partial V} \quad (16)$$

H, M, N, L are the classic sub-Jacobian $\frac{\partial P}{\partial \delta}$, $\frac{\partial P}{\partial V}$, $\frac{\partial Q}{\partial \delta}$, and $\frac{\partial Q}{\partial V}$ respectively.

B. Contingency analysis procedure

A contingency is considered to be the outage of a generator, transformer or transmission line. The system may become unstable and enters an insecure state when a contingency event is occurred. Contingency analysis is one of the most important functions performed in power systems to establish appropriate preventive and/or corrective actions for each contingency. In this paper, we focus our attention only on the single line outage contingencies. For each line outage contingency in the system, we determine the all overloaded lines and the buses which have voltage limit violations, and then we rank the lines in the system according to the severity of the contingency. In other words, according to the number of the thermal and voltage limits violations the severities of contingencies are ranked, when the line outage contingency occurs. After determining the most critical contingency scenarios, the proposed method technique is applied to find out the optimal location and parameter setting of UPFC. Installing UPFC in the optimized location with the optimized parameter setting will eliminate or minimize the overloaded lines and the bus voltage limit violations under these critical contingencies according to the objective function described in next subsection.

C. UPFC objective function

To determine the optimal power flow setting for the UPFC, it is necessary to define an objective function that measures the “goodness” of a particular setting. In this paper, the main objective is to determine the optimal parameter setting and location of the UPFC in the network for enhancing the system security level. This enhancement can be achieved through eliminating or minimizing overloaded lines and bus voltage limit violations under the most severe single line contingencies. Therefore, we consider the following technical objective function [1,10], which provides simultaneously, the active and reactive power flow control setting with minimum overloading and the best voltage security.

$$PI = \sum_{l=1}^{nl} w_l \left(\frac{S_l}{S_{lmax}} \right)^2 + \sum_{i=1}^{nb} w_v \left(\frac{V_i - V_{iref}}{V_{iref}} \right)^2 \quad (17)$$

w_l and w_v represent two weights and are determined in order to have the same index value for 10% voltage difference and for 100% branch loading.

D. System constraints

(a) Equality constraints:

The equality constraints are the power flow equations, which are given in general form as follows:

$$P_{Gi} - P_{Di} - P_i(\delta, V) = 0 \quad (18)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Di} - Q_i(\delta, V) = 0 \quad (19)$$

(b) Inequality constraints:

The inequality constraints represent the system operating limits:

$$\text{UPFC injected voltage limits : } 0 \leq V_{se} \leq V_{se \max} \quad (20)$$

$$\text{UPFC reactive current limits : } -I_{q \min} \leq I_q \leq I_{q \max} \quad (21)$$

$$\text{reactive power limits : } Q_{G \min} \leq Q_g \leq Q_{g \max} \quad (22)$$

$$\text{bus voltage limits : } V_{i \min} \leq V_i \leq V_{i \max} \quad (23)$$

$$\text{line power flow limit : } S_l \leq S_{l \max} \quad (24)$$

III. OPTIMIZATION METHOD

A. Overview of Particle Swarm Optimization

Particle Swarm Optimization (PSO), which has gained rapid popularity as an efficient optimization technique, is relatively a recent heuristic introduced by Eberhart and Kennedy [11]. It is based on the analogy of swarm of birds and school of fish. In PSO, each individual called particle makes his decision using his own experience together with other individuals' experience. PSO has a flexible and well-balanced mechanism to enhance and adapt the global and local exploration and exploitation abilities within a short calculation time. The main advantages of PSO algorithm are summarized as: simple concept, easy implementation, robustness to control parameters, and computational efficiency when compared with mathematical algorithm and other heuristic optimization techniques [12]. In PSO, two different definitions are used: the individual best and the global best. As a particle moves through the search space, it compares its fitness value at the current position to the best fitness value it has ever attained previously. The best position that is associated with the best fitness encountered so far is called the individual best or pbest. The global best, or gbest, is the best position among all of the individual's best positions achieved so far.

Using the gbest and the pbest, the i th particle velocity is updated according to the following equation:

$$v_i^{k+1} = w v_i^k + c_1 r_1 (pbest_i - s_i^k) + c_2 r_2 (gbest - s_i^k) \quad (25)$$

Where r_1, r_2 are random numbers; c_1, c_2 and w are the parameters of the PSO.

Based on the updated velocities, each particle changes its position according to the equation:

$$s_i^{k+1} = s_i^k + v_i^{k+1} \quad (26)$$

The following weighting function is usually utilized [13,14]:

$$w = w_{\max} - \frac{w_{\max} - w_{\min}}{iter_{\max}} \times iter \quad (27)$$

B. Perturbed Particle Updating Strategy

In PSO, the swarm converges rapidly within the intermediate vicinity of the gbest. However, such a high convergence speed often results in: (1) the lost of diversity and (2) premature convergence if the gbest corresponds to a local optima. This motivates the development of PPSO-a perturbed particle swarm optimization algorithm based on the perturbed gbest updating strategy, which is based on the concept of possibility measure [15,16] to model the lack of information about the true optimality of the gbest. In contrast to conventional approaches, the gbest in PPSO is denoted as "possibly" at gbest (pgbest) instead of a crisp location. Consequently, the calculation of particle velocity can be rewritten as

$$pgbest = N(gbest, \sigma) \quad (28)$$

$$v_i^{k+1} = wv_i^k + c_1r_1(pbest_i - s_i^k) + c_2r_2(pgbest - s_i^k) \quad (29)$$

From (28), it can be observed that the pgbest is characterized by a normal distribution $N(gbest, \sigma)$ where σ represents the degree of uncertainty about the optimality of the gbest. In order to account for the information received over time that reduces uncertainty about the gbest position, σ is modeled as some non-increasing function of the number of cycles. For simplicity, σ is defined using a linear model [16]:

$$\sigma = \sigma_{\max} - \frac{iter - 1}{\max it} (\sigma_{\max} - \sigma_{\min}) \quad (30)$$

where σ_{\max} and σ_{\min} are manually set parameters.

The perturbed global best updating strategy (28) should be distinguished from conventional mutation operator which applies a random perturbation to the particles. The function of pgbest is to encourage the particles to explore a region beyond that defined by the search trajectory. By considering the uncertainty associated with each gbest as a function of time, pgbest provides a simple and efficient exploration at the early stage when σ is large and encourages local fine-tuning at the latter stage when σ is small. Subsequently, this approach helps to reduce the likelihood of premature convergence and guides the search toward the promising search area.

C. The perturbed Particle Swarm Algorithm

The step by step implementation of the PPSO algorithm can be described as follows:

Step 1: Initialize power flow data and PSO related parameter such as the size of population (N), the maximum number of iteration or generation (maxit), the number of variables to be optimized.

Step 2: Randomly generate the initial population of N individuals in the feasible space satisfying the UPFC constraints considering the variables that should be optimized (i.e., the location and the parameter setting of UPFC). The candidate locations are in the range [1, nl], nl is the number of lines in the system.

Step 3: For each individual i in the population, the objective function given by (17) is evaluated after running load flow.

Step 4: Compare particle's fitness evaluation with its pbest. If current value is better than pbest, then let pbest be the current value.

Step 5: Identify the particle in the neighborhood with the best success so far, and assign its index to the variable gbest.

Step 6: Create a new population by changing the velocity and position of the particle according to (26) and (29) using (28).

Step 7: Stop the process and print the best individual (optimal location and optimal parameter setting of UPFC) if the stopping criterion is satisfied, else go back to Step 3.

IV. SIMULATION RESULTS AND DISCUSSION

Matlab programming codes for PSO and modified power flow algorithm to include UPFC are developed and incorporated together for the simulation purposes in this work. The suggested algorithm is applied to the IEEE 14-bus test system [13]. The system consists of five synchronous machines, three of which are synchronous compensators used only for reactive power support, 14 buses, 20 transmission lines, and 11 loads totaling 259 MW and 81.3 Mvar.

A. Contingency Analysis

Contingency analysis and ranking process was carried out. For each single line outage contingency, we determine the overloaded lines (OLL) and voltage limit violation buses (VVB). Loading of the lines up to their thermal limits is considered to be the threshold or the criterion for determining the overloaded lines, and the range [0.90–1.10] p.u. for bus voltage limits is considered to be the threshold or the criterion for determining the buses which have voltage limit violations. Secondly, we rank the tripped lines according to the severity of the contingency, in other words, according to OLL and VVB results. The contingency analysis and ranking process was performed in case of heavy load (20% over the initial load) instead of initial load in order to obtain violations (at initial or light load there are no violations even for line outages). The results showed that the most severe contingencies were the outages of lines (1–2), (2–3), and (1–5). For the (1–2) line outage, there is no solution for the initial load level (load flow routine diverges).

B. Optimal location and parameter setting of UPFC

The following variables are considered as the optimization variables:

(a) The location of UPFC in the network is considered as the first variable to be optimized, and the location candidates for this variable can be any line in the network;

(b) The series voltage source magnitude (V_{se}) of the UPFC is considered as the second variable to be optimized, and the working range for this variable is [0.001, 0.2].

(c) The series voltage source phase angle (δ_{se}) of the UPFC is considered as the third variable to be optimized, and the working range for this variable is [0, 2π]

(d) The shunt reactive current (I_q) of the UPFC is considered as the fourth variable to be optimized, and the working range for this variable is [-0.15, 0.15].

These variables are optimized to enhance the security of power system under single line contingencies through eliminating or minimizing the line overloads and the bus voltage limit violations using the objective function given by (17).

PSO is one among techniques which are probabilistic and stochastic search techniques, there are no standard values for their parameter and the adopted values were found to give the best performance in most cases as it is stated in the

literature. The parameters of the PSO are set as follows: $c_1=c_2=1$; $N=30$; $\text{maxit}=70$;

The data for the UPFC are taken from [17].

Table 1 shows the optimal locations and optimal parameter setting of UPFC obtained by applying PPSO for peak load (150%) and line 2-3 outage. The line 2-3 outage is the severest feasible contingency scenario considered here.

TABLE I

Optimal location and setting of UPFC obtained by PPSO

case	location	V_{se}	δ_{se}	I_q
Line 2-3 outage	17	0.069	341	0.139
Peak load 150%	14	0.074	352	0.15

Fig. 4 shows the power flow distribution obtained for the 2-3 line outage case with and without UPFC installed in the optimal location. After using UPFC in the optimized location obtained, the power flow distributions are significantly reduced in most lines. We only choose this case as a sample of the results we have obtained, because this is the severest feasible contingency scenario and also because of the limited space of this paper. Fig. 5 shows voltage distribution for the system with UPFC installed in the optimized location with the optimized parameter setting obtained when line 2-3 is outage. After using UPFC all of voltages are enhanced.

We note that in case of this contingency scenario, although with the help of using UPFC in the optimized location with the optimized parameter setting did not result in eliminating all of the overloaded lines. Also, the bus 3 voltage limit violation is not eliminated.

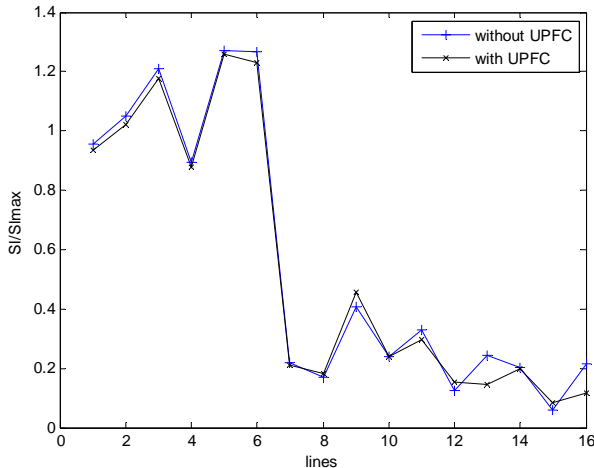


Fig. 4. Power flow distribution when line 2-3 is outage

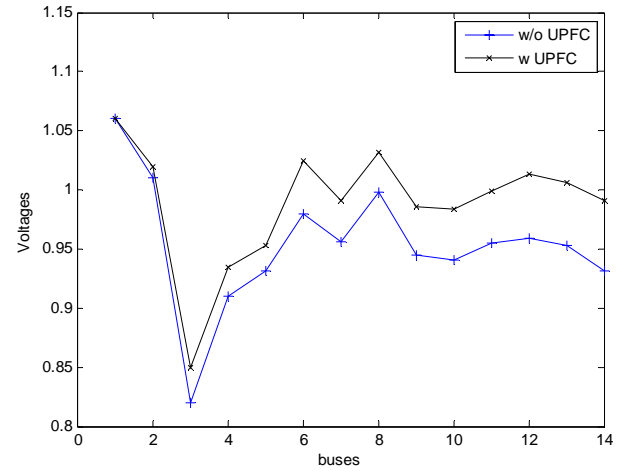


Fig. 5. Voltage profile when line 2-3 is outage

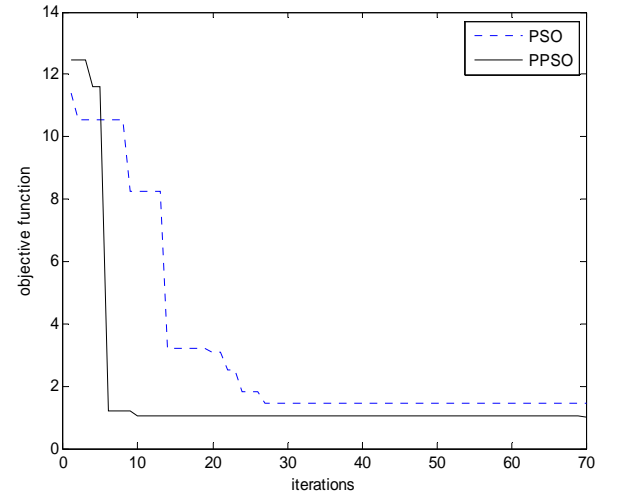


Fig. 6. Convergence characteristics of PPSO and standard PSO when line 2-3 is outage

Finally, Fig. 6 shows the convergence characteristics of the objective function by PPSO compared to standard PSO technique when line 2-3 is outage. PPSO is able to achieve good results consistently with fast performance. It finds the smallest value of the objective function compared with PSO in the studied cases which was the purpose of the perturbation introduced to gbest.

V. CONCLUSION

In this paper, the effectiveness of the optimal location of UPFC for enhancing the security of power systems under single line contingencies has been investigated. Determinations of the severest contingency scenarios were performed based on the contingency selection and ranking process. A modified version of PSO technique, namely: Perturbed PSO has been successfully applied to the problem under consideration. Maximization of power system security is considered as the optimization criterion. The performance of PPSO is compared with that of the standard PSO. Through a case study conducted using an IEEE 14-bus system, the obtained results show the proposed technique has good features and that the proposed algorithm is an effective and practical method for the allocation of UPFCs in large power systems. Finally, our results show that using UPFC in the optimal location with the optimal parameter

settings can significantly improve the security of power systems under single line contingencies.

VI. REFERENCES

- [1] H.I. Shaheen, G.I. Rashed, S.J. Cheng, "Application and comparison of computational intelligence techniques for optimal location and parameter setting of UPFC", *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, 23, 203–216, 2010
- [2] Bésanger Y., Passelergue J.C., Hadj-Said N., "Improvement of power system performance by inserting FACTS devices", in *Proc. IEE AC and DC Power Transmission Conf.*, London, UK: 263-268, 1996.
- [3] Gyugyi L., et al., "Operation of the Unified Power Flow Controller under Practical Constraints", *IEEE Trans. PWRD*, Vol. 13, No. 2: 630-639, 1998.
- [4] R. P. Kalyani, M. L. Crow, and D. R. Tauritz, "A nonlinear optimization approach for UPFC power flow control and voltage security: Sufficient system constraints for optimality", *IEEE Transactions on Power Systems*, 2007
- [5] Singh, S.N., Erlich, I., "Locating unified power flow controller for enhancing power system loadability", in *International Conference on Future Power System*, 1–5, 2005.
- [6] Wang, K.P., Yurevich, J., Li, A., "Evolutionary-programming-based load flow algorithm for systems containing unified power flow controllers", *IEEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, 150, 441–446, 2003.
- [7] Arabkhaburi, D., Kazemi, A., Yari, M., Aghaei, J., "Optimal placement of UPFC in power systems using genetic algorithm", in *IEEE International Conference on Industrial Technology*, 1694–1699, 2006.
- [8] Saravanan, M., et al., "Application of PSO technique for optimal location of FACST devices considering system loadability and cost of installation", in *Power Engineering Conference*, 716–721, 2005.
- [9] H. A. Abdelsalam, G. A. M. Aly, M. Abdelkrim and K. M. Shebl, "Optimal location of the Unified Power Flow Controller in electrical power systems," in *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, vol. 3, pp. 1391-1396, Oct 2004.
- [10] Radu, D., Besanger, Y., "Blackout prevention by optimal insertion of FFACTS devices in power systems", in *Proceedings of the IEEE Future Power System Conference*, 2005.
- [11] R. Eberhart, J. Kennedy, "Particle Swarm Optimization", in *Proc. of IEEE International Conf. on Neural Networks*, Vol. 4, 1995, pp. 1942–1948.
- [12] J. Park, K. Lee, J. Shin, K. Y. Lee, "A Particle Swarm Optimization for Economic Dispatch with Nonsmooth Cost Function", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 20, No.1, Feb. 2005, pp. 34-42.
- [13] H. Yoshida, Y. Fukuyama, "A Particle Swarm Optimization for Reactive Power and Voltage Control Considering Voltage Security Assessment", *IEEE Trans. On Power Systems*, Vol. 15, No. 4, Nov. 2001, pp. 1232-1239.
- [14] X. Hu, R. Eberhart, "Multi-objective optimization using dynamic neighborhood particle swarm optimization", *Congress on Evolutionary Computation*, IEEE Service Center, Piscataway, New Jersey, 2002, pp. 1677-1681.
- [15] D. Dubois, H. Prade, "Possibility Theory: An Approach to Computerized Processing and Uncertainty", *Plenum Press*, New York, 1988.
- [16] Zhao Xinchao, "A perturbed particle swarm algorithm for numerical optimization", *Applied Soft Computing* 10, 119–124, 2010
- [17] J. A. Dominguez-Navarro, J. L. Bernal-Agustin, A. Diaz, D. Requena, E. P. Vargas, "Optimal parameters of FACTS devices in electric power systems applying evolutionary strategies", *Electrical Power and Energy Systems*, 29, 83–90, 2007.

Dispatching Economique du Réseau Electrique Algérien en Présence des dispositifs Shunt FACTS avec Considération de la Pollution

Belkacem Mahdad*, K. Srairi, B. Tarek, and A. Bensalem**

*Department of Electrical Engineering, Biskra University, ALGERIA

LMSE Laboratory: Modelling of Energetic System: <http://mselab.org>

**Department of Electrical Engineering, Batna University, ALGERIA

Abstract— Cet article présente un algorithme hybride basé sur les algorithmes génétique en coordination avec deux techniques : la première méthode basé sur la logique floue qui a pour tâche principale l'ajustement des paramètres de l'algorithme génétique afin d'améliorer la qualité de la solution; la deuxième approche basé sur une procédure de décomposition du réseau original en plusieurs sous système a pour but principale l'amélioration de la convergence des algorithmes génétiques. Les résultats numériques indiquent que l'algorithme hybride proposé est dans la majorité des cas plus efficace que d'autres méthodes métaheuristiques ou déterministes.

Mots Clés— Dispatching Economique, Optimisation de l'écoulement de puissance, Contrôle dynamique, Algorithme Génétique, Décomposition des réseaux, Fonction multi objective, FACTS, Compensation de la puissance réactive.

I. INTRODUCTION

Les interconnexions internationales des réseaux électriques deviennent de plus en plus importantes dans le monde accompagné d'un intérêt grandissant pour l'échange de la puissance électrique. Pour raisons multiples écologiques que techniques, réduire le nombre de lignes tout en maintenant la stabilité et la capacité du transport de puissance est un objectif en lui même. D'autre part les amendements de la loi mondiale de 1990 (Clean Air Act Amendements) ont forcé les producteurs d'énergie et les ingénieurs chargés de la gestion de l'énergie électrique à modifier leurs algorithmes d'optimisation standard en tenant en considération la pollution (réduire les émissions dans l'atmosphère de gaz à effet de serre par les centrales thermiques qui sont des gaz toxiques (NO_x, SO₂, CO₂,...)).

L'objectif de base d'un dispatching économique (DE) est la génération et l'exploitation à coût minimal de l'énergie

électrique dans un réseau en satisfaisant toute la demande avec les contraintes d'égalité et d'inégalité particulièrement celle liées à la pollution.

En parcourant à travers la littérature, on observe qu'il y a beaucoup de tentatives de décrire, définir, formuler et résoudre le problème de l'écoulement de puissance en tenant en considération les contraintes physiques des source de production, parmi ces méthodes nous citons : les algorithmes génétiques, l'essaim de particules, les méthodes évolutionnaires, le recuit simulé [1]. Figure 1 récapitule les différentes Catégorie des méthodes d'optimisation globales.

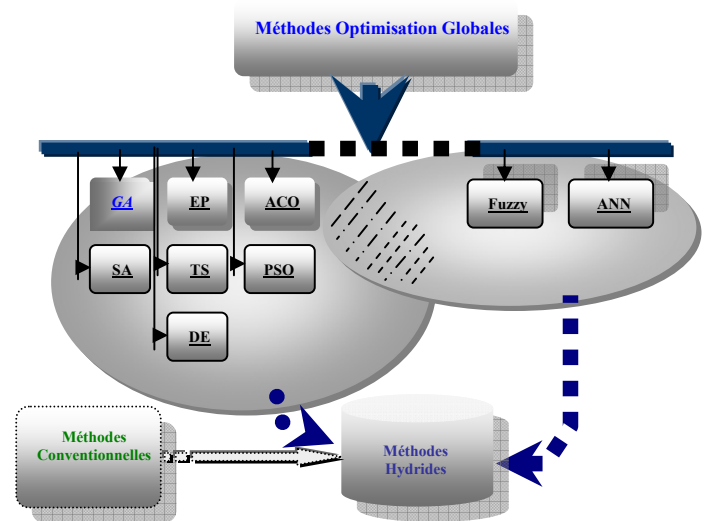


Figure 1 Catégorie des méthodes d'optimisation globales.

Dés l'apparition d'une nouvelle technologie (FACTS) à base des éléments de l'électronique de puissance, beaucoup d'effort ont été consacré pour donner une formulation efficace du problème de l'écoulement de puissance en présences de ces éléments de transmission flexible (FACTS).

Depuis quelques années, un nombre croissant de méthode d'optimisation proposent de faire hybrider les méthodes heuristiques entre elles, l'hybridation s'effectue aussi entre méthodes heuristiques et méthodes mathématiques. Actuellement, poussées par les performances générales de tels

algorithmes, un nombre croissant d'études propose ce type d'approches. Nous proposons dans cet article une approche hybride pour améliorer la solution du problème d'optimisation de l'écoulement de puissance en présence des dispositifs de compensation dynamique shunt.

II. FORMULATION MATHÉMATIQUE DU PROBLÈME D'OPTIMISATION DE L'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE

Le problème de l'optimisation de l'écoulement de puissance standard (OPF) peut être écrit sous la forme suivante :

$$\begin{aligned} &\min. F(x) \text{ (fonction objective)} \\ &\text{selon} \\ &g_i(x) = 0, i = 1, 2, \dots, n \text{ (contraintes d'égalités)} \\ &\text{et} \\ &h_j(x) \leq 0, j = 1, 2, \dots, m \text{ (contraintes d'inégalités)} \end{aligned} \quad (1)$$

On est en présence de n contraintes d'égalité et m contraintes d'inégalité. Le nombre de variables du problème est égal à la taille du vecteur des variables de contrôle x (y compris la puissance active et la puissance réactive générées, niveaux de tension des jeux de barres, prises des transformateurs,... etc.) (Figure 2).

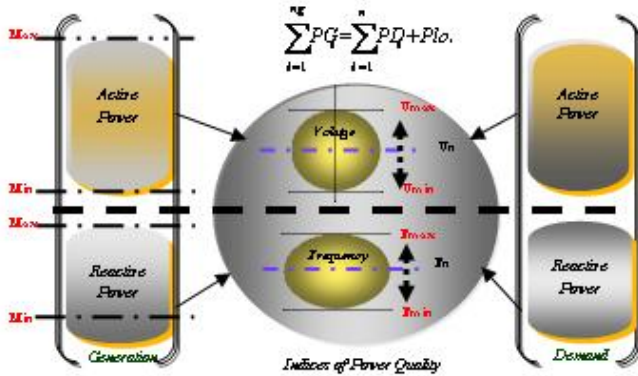


Figure 2 Stratégie du dispatching économique.

A. Fonction Objective Avec Considération de l'effet de Pollution:

La fonction objective liée avec le contrôle de l'émission du gaz peut être formalisée comme suit:

$$f_{ce} = \omega \cdot f_e \quad \$/h \quad (2)$$

Avec

$$f_e = \sum_{i=1}^{Ng} \left(\alpha_i + \beta_i P_{gi} + \gamma_i P_{gi}^2 + d_i \exp(e_i P_{gi}) \right) \text{Ton/h} \quad (3)$$

$\alpha_i, \beta_i, \gamma_i, d_i$ et e_i les coefficients de la fonction coût modifier avec considération de l'effet de l'émission du gaz (pollution control).

ω est un facteur de control d'émission $\$/\text{Ton}$.

Figure 3 présente la stratégie du dispatching économique avec considération de l'effet de l'émission du gaz.

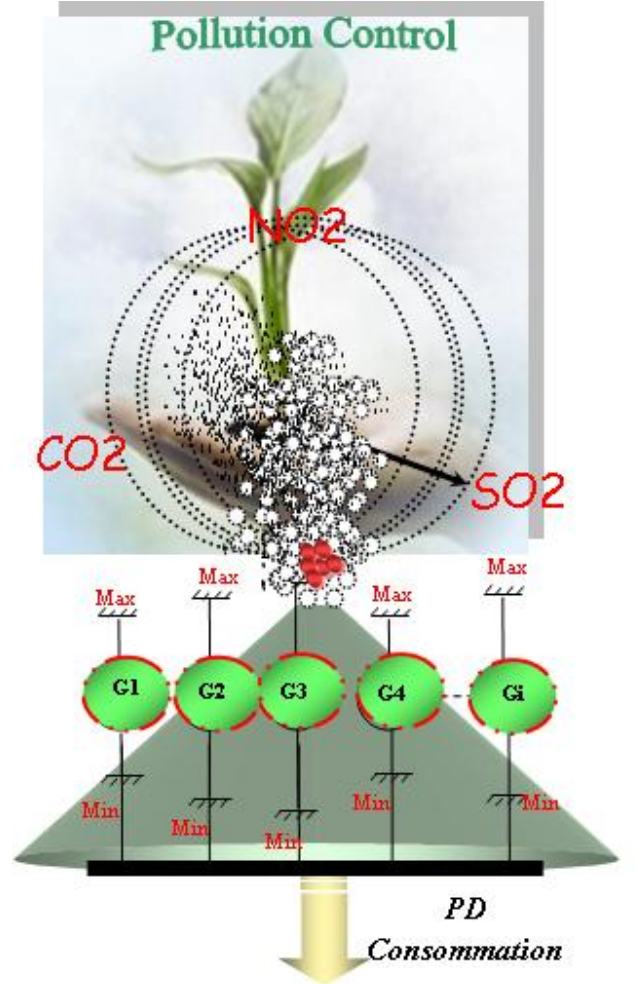


Figure 3 Stratégie du dispatching économique avec considération de l'effet de l'émission du gaz.

Finalement la fonction multi objective peut être écrite sous la forme suivante:

$$\min F_T = \alpha f + (1 - \alpha) f_{ce} \quad (4)$$

α représente le facteur de poids qui vérifier la relation: $0 \leq \alpha \leq 1$

III. STRATEGIE DE DECOMPOSITION

La stratégie de l'approche proposée se déroule en trois phases (Figure 6) :

A. Phase de décomposition initiale :

Cette première phase consiste à générer une base de données initiale contenant des partitions possédant les meilleures propriétés. Figure 4 illustre la structure du chromosome. Figure 5 montre le mécanisme de décomposition permettant de générer des partitions efficace.

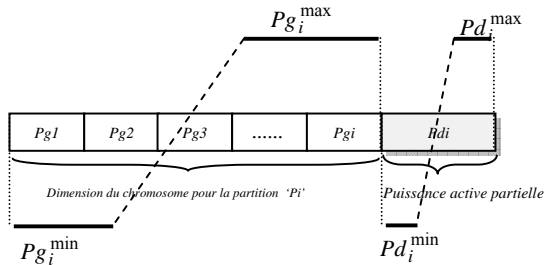


Figure 4 Structure du Chromosome pour la planification de la puissance active.

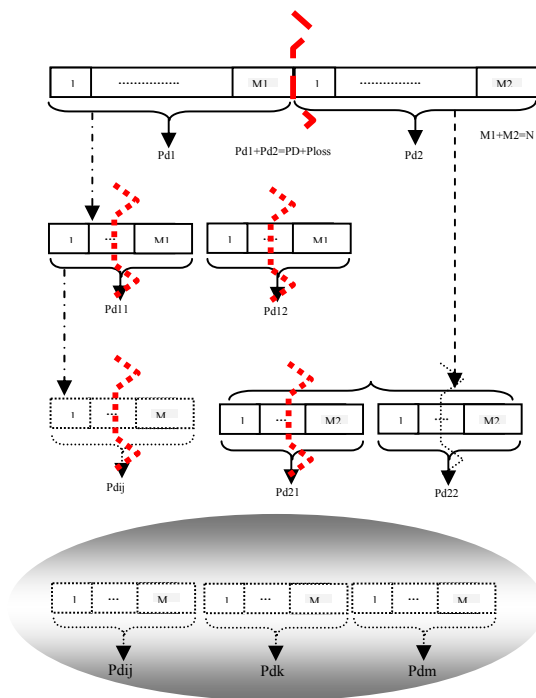


Figure 5 Mécanisme de recherche des partitions

B. Phase de planification de la puissance active des différents sous-systèmes:

Cette phase a pour rôle principale l'exécution en parallèle des sous-systèmes générés.

C. Phase de planification de la puissance réactive :

Cette dernière phase consiste à assurer le contrôle dynamique de la puissance réactive aux points suivants :

1. Unités de production
2. Transformateurs
3. Système de compensation (SVC, TCSC, UPFC) installée à des points sensibles.

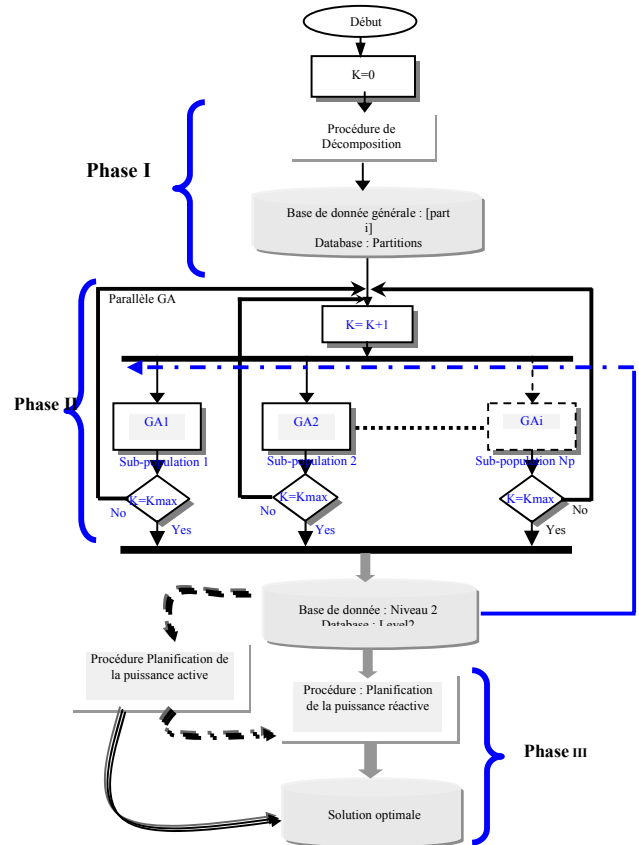


Figure 6 Organigramme générale de l'approche d'optimisation proposée.

IV. TEST ET APPLICATION

A. Description du réseau électrique Algérien

En Algérie, la plus grande partie de l'électricité est d'origine thermique (98.3%), le reste se répartissant entre les centrales hydro-électriques ou à diesel¹.



Figure 7 Carte schématique du réseau électrique Algérien: Sonelgaz 1977.

¹ D'autres informations sur le réseau Algérien peuvent être consultées au niveau du site officiel de Sonelgaz : <http://www.sonelgaz.dz>

Le transport de l'énergie s'effectue par transformation du courant triphasé produit à des tensions variables, en une tension unique de 220 kV, distribuée avec des lignes haute tension. Des sources d'énergie renouvelables telles que le vent et le soleil produisent de l'énergie électrique dans les sites isolés de l'Algérie. Elles représentent cependant des quantités négligeables [22].

L'approche proposée a été testée sur le réseau de production et de transport électrique algérien avant 1997 (Figure 7). Il comprend 59 bus, 83 branches (lignes, transformateurs) et 10 générateurs, sachant que le générateur du jeu de barres N°=13 n'est pas en service.

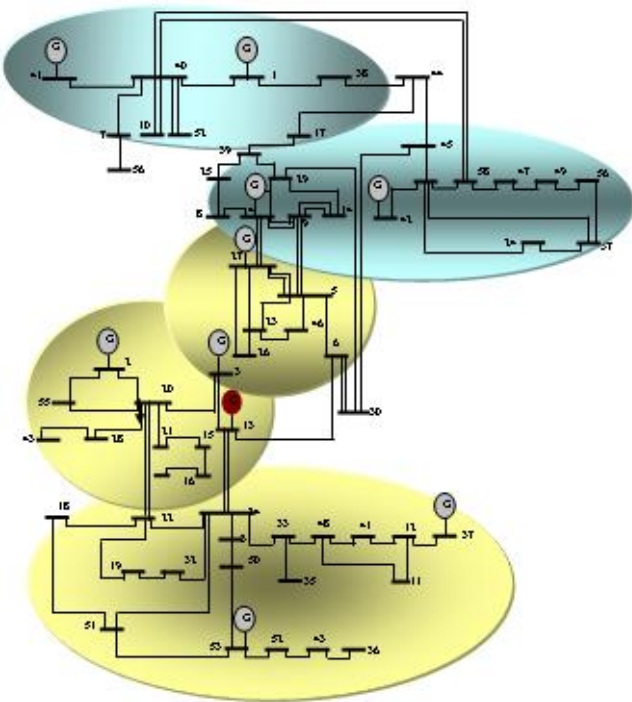


Figure 8 Schéma unifilaire du réseau électrique Algérien: 59 Jeu de barres : Sonelgaz 1977.

Le schéma unifilaire du réseau électrique Algérien est présenté dans la figure 8. Trois cas ont été envisagés pour tester la robustesse de l'algorithme d'optimisation proposé.

Cas 1: Minimiser la fonction coût ($\alpha = 1$).

Cas 2: Minimiser la fonction d'émission ($\alpha = 0$).

Cas 3: Minimiser la fonction coût et la fonction d'émission ($\alpha = 0.5$).

Tableau 1 Comparaison des résultats avec les méthodes globales: Cas: 1: $\alpha = 1$, Coût minimal.

Generators N°	FGA [9]	GA [8]	ACO [8]	FSLP [10]	Our Approach
P_{g1} (MW)	11.193	70.573	64.01	46.579	41.272
P_{g2} (MW)	24.000	56.57	22.75	37.431	37.319
P_{g3} (MW)	101.70	89.27	82.37	134.230	133.83
P_{g4} (MW)	84.160	78.22	46.21	137.730	142.32
P_{g5} (MW)	0.000	0.00	0.00	0.000	0.00

P_{g6} (MW)	35.22	57.93	47.05	23.029	24.80
P_{g7} (MW)	56.80	39.55	65.56	35.238	39.70
P_{g8} (MW)	121.38	46.40	39.55	39.972	39.54
P_{g9} (MW)	165.520	63.58	154.23	117.890	119.78
P_{g10} (MW)	117.32	211.58	202.36	131.650	123.46
PD(MW)	684.10	684.10	684.10	684.10	684.1
Ploss(MW)	33.1930	29.580	39.980	19.65	17.921
Cost[\$/hr]	1768.50	1937.10	1815.7	1775.856	1769.70

Tableau 2 Comparaison des résultats pour : $\alpha = 1$, $\alpha = 0.5$, $\alpha = 0$.

	FSLP[10]			Our Approach		
	Case1	Case 2	Case 3	Case1	Case 2	Case 3
P_{gi} (MW)	$\alpha = 1$	$\alpha = 0$	$\alpha = 0.5$	$\alpha = 1$	$\alpha = 0$	$\alpha = 0.5$
P_{g1}	46.579	28.558	37.464	41.272	30.5995	36.8311
P_{g2}	37.431	70.000	52.675	37.319	70.00	53.170
P_{g3}	134.230	114.200	116.080	133.83	109.40	119.06
P_{g4}	137.730	77.056	141.490	142.32	79.80	138.32
P_{g5}	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000
P_{g6}	23.029	87.575	28.286	24.80	80.58	22.860
P_{g7}	35.238	32.278	34.565	39.70	34.86	39.800
P_{g8}	39.972	63.176	56.644	39.54	70.04	59.900
P_{g9}	117.890	95.645	101.800	119.78	100.62	109.52
P_{g10}	131.650	135.540	133.920	123.46	128.02	122.92
Cost (\$/h)	1775.856	1889.805	1786.000	1769.70	1854.8	1765.7
Emission (ton/h)	0.5328	0.4329	0.4746	0.5307	0.4213	0.4723
Power loss (MW)	19.65	19.93	18.83	17.921	19.8195	18.2811

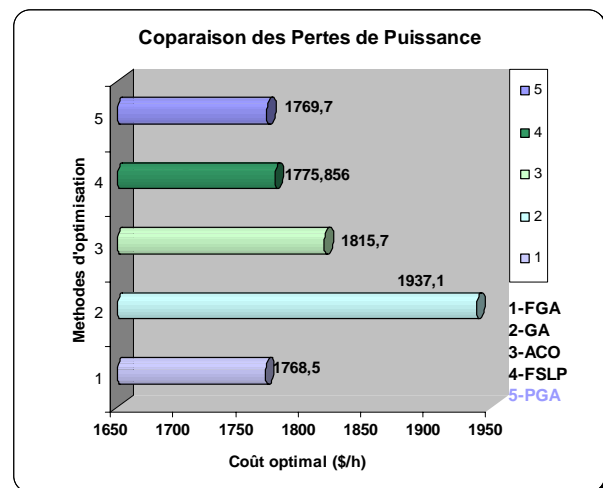


Figure 9 Comparaison des résultats : coût optimal ($\alpha = 1$; coût minimal) Réseau Algérien.

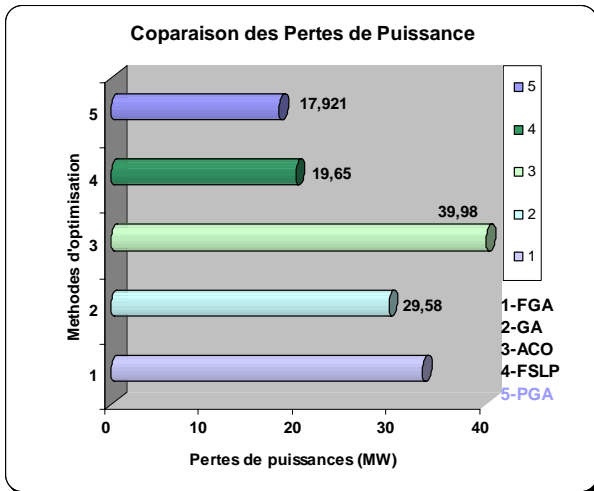


Figure 10 Comparaison des résultats: pertes de puissance actives ($\alpha = 1$; coût minimal) : Réseau Algérien

Les résultats partiels obtenus présentés dans les tableaux 1, 2, illustrent clairement la robustesse de l'approche proposée. La valeur optimale du coût pour $\alpha = 1$, est de l'ordre de **1769.7** \$/h, les pertes actives **17.921** MW. Il faut noter que les contraintes de sécurités sont vérifiées. Figures 9-10 présentent une comparaison du coût optimal obtenu, les pertes actives totales avec les différentes méthodes cités dans la littérature.

V. PLANIFICATION DE LA PUISSANCE REACTIVE

La solution du problème de planification de la puissance réactive consiste à optimiser des fonctions objectives non-linéaires avec des contraintes non-linéaires. Figure 11 illustre la structure du chromosome pour la planification de la puissance réactive. Généralement, les fonctions objectives utilisées sont les suivantes:

A. Pertes de puissance active

La formulation mathématique de la fonction objective, destinée à la minimisation des pertes, peut être écrite sous la forme suivante :

$$P_{loss} = \sum_{k=1}^{N_l} g_k \left[(t_k V_i)^2 + V_j^2 - 2t_k V_i V_j \cos \delta_{ij} \right] \quad (5)$$

Avec : N_l le nombre de branches; g_k est la conductance de la branche k entre le jeu de barre i et le jeu de barre j; t_k : les prises du transformateur k; V_i est le module de la tension au niveau du jeu de barres i; δ_{ij} : la différence d'angle entre deux jeux de barres i et j.

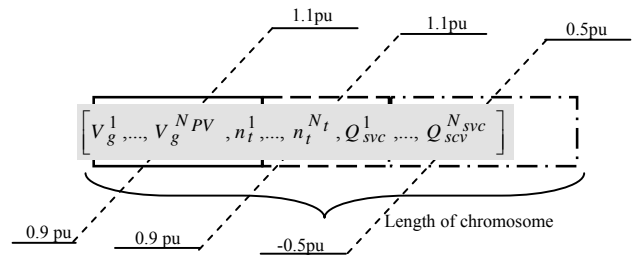


Figure 11 Structure du chromosome pour la planification de la puissance réactive.

B. Déviation de la tension

La fonction objective qui correspond à la déviation de la tension est donnée par la relation suivante :

$$\Delta V = \sum_{k=1}^{N_{PQ}} |V_k - V_k^{des}| \quad (6)$$

sachant que N_{PQ} est le nombre de jeux de barres de charges et V_k^{des} est la tension désirée au jeu de barres de charge k.

A. Choix de l'Emplacement des dispositifs Shunt

Les dispositifs FACTS coûtent, généralement, trop chère, ainsi, le choix de l'emplacement de ces appareils flexibles est primordiale pour assurer une exploitation efficace des réseaux électriques et d'éviter des gaspillages. Une approche utilisant un indice de sensibilité de tension (Voltage stability indice) est proposée pour identifier l'emplacement optimal des compensateurs dynamiques shunts (SVC) [16].

En se basant sur les résultats obtenus en utilisant l'indice de stabilité de la tension [16-17], les jeux de barres 7, 14, 17, 35, 36, 39, 44, 47, 56 sont les plus efficace. Tableau 3 présente les données techniques du modèle de compensateur shunt (SVC).

Tableau 3 SVC DATA

	$B_{min} (p.u)$	$B_{max} (p.u)$	$B_{init} (p.u)$
<i>Susceptance SVC Model</i>	-0.5	0.5	0.025

Tableau 4 Coût optimal, Temps de convergence (CPU time) pour les quatres partitions : Réseau électrique Algérien.

Partition	Pgi	Best Cost \$/hr	Worst Cost \$/hr	Average CPU time (s)
Part 1	[Pg1, Pg2]	187.4522	187.6080	0.230
Part 2	[Pg3, Pg4]	737.6220	737.9309	0.230
Part 3	[Pg6, Pg7]	171.7722	171.9310	0.230
Part 4	[Pg8, Pg9, Pg10]	662.3062	662.6031	0.260

Figure 12 montre la convergence de l'algorithme pour la première partition, Figure 13 illustre l'amélioration des tensions aux niveaux des jeux de barres après l'installation des compensateurs shunts (SVC).

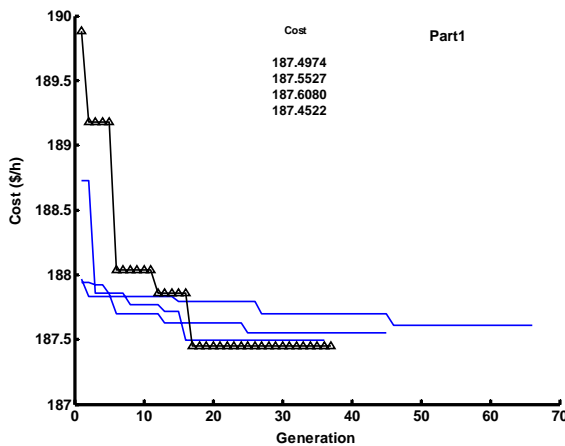


Figure 12 Convergence de l'approche proposée: la première partition: Cas : $\alpha = 1$: Coût minimal.

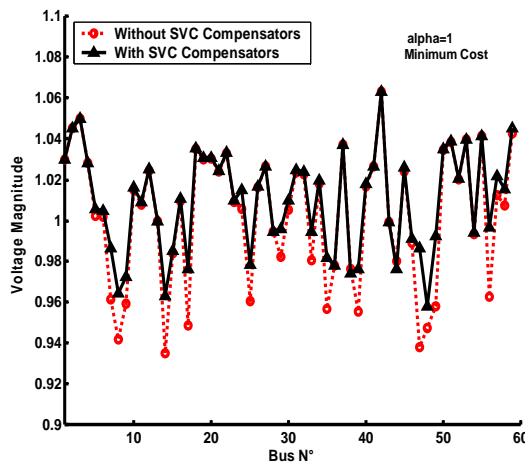


Figure 13 Amélioration des tensions par l'installation des compensateurs dynamiques shunts (SVC): Cas : $\alpha = 1$: Coût minimal.

Tableau 4, illustre le cout optimal, ainsi que le temps de convergence pour chaque partition.

VI. CONCLUSION

Dans cet article, nous avons exploré et testé l'application d'une technique d'optimisation basé sur les algorithmes génétiques en coordination avec une procédure de décomposition sur le réseau électrique Algérien. Les résultats obtenus permettent d'espérer une bonne application de cette approche à des réseaux électriques de grande dimension et en présence des différents appareils de transmission flexible (FACTS).

REFERENCES

- [1] R. C. Bansal, "Optimization methods for electric power systems: an overview," *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, vol. 2, no. 1, pp. 1-23, 2005.
- [2] J. G. Vlachogiannis, and K. Y. Lee, "Economic dispatch-A comparative study on heuristic optimization techniques with an improved coordinated aggregation-based PSO," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 24, no. 2, pp. 991-1000, 2009.
- [3] Taher Nikman, "A new fuzzy adaptive hybrid particle swarm optimization algorithm for non-linear, non-smooth and non-convex economic dispatch," *Journal of Applied Energy*, Vol. 87, pp. 327-339, 2010.
- [4] C. Chien Kuo, "A novel string structure for economic dispatch problems with practical constraints," *Journal of Energy Conversion and management, Elsevier*, vol. 49, pp. 3571-3577, 2008.
- [5] S. Pothiya, I. Nagamroo, and W. Kongprawechnon, "Application of multiple tabu search algorithm to solve dynamic economic dispatch considering generator constraints," *Journal of Energy Conversion and management, Elsevier*, vol. 49, pp. 506-516, 2008.
- [6] B. Mahdad, T. Bouktir, K. Srairi, "OPF with Environmental Constraints with SVC Controller using Decomposed Parallel GA: Application to the Algerian Network" *Journal of Electrical Engineering & Technology, Korea*, Vol. 4, No.1, pp. 55-65, March 2009.
- [7] K. T. Chaturvedi, M. Pandit, and L. Srivastava, "Self-organizing hierarchical particle swarm optimization for nonconvex economic dispatch," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 3, pp. 1079-1087, Aug. 2008.
- [8] B. K. Panigrahi, V. R. Pandi, and S. Das, "Adaptive particle swarm optimization approach for static and dynamic economic load dispatch," *Energy Convers. Manage.*, vol. 49, no. 6, pp. 1407-1415, 2008.
- [9] L. D. S. Coelho and C.-S. Lee, "Solving economic load dispatch problems in power systems using chaotic and Gaussian particle swarm optimization approaches," *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, vol. 30, no. 4, pp. 297-307, 2008.
- [10] A. I. Selvakumar and K. Thanushkodi, "A new particle swarm optimization solution to nonconvex economic dispatch problems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 1, pp. 42-51, Feb. 2007.
- [11] J.-B. Park, K.-S. Lee, J.-R. Shin, and K. Y. Lee, "A particle swarm optimization for economic dispatch with nonsmooth cost functions," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 1, pp. 34-42, Feb. 2005.
- [12] T. Aruldas, A. Victoire, and A. E. Jeyakumar, "Hybrid PSO-SQP for economic dispatch with valve-point effect," *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 71, no. 1, pp. 51-59, 2004.
- [13] C. C. Kuo, "A novel coding scheme for practical economic dispatch by modified particle swarm approach," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 4, pp. 1825-1835, Nov. 2008.
- [14] L. D. S. Coelho and V. C. Mariani, "Particle swarm approach based on quantum mechanics and harmonic oscillator potential well for economic load dispatch with valve-point effects," *Energy Convers. Manage.*, vol. 49, no. 11, pp. 3080-3085, 2008.
- [15] T. A. A. Victoire and A. E. Jeyakumar, "Hybrid PSO-SQP for economic dispatch with valve-point effect," *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 71, pp. 51-59, Sep. 2004.
- [16] Belkacem Mahdad, T. Bouktir, K. Srairi, and M. EL. Benbouzid, "Dynamic strategy based fast decomposed GA coordinated with FACTS devices to enhance the optimal power flow," Accepted at Journal of Energy Conversion and Management(IJECM), Elsevier December 2009.
- [17] Belkacem Mahdad, T. Bouktir, K. Srairi, and M. EL. Benbouzid, "Optimal Power Flow with Discontinuous Fuel Cost Functions Using Decomposed GA Coordinated with Shunt FACTS," *Journal of Electrical Engineering & Technology, Korea*, Vol. 4, No. 4, pp. 315-322, December 2009.
- [18] M. Fesanghary, and M. M. Ardehali, "A novel meta-heuristic optimization methodology for solving various types of economic dispatch problem," *Journal of Energy, Elsevier*, vol. 34, pp. 757-766, 2009.
- [19] L. S. Coelho, R. C. Thom Souza, and V. Cocco mariani, "Improved differential evolution approach based on clutural algorithm and diversity measure applied to solve economic load dispatch problems," *Journal of Mathematics and Computers in Simulation, Elsevier*, 2009.
- [20] B. Mahdad, T. Bouktir, K. Srairi, "Optimal power flow for large-scale power system with shunt FACTS using fast parallel GA," *The 14th IEEE Mediterranean on Electrotechnical Conference*, 2008. MELECON 5-7 May 2008. pp. 669-676.
- [21] R. C. Eberhart and Y. Shi, "Particle swarm optimization: developments, applications and resources," in *Proc.2001 Congr. Evolutionary Computation*, vol. 1, 2001.
- [22] Belkacem Mahdad, Optimal Power Flow with Consideration of FACTS devices Using Genetic Algorithm: Application to the Algerian Network, Doctorat Thesis, Biskra University Algeria, 2010.

Hybridation Intégrative OEP/RS Appliquée à l'Écoulement Optimal de la Puissance Réactive

M. Lahdeb

S. Arif

A. Hellal

Laboratoire d'Analyse et de Commande des Systèmes d'Énergie et Réseaux Électriques (LACoSERE)

Département de Génie Électrique, Faculté des Sciences et Sciences de l'Ingénieur

Université Ammar Telidji B.P 37G, Laghouat Algérie

Emails: m.lahdeb@gmail.com ; s.arif@mail.lagh-univ.dz ; a.hellal@mail.lagh-univ.dz ;

Résumé : Dans cette étude, on va présenter une hybridation métaheuristique intégrative basée sur la combinaison d'une technique dite à population (Optimisation par Essaims de Particules : OEP) avec une technique à recherche locale (Recuit Simulé : RS), afin de résoudre le problème de l'Écoulement Optimal de la Puissance Réactive (ORPF), en prenant comme objectif la minimisation des pertes actives.

L'algorithme proposé a été validé et testé sur deux réseaux modèles (IEEE 14 et 30 nœuds). Les résultats sont analysés, comparés et interprétés et une synthèse est tirée.

Mots-clés Optimisation par Essaims de Particules (OEP), Recuit Simulé (RS), Métaheuristique, Hybridation, ORPF, Système électrique de puissance.

I- INTRODUCTION

Dans les vingt dernières années, on a vu que l'ensemble des techniques mathématiques et algorithmiques de résolution de problèmes de base se développent considérablement. Les progrès significatifs des techniques d'évaluation associés à l'augmentation considérable de la capacité de calcul des machines permettent aujourd'hui de traiter des problèmes de plus en plus complexes, avec des tailles des données de plus en plus importantes. L'une des conséquences de ceci est que la construction même des modèles, de façon fiable et efficace, n'est plus un problème secondaire mais elle est devenue un problème primordial.

La résolution d'un problème d'optimisation est un problème complexe, car de nombreux facteurs interviennent et interagissent entre eux. Néanmoins, l'optimisation appliquée au domaine d'électrotechnique permet de résoudre des problèmes qui étaient insolubles auparavant et aboutit souvent à des solutions originales [1].

Les méthodes conventionnelles déterministes sont bonnes pour les fonctions objectives quadratiques ayant un seul optimum. Ces méthodes ont l'inconvénient de ne pas garantir la convergence globale puisqu'elles peuvent converger vers un de ces optimaux locaux et s'arrêter et parfois même diverger. De plus, elles sont parfois incohérentes et imprécises. La qualité des résultats est par conséquent dépendante de celle des données à disposition.

Récemment, des nouvelles techniques s'inspirant de l'intelligence artificielle sont apparues et se sont développées pour se proposer comme d'éventuelles techniques alternatives afin d'améliorer la qualité de la solution, à savoir les algorithmes génétiques, l'optimisation par essaims de particules [2], la recherche taboue, le recuit simulé [3] et bien d'autres.

Notre problème est dans le domaine de réseau électrique : l'écoulement optimal de puissance réactive qui est un problème d'optimisation non linéaire, proposé par Carpentier au début des années 60 et basé sur la répartition économique de la puissance [4].

Le but notre travail consiste à contrôler et à minimiser les pertes actives dans les réseaux électriques en utilisant une hybridation entre deux méthodes d'optimisations dont la première est la méthode d'optimisation par essaims de particules (OEP) et la deuxième est la méthode de recuit simulé (RS) [5].

Ce problème fortement lié à la répartition optimale de l'énergie réactive peut être traité comme un cas particulier de l'écoulement de puissance optimal dans lequel les moyens de contrôle de l'énergie active sont fixes tandis que ceux de l'énergie réactive sont ajustables.

L'approche que nous avons proposée pour résoudre le problème de l'ORPF, rentre dans le cadre des hybridations métaheuristiques intégratives, afin d'exploiter les avantages de chacune pour obtenir des techniques avec de meilleures performances.

II- FORMULATION DU PROBLEME

La fonction objective $f(x,u)$ utilisée pour formuler le problème de l'ORPF représentant une minimisation des pertes actives ; les contraintes égalités formulées par la fonction $g(x,u)$ sont représentées par les équations de l'écoulement de puissance et les contraintes inégalités qui reflètent les limites inférieure et supérieure de la puissance réactive aux nœuds de génération et aux nœuds de compensation, les limites inférieure et supérieure des tensions et des rapports des régulateurs en charge sont données par les équations (4) et (5) [1].

$$\begin{aligned} \min f(x, y) & \quad (1) \\ g(x, u) &= 0 & (2) \\ \text{et à} \quad h(x, y) &\leq 0 & (3) \\ x_{\min} &\leq x \leq x_{\max} & (4) \\ u_{\min} &\leq u \leq u_{\max} & (5) \end{aligned}$$

III- METAHEURISTIQUES HYBRIDES

L'hybridation est le résultat d'un croisement entre deux espèces, deux genres ou deux individus d'espèces apparentées et est aussi un croisement d'espèces différentes. Elle n'est pas nouvelle mais remonte aux origines des

métaheuristiques elles-mêmes. Cependant, au début, de tels hybrides n'étaient pas aussi populaires puisque plusieurs groupes de chercheurs séparés considéraient, chaque groupe séparément, que la classe des métaheuristiques sur lesquelles ils travaillaient était la meilleure et donnait les meilleurs résultats. Ces chercheurs suivaient ainsi leur philosophie spécifique de manière très dogmatique. Par exemple, la communauté de calcul évolutionnaire a grandi dans un isolement relatif et suivait de manière relativement stricte la pensée orientée biologiquement. Mais avec le sentiment du manque d'une concurrence libre et le manque de théorie dans le domaine (no free lunch theorems), cette situation a heureusement changée, et les chercheurs ont reconnu qu'il n'existait pas une stratégie d'optimisation générale globalement meilleure que les autres. En fait, pour résoudre le plus efficacement un problème donné, il est exigé presque toujours de concevoir un algorithme spécialisé adéquat et adapté [6].

Les métaheuristiques hybrides peuvent être présentées à travers diverses classes et propriétés [7, 8, 9]. Il faut commencer par distinguer ce qui est hybridé, c.-à-d. quels genres d'algorithmes sont combinés. Il est donc possible de combiner :

- a) Des métaheuristiques avec certains algorithmes spécifiques pour un problème donné, comme des simulations spéciales,
- b) différentes stratégies métaheuristiques,
- c) ou des métaheuristiques avec d'autres techniques plus générales venant d'autres domaines comme la recherche opérationnelle et/ou l'intelligence artificielle.

Ils existent plusieurs types d'hybridation, on peut citer :

i. Méthodes utilisant la modélisation en lots (batch model)

Les hybridations métaheuristiques utilisant la modélisation en lots qui nous concernent sont des combinaisons entre des approches d'évolution (méthodes heuristiques à population) et des méthodes de voisinage ou de parcours (méthode à recherche locale). L'idée essentielle de ces types d'hybridation consiste à exploiter pleinement la puissance de recherche des méthodes de voisinage et de recombinaison des algorithmes évolutifs sur une population de solutions [10, 11, 12].

Lorsqu'on utilise une métaheuristique (peut être une méthode de recherche locale ou globale) qui génère une population de solutions, les meilleures solutions générées sélectionnées, selon un critère défini, étant ensuite utilisées comme solution initiale pour la deuxième métaheuristique (peut être une méthode de recherche locale ou globale). Les résultats obtenus à l'issue de l'application des ces deux techniques représente la meilleure solution de tout le problème.

ii. Méthodes utilisant une approche intégrative

Une hybridation intégrative est le fait d'intégrer un algorithme (effectuant une recherche locale) sur les N% meilleurs de la population de l'algorithme (effectuant une recherche globale) et appliquer les opérateurs sur les (100-

N)% restant de la population, les résultats obtenus à l'issue de l'application de cet algorithme représente la solution courante qui sera injectée au début de l'algorithme (effectuant une recherche globale) et le processus se reproduit jusqu'à l'obtention des meilleurs résultats [1,12].

Dans ce travail, on s'intéresse à l'hybridation d'une métaheuristique basée sur l'approche intégrative [13]. Nous allons étudier un algorithme représentant une hybridation des Essaims de Particules avec le Recuit Simulé. L'algorithme proposé effectue une recherche locale en utilisant la méthode du Recuit Simulé sur les 5% meilleurs membres de la population d'Essaims de Particules. Par contre, les autres opérateurs d'Essaims de Particules sont appliqués sur les 95% restant de la population. Pour chaque itération, les résultats obtenus à l'issue de l'application de cet algorithme hybride représentent la solution courante qui sera injectée au début de l'itération suivante et le processus se reproduit jusqu'à l'obtention des meilleurs résultats, c'est-à-dire la convergence.

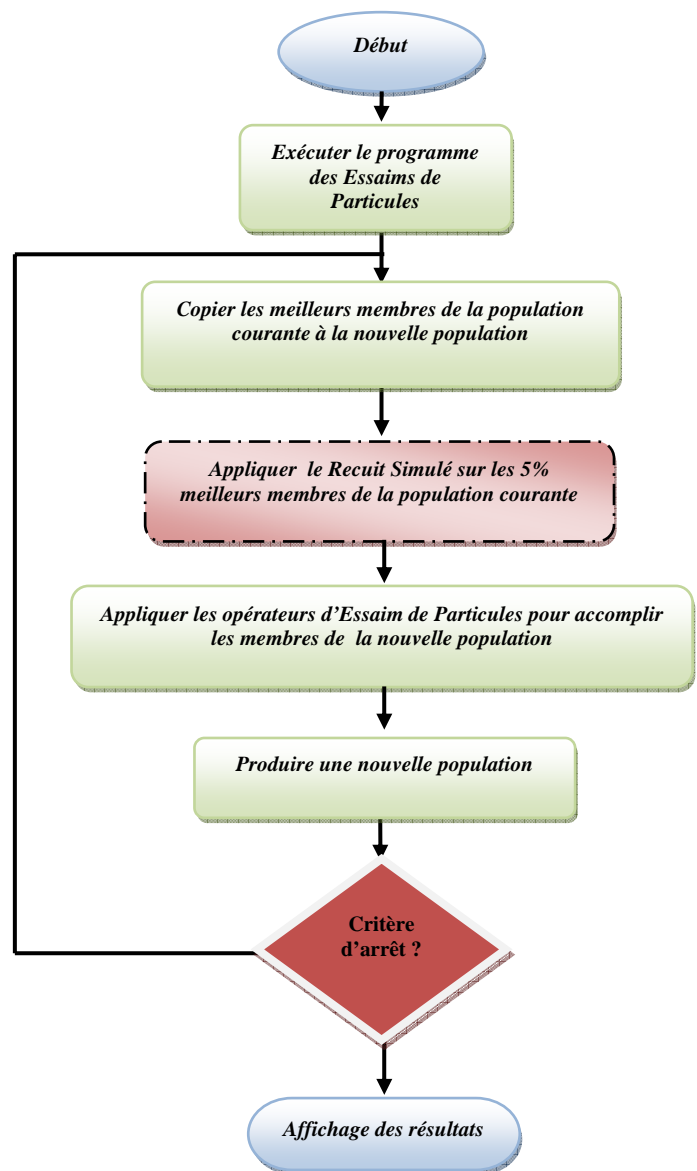


Fig.1 Organigramme de la méthode
IV- RESULTATS DE SIMULATION

Cette partie est consacrée à la simulation de la méthode proposée appliquée au problème d'optimisation d'écoulement de puissance réactive optimal pour minimiser les pertes actives dans les réseaux électriques. Un programme a été élaboré en MATLAB et testé sur deux modèles de réseaux électriques: le réseau IEEE 14 nœuds et le réseau IEEE 30 nœuds.

Parmi les hypothèses considérées, les limites des amplitudes de tensions aux différents nœuds sont :

$$0.90 \text{ p.u.} \leq V_G \leq 1.1 \text{ p.u.}$$

$$0.90 \text{ p.u.} \leq V_L \leq 1.1 \text{ p.u.}$$

$$0.90 \text{ p.u.} \leq T \leq 1.1 \text{ p.u.}$$

Pour l'application de la méthode proposée et après plusieurs tests effectués, nous avons choisi les paramètres suivants:

- $w_{max} = 0.9$: Poids initial.
- $w_{min} = 1.1$: Poids final.
- $itmax = 6$: Nombre d'itérations maximum.
- $c_1=c_2=1.5$: Facteurs de pondération
- $nind=80$: Taille de la population.
- $nvar = 8$: Nombre de variables.
- $\alpha = 0.88$: Coefficient de température.
- $T_0 = 1$: Température initiale.
- $Maxtri = 200$: Nombre d'itérations maximal.
- $Stoptemp = 10^{-9}$: Critère d'arrêt de la température.

Réseau modèle IEEE 14 nœuds

Le réseau étudié est constitué de 14 nœuds, 17 lignes, 3 transformateurs dont 6 nœuds sont contrôlables.

La solution globale du problème d'optimisation est obtenue après 6 itérations. En effet, ce nombre d'itérations dépend surtout des valeurs des paramètres définis précédemment. Le plan des tensions avant et après optimisation et les pertes actives sont donnés respectivement dans le tableau I :

TABLEAU I
PLAN DES TENSIONS& PERTES ACTIVES- IEEE 14 NŒUDS

Nœuds	TYPE	Tension avant optimisation V(pu)	Tension après optimisation V(pu)
1*	1	1.060	1.1000
2	2	1.045	1.0863
3	2	1.010	1.0567
4	0	1.000	1.0651
5	0	1.000	1.0700
6	2	1.070	1.1000
7	0	1.000	1.0985
8	2	1.090	1.1000
9	0	1.000	1.0961
10	0	1.000	1.0897
11	0	1.000	1.0915
12	0	1.000	1.0863
13	0	1.000	1.0824
14	0	1.000	1.0728
Pertes (MW)			12.2731

La figure (2) représente la variation des pertes en fonction du nombre d'itérations. Nous avons constatés que les pertes diminuent au fur et à mesure que le nombre d'itérations augmente.

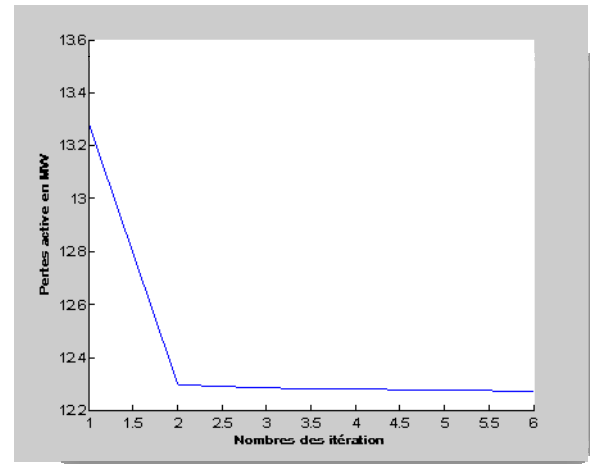


Fig.2 Pertes actives vs nombre de générations (OEP/RS) – Réseau 14 nœuds.

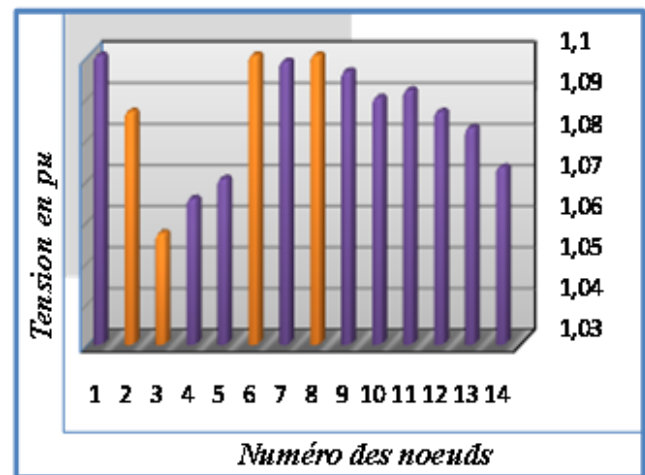


Fig.3 Tensions des nœuds (Algorithme-OEP/RS) Réseau 14 nœuds.

Nous avons constaté que les amplitudes de tensions et les rapports de transformation demeurent dans les limites permises, entre 0.9 et 1.1 p.u.

Les résultats obtenus prouvent la performance de cette hybridation en termes de qualité de la solution : pertes actives et profil de tensions.

Etude comparative :

Les tableaux (II) et (III) récapitulent respectivement les valeurs des tensions et pertes actives suite à l'exécution de la méthode proposée et comparés à ceux de travaux antérieurs [1, 6, 7].

TABLEAU II
VALEURS DES TENSION& PERTES ACTIVES
(METAHEURISTIQUES DE BASE) - IEEE 14

Nœuds	TYPE	Valeurs des tensions				
		AG	OEP	TS	RS	OEP/RS
1*	1	1.0982	1.1000	1.1000	1.1000	1.1000
2	2	1.0781	1.0850	1.0857	1.0852	1.0863
3	2	1.0367	1.0565	1.0562	1.0584	1.0567
4	0	1.0496	1.0666	1.0646	1.0654	1.0651
5	0	1.0568	1.0684	1.0694	1.0695	1.0700
6	2	1.0808	1.0900	1.0856	1.1000	1.1000
7	0	1.0806	1.0699	1.0897	1.0985	1.0985
8	2	1.0733	0.9550	1.1000	1.1000	1.1000
9	0	1.0820	1.0821	1.0803	1.0952	1.0961
10	0	1.0745	1.0763	1.0740	1.0889	1.0897
11	0	1.0743	1.0797	1.0764	1.0911	1.0915
12	0	1.0672	1.0759	1.0716	1.0863	1.0863
13	0	1.0637	1.0717	1.0676	1.0823	1.0824
14	0	1.0564	1.0600	1.0571	1.0722	1.0728
Pertes (MW)		12.4251	12.3091	12.2883	12.2773	12.2731

TABLEAU III
VALEURS DES TENSIONS& PERTES ACTIVES
(ALGORITHMES HYBRIDES) - IEEE 14 NŒUDS.

Nœuds	TYPE	Approches en lots		Approches intégratives	
		ALG1	ALG 2	ALG 3	ALG 4
		GA-RS	OEP-RS	GA-RS	OEP-RS
1*	1	1,1000	1,1000	1,1000	1.1000
2	2	1,0837	1,0852	1,0865	1.0863
3	2	1,0518	1,0561	1,0574	1.0567
4	0	1,0619	1,0641	1,0653	1.0651
5	0	1,0670	1,0690	1,0699	1.0700
6	2	1,1000	1,1000	1,1000	1.1000
7	0	1,0964	1,0975	1,0970	1.0985
8	2	1,1000	1,0976	1,0964	1.1000
9	0	1,0942	1,0959	1,0946	1.0961
10	0	1,0881	1,0895	1,0884	1.0897
11	0	1,0907	1,0914	1,0908	1.0915
12	0	1,0862	1,0863	1,0862	1.0863
13	0	1,0821	1,0824	1,0822	1.0824
14	0	1,0716	1,0726	1,0718	1.0728
Pertes (MW)		12.2795	12.2737	12,2743	12,2731

Réseau modèle IEEE 30 nœuds

Le réseau étudié est constitué de 30 nœuds, 41 lignes, 4 transformateurs dont 8 nœuds sont contrôlables (voir Annexe).

La solution globale du problème d'optimisation est obtenue après 8 itérations. En effet, ce nombre d'itérations dépend surtout des valeurs des paramètres définies précédemment.

Le plan des tensions et les pertes actives sont donnés respectivement dans le tableau (IV).

TABLEAU IV
VALEURS DES TENSION& PERTES ACTIVES

Nœuds	TYPE	Tension avant optimisation $V(pu)$	Tension après optimisation $V(pu)$
1*	1	1.060	1.1000
2	2	1.043	1.0663
3	0	1.000	1.0592
4	0	1.060	1.0499
5	2	1.010	1.0395
6	0	1.000	1.0407
7	0	1.000	1.0322
8	2	1.010	1.0450
9	0	1.000	1.0032
10	0	1.000	0.9858
11	2	1.082	0.9800
12	0	1.000	0.9887
13	2	1.071	1.0238
14	0	1.000	0.9744
15	0	1.000	0.9711
16	0	1.000	0.9799
17	0	1.000	0.9784
18	0	1.000	0.9634
19	0	1.000	0.9622
20	0	1.000	0.9673
21	0	1.000	0.9731
22	0	1.000	0.9738
23	0	1.000	0.9638
24	0	1.000	0.9629
25	0	1.000	0.9684
26	0	1.000	0.9498
27	0	1.000	0.9808
28	0	1.000	1.0397
29	0	1.000	0.9601
30	0	1.000	0.9482
Pertes (MW)			16.0501

La figure (4) représente la variation des pertes en fonction du nombre d'itérations. Nous avons constaté que les pertes diminuent au fur et à mesure que le nombre d'itérations augmente.

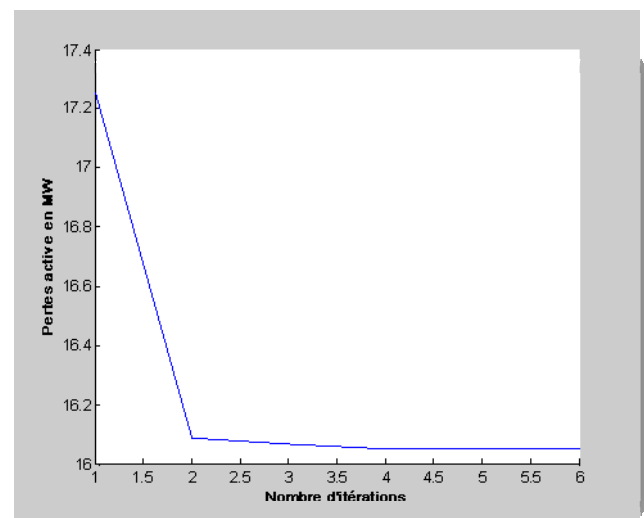


Fig.4 Pertes actives vs nombre de générations
(OEP/RS) – Réseau 30 nœuds.

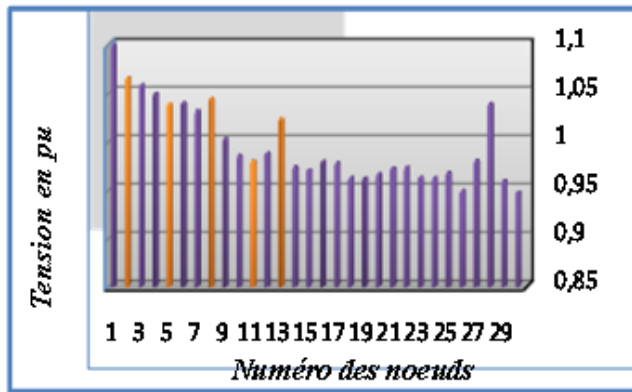


Fig.5 Tensions des nœuds (Algorithme-OEP/RS)- Réseau 30 nœuds

Nous avons constaté que les amplitudes de tensions demeurent dans les limites permises. Les résultats obtenus prouvent la performance de la méthode hybride proposée en termes de qualité de la solution : pertes actives et profil de tensions.

Etude comparative :

Les tableaux (V) et (VI) récapitulent les valeurs des modules de tensions et des pertes actives obtenus après l'exécution de la méthode hybride respectivement pour les deux réseaux et comparés aux résultats obtenus par des algorithmes de base : « OEP » et « RS » ainsi qu'à d'autres hybridations en lots et intégrative [5].

TABLEAU V
VALEURS DES TENSIONS & PERTES ACTIVES
METAHEURISTIQUES DE BASE

Nœuds	TYPE	Valeurs des tensions		
		OEP	RS	OEP/RS
1*	1	1.1000	1.1000	1.1000
2	2	1.0652	1.0650	1.0663
3	0	1.0561	1.0572	1.0592
4	0	1.0461	1.0474	1.0499
5	2	1.0390	1.0377	1.0395
6	0	1.0388	1.0375	1.0407
7	0	1.0309	1.0296	1.0322
8	2	1.0433	1.0400	1.0450
9	0	1.0089	1.0019	1.0032
10	0	0.9902	0.9840	0.9858
11	2	0.9964	0.9819	0.9800
12	0	0.9880	0.9867	0.9887
13	2	1.0178	1.0220	1.0238
14	0	0.9745	0.9724	0.9744
15	0	0.9718	0.9690	0.9711
16	0	0.9813	0.9780	0.9799
17	0	0.9819	0.9766	0.9784
18	0	0.9654	0.9614	0.9634
19	0	0.9650	0.9602	0.9622
20	0	0.9704	0.9653	0.9673
21	0	0.9775	0.9711	0.9731
22	0	0.9781	0.9718	0.9738
23	0	0.9661	0.9615	0.9638
24	0	0.9673	0.9604	0.9629
25	0	0.9752	0.9646	0.9684
26	0	0.9567	0.9459	0.9498
27	0	0.9890	0.9763	0.9808
28	0	1.0375	1.0363	1.0397
29	0	0.9685	0.9554	0.9601
30	0	0.9566	0.9434	0.9482
Pertes (MW)		16.1049	16.0933	16.0501

TABLEAU VI
VALEURS DES TENSIONS & PERTES ACTIVES
DES ALGORITHMES HYBRIDES-IEEE 30 NœUDS.

Nœuds	TYPE	Approches en lots		Approches intégratives	
		GA-RS	OEP-RS	GA-RS	OEP-RS
1*	1	1.1000	1.1000	1.1000	1.1000
2	2	1.0630	1.0646	1.0648	1.0663
3	0	1.0551	1.0574	1.0574	1.0592
4	0	1.0448	1.0477	1.0476	1.0499
5	2	1.0310	1.0339	1.0356	1.0395
6	0	1.0341	1.0384	1.0378	1.0407
7	0	1.0248	1.0285	1.0289	1.0322
8	2	1.0361	1.0430	1.0410	1.0450
9	0	0.9996	1.0012	1.0015	1.0032
10	0	0.9821	0.9830	0.9841	0.9858
11	2	0.9800	0.9800	0.9800	0.9800
12	0	0.9857	0.9840	0.9876	0.9887
13	2	1.0224	1.0167	1.0239	1.0238
14	0	0.9713	0.9699	0.9732	0.9744
15	0	0.9679	0.9668	0.9698	0.9711
16	0	0.9766	0.9760	0.9786	0.9799
17	0	0.9748	0.9753	0.9768	0.9784
18	0	0.9599	0.9596	0.9619	0.9634
19	0	0.9586	0.9586	0.9606	0.9622
20	0	0.9636	0.9639	0.9656	0.9673
21	0	0.9693	0.9702	0.9713	0.9731
22	0	0.9699	0.9708	0.9719	0.9738
23	0	0.9603	0.9598	0.9621	0.9638
24	0	0.9590	0.9594	0.9607	0.9629
25	0	0.9640	0.9647	0.9650	0.9684
26	0	0.9453	0.9460	0.9463	0.9498
27	0	0.9761	0.9769	0.9767	0.9808
28	0	1.0326	1.0375	1.0367	1.0397
29	0	0.9553	0.9561	0.9559	0.9601
30	0	0.9433	0.9441	0.9438	0.9482
Pertes (MW)		16.1539	16.1138	16.0932	16.0501

V- DISCUSSIONS

Une analyse rationnelle des résultats obtenus par les différents algorithmes hybrides et de base utilisés à travers les deux réseaux modèles IEEE14 nœuds et IEEE30 nœuds, on génère toute une série d'observations.

Sur la base des résultats obtenus pour les deux modèles de réseaux, il se dégage d'abord clairement que le compromis pertes actives - profil de tensions (amplitudes de tension) est respecté. En effet, plus les pertes actives sont petites, plus les tensions des nœuds des réseaux sont proches de leurs limites, et inversement.

Nous avons constaté aussi que les pertes diminuent au fur et à mesure que le nombre d'itérations augmente.

On peut remarquer que la méthode d'hybridation intégrative entre l'algorithme des essaims de particules et le recuit simulé a donnée des résultats meilleurs que les autres méthodes hybrides et de base.

L'implication du recuit simulé dans les techniques métaheuristiques hybrides a un effet positif sur la valeur des pertes actives, puisqu'on trouve les plus petites valeurs ou parmi les plus petites valeurs. Ceci s'explique par le fait que la méthode du recuit simulé est d'ailleurs celle qui donne les meilleurs résultats pour les métaheuristiques de base.

Le fait de l'insertion d'une recherche locale intensive au sein d'une métaheuristique à population donne des bons résultats.

Les méthodes hybrides OEP-RS donnent de meilleurs résultats que les techniques GA-RS (intégratives), ce qui semble être logique vu que le recuit simulé et le OEP sont les techniques les mieux classées en terme de minimisation de pertes actives pour les métaheuristicues de base.

VI. CONCLUSION

Dans cette communication, nous avons proposé une hybridation métaheuristique intégrative qui combine une métaheuristique à parcours avec une métaheuristique à recherche locale pour étudier un problème de fonctionnement des réseaux électriques, correspondant à la répartition optimale de la puissance réactive (OPRF).

Pour valider notre programme, des applications sur les réseaux modèles IEEE 14 nœuds et IEEE 30 nœuds ont été faites. Les résultats de simulation de cette technique ont été comparés à ceux de travaux antécédents.

La puissance active optimale a été déterminée en maintenant les amplitudes de tensions de tous les nœuds des systèmes de puissance dans des limites admissibles préalablement définis.

On conclut que les métaheuristicues hybrides présentent un avantage certain, tant qualitatif c'est-à-dire au niveau des résultats pratiques comme une diminution des valeurs des pertes actives tout en respectant le plan des tensions dans les limites des marges admises. Nous observons que les méthodes à approche intégrative sont celles qui donnent les meilleures valeurs en termes de pertes actives, à cause de l'insertion d'une recherche locale au sein d'une métaheuristique de base à population. Cependant, le compromis "pertes actives-plan de tension" est toujours respecté.

REFERENCES

- [1] Lahdeb Mohamed "Théorie et Application de Méthodes d'Hybridations Métaheuristicues dans les Réseaux électriques" Thèse de Magister Université de Laghouat Septembre 2007.
- [2] Kennedy, J., and Eberhart, R. C. (1995). Particle swarm optimization, *Proceedings of the IEEE Conference on Neural Networks*, IV, Piscataway, NJ, pp. 1942-1948.
- [3] S. Kirkpatrick, C. Gelatt and M. Vecchi, 'Optimization by simulated annealing', *Science* Vol. 220, No. 4598, May 1983, pp. 671-680.
- [4] S. Arif, "Planification de l'énergie réactive dans les réseaux électriques Application au Réseau Algérien" Thèse de Magister ENP Alger juin 1995.
- [5] LADJICI Ahmed Amine « Calcul évolutionnaire : Application sur l'optimisation de la planification de la puissance réactive » Thèse de Magister ENP Alger 1995
- [6] M.Lahdeb, A. Hellal, S. Arif « Application d'Hybridations Métaheuristicues à l'Ecoulement Optimal de la Puissance Réactive » 3rd International Conference on Electrical Engineering ICEE'09 May 19-21, 2009 USTHB Algiers, Algeria,

- [7] M.Lahdeb, A. Hellal, S. Arif « Hybridations Métaheuristicues en Lots Appliquée à l'Ecoulement Optimal de la Puissance Réactive » Quatrième Conférence Internationale sur l'Electrotechnique ICCEL'09 10-11 novembre 2009, Oran-ALGERIE
- [8] Blesa, M.J., Blum, C., Roli, A., Sampels, M., eds.: Hybrid Metaheuristics: Second International Workshop. Volume 3636 of LNCS. (2005).
- [9] Cotta, C.: A study of hybridisation techniques and their application to the design of evolutionary algorithms. *AI Communications* 11(3-4) (1998) 223-224
- [10] El-Abd, M., Kamel, M.: taxonomy of cooperative search algorithms. In Blesa, M.J., Blum, C., Roli, A., Sampels, M., eds.: Hybrid Metaheuristics: Second International Workshop. Volume 3636 of LNCS., Springer (2005) 32-41
- [11] Puchinger, J., Raidl, G.R.: Combining metaheuristics and exact algorithms in combinatorial optimization: A survey and classification. In: *Proceedings of the First International Workshop on the Interplay Between Natural and Artificial Computation, Part II*. Volume 3562 of LNCS., Springer (2005) 41-53
- [12] Cotta, C., Troya, J.M.: Embedding branch and bound within evolutionary algorithms. *Applied Intelligence* 18 (2003) 137-153
- [13] Yutian Liu, SM IEEE Li Ma, Jianjun Zhang « GA/SA/TS Hybrid Algorithms for Reactive Power Optimization » Department of Electric Power Engineering Shandong University of Technology, Jinan, 250061 China

ANNEXES

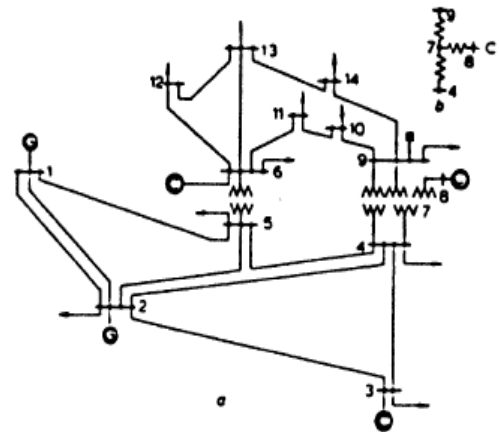


Schéma du réseau IEEE 14 nœuds

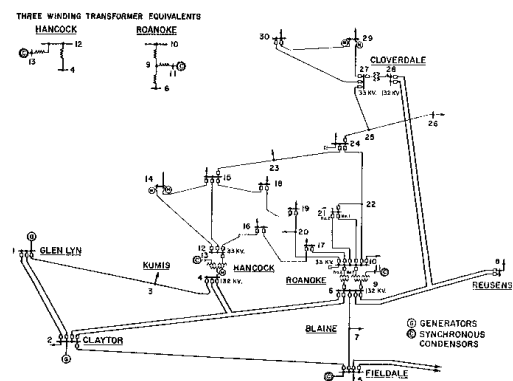


Schéma du réseau IEEE 30 nœuds

A hybrid method of BGA and TS for economic dispatch of power systems

M.Younes, H.Sayah, L.Mhammed, A.elbordji, M.Maamar

Laboratoire ICEPS, Faculté des Sciences de l'ingénieur, Université de Sidi-Bel-Abbès.
22000. Algérie

younesmi@yahoo.fr, housayah@yahoo.fr, mlaarioua@yahoo.fr, rahimoetl.elbordji@gmail.com,
anyonesay@hotmail.fr

ABSTRACT

A Genetic Algorithm (GA) solution to the Network - Constrained Economic Dispatch problem is presented. A hybrid method of the binary genetic algorithm and Tabu Search (TSBGA) for economic dispatch has been implemented to minimize the dispatch cost while satisfying generating unit and branch power flow limits. A real coded Genetic Algorithm (RGA), a binary genetic algorithm (BGA) and Tabu Search (TS) were also developed to provide a means of comparison.

Numerical results on two test systems consisting of 6 thermal units show that the proposed approach has an ability to find the better solutions than the BGA, the RGA and the TS separately

Keywords: Economic power dispatch (EPD), Genetic algorithm (GA), Tabu search (TS).

1. Introduction

The basic purpose of the economic dispatch function is to schedule the outputs of the online fossil-fuel generating units so to meet the system load cost. The annual fossil-fuel costs are of the order of several billions of dollars and even a small improvement in the economic dispatch function can lead to significant cost savings.

The factors influencing power generation at minimum cost are operating efficiencies of generators, fuel cost, and transmission losses. The most efficient generator in the system does not guarantee minimum cost as it may be located in an area where fuel cost is high also, if the plant is located far from the load center, transmission losses may be considerably higher and hence the plant may be overly uneconomical. Hence the problem is to determine the generation of different

plants such that the total operating cost is minimum.

In analyzing the problem associated with the controlled operation of power systems, there are many possible parameters of interest. Fundamental to the economic operating problem is the set of input-output characteristics of thermal power generation unit. In defining the characteristics of steam turbine units, the following term will be used.

The input to the thermal plant is generally measured in \$/h, and the output is measured in MW. A simplified input-output curve of a thermal unit known as heat-rate curve is given in Fig.1.

The input to each unit, shown as F_i , represents the cost rate of the unit. The output of unit P_{Gi} is the electrical power generated by that particular unit. The total

cost rate of this system is, of course, the sum of the heats of the individual units (2). In reality, unit incremental heat rate curves do not exhibit the monetarily increasing shape required by traditional dispatch algorithms. Since traditional dispatch algorithms cannot handle monotonically increasing heat rate curves, approximations have been introduced during the estimation of the unit heat rate curves, so that the resulting heat rate curves are monotonically increasing.

In this paper, a hybrid method of BGA and TS (TSBGA) is used for the solution of the economic dispatch problem.

The remainder of the paper is organized as follows. In Section 2, we present the Economic power dispatch (EPD) and the optimization under equality and inequality constraints. This is followed by an explanation of the proposed Tabu Search (TS) in Section 3 and the BGA in section 4. Simulation results are shown and discussed in Section 5. Finally, we conclude in Section 6.

2. Economic power dispatch (EPD)

The problem is find the real power generation for each unit such that the objective function (total production cost) as defined by the equation [1, 2].

$$F_i(P_{Gi}) = a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i \quad (1)$$

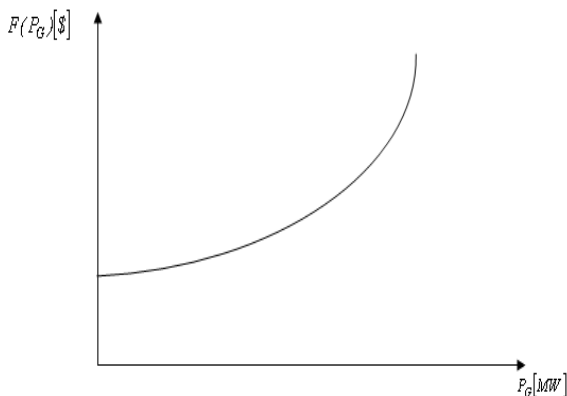


Fig.1 Production cost as a function of power generated

$$\text{Min} \left\{ F_t(P_G) = \sum_{i=1}^{NG} F_i(P_G) \right\} \quad (2)$$

Is minimum subject to constraints [3, 4, 5]

$$\sum_{i=1}^{NG} P_{Gi} = P_D \quad (3)$$

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max} \quad (4)$$

Where

F_t : Total production cost (\$/h)

F_i : Production cost of ith plant (\$/h)

a_i, b_i, c_i fuel cost coefficients

P_{Gi} : Real power output of generator i (MW)

P_D : Total demand (MW)

$P_{Gi}^{\min}, P_{Gi}^{\max}$ Upper and lower limit of active power generation at bus i

NG : Number of generator

3. TABU SEARCH (TS)

The global iterative optimisation technique Tabu Search (TS) stems from general tenets of intelligent problem solving and is derived from the works of Glover (1977, 1986, 1989, and 1990) [8]. In essence TS is a simple deterministic oriented search procedure that constrains searching and seeks to transcend local optimality by storing the search history in its memory. It forbids (makes tabu) moves in the neighbourhood having certain attributes, with the aim of guiding the search process away from solutions that (based on available information) appear to duplicate or resemble previously achieved solutions. The short term memory function enables “strategic forgetting” by only making the most recent t moves tabu. However tabu status of a move is not absolute. The aspiration criterion allows a tabu move to be selected if it attains a determined level of quality [9].

Medium and long term memory functions can also be applied to provide a wider exploration of the search space. Medium

term or intermediate strategies are based on modifying choice rules to encourage moves and solutions historically found good where these schemes usually return to attractive parts of the search domain and intensify the search in these regions. Long term methods diversify the search into areas not previously explored. Often they are based on modifying choice rules to incorporate attributes into the solution that are not frequently used. More detailed descriptions are given in Glover and Laguna (1997) [6].

Laguna *et al.* (1991, 1993) present some of the earliest TS approaches in scheduling. They create three tabu search strategies based on simple move definitions. Laguna and Glover (1993)[10] apply target analysis to these two works and indicate the inclusion of job transfers in addition to job swaps improves solution quality, reduces computing time and allows larger problems to be solved.

Barnes and Laguna (1993) [7] suggest six primary components that allow effective production scheduling by TS. They also emphasise the need for medium and long term memory schemes which should be coupled with a restricted tabu search structure [11]. They note that in general insertion rather than swapping procedures are preferred as they provide a higher degree of perturbation and that the superposition of TS with other heuristics provides a fertile domain for future work.

4. Genetic algorithm

GAs are stochastic optimization techniques founded on the concepts of natural selection and genetics [12]. The algorithm starts with a set of solutions called population. Solutions from a population are used to form a new population. This is motivated by the hope that the new population will be better than the old one. Solutions that will form new solutions are selected according to their fitness: the more suitable they are, the more chances they have to reproduce. This is repeated

until some condition (for example, number of generations or improvement of the best solution) is satisfied [13].

Among the advantages of GAs, we can quote that they can optimize with continuous or discrete parameters and do not require information about gradients; the possible discontinuities present on the fitness function have little effect on the overall optimization performance; GAs are resistant to becoming trapped in local optima; they can handle numerically generated data, experimental data or analytical functions; and they can be employed for a wide variety of problems [14].

Real coding is well suited to a large class of programming languages and to problems with a great number of variables [15]. For this reason, modified genetic operators are being developed for a real coded GA aiming an effective exploration of the search space [16]. These modified genetic operators are used in this paper as well as the improvement tools. Fig. 2 is a schematic representation of the parameters identification procedure presented here. The first step is the characterization of the individuals that will form the population.

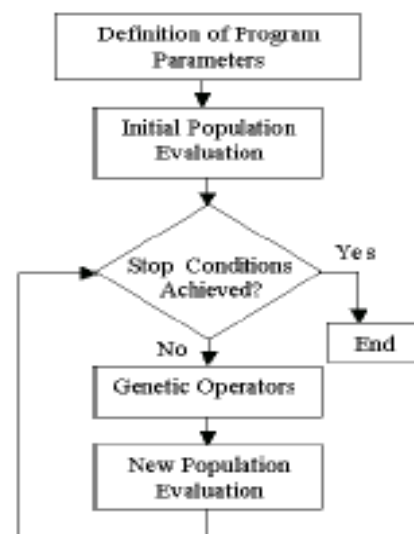


Fig.2 Optimization procedure.

In real coding, it is not necessary to code the variables in binary representation.

Each individual of this population is evaluated using the fitness between calculated and experimental results. and also on a maximum allowed number of generations.

If convergence is not attained, genetic operators (selection, crossover, mutation and improvements techniques) are applied. The selection procedure is responsible for forming the pairs that will be submitted to the other genetic operators. Selection is a mechanism related to individual fitness.

The “roulette wheel” method was used as selection procedure [17]. Crossover and mutation are mechanisms used to change the genetic materials of the individuals. They are the main tools for the success of the optimization process and must be implemented in order to allow an effective exploration of the search space. We use an efficient scheme for crossover and mutation for a real coded GA, proposed in [15]. The improvement techniques presented in are also used here: global elitism (which avoids loss of good solutions during the process), dynamic adaptation of crossover and mutation probabilities (variation of the probabilities values according to the population behaviour) and reduction of the variables spaces (reduction of the variables ranges to increase the results precision and to facilitate the search toward the global minimum). The new individuals created by the genetic operators described above will be evaluated and the iterative process will be repeated until one of convergence criteria is reached.

The optimization procedure was executed several times. The algorithm found practically the same best individual. This demonstrates the convergence of the applied methodology. For a stochastic optimization method, the final solution can only be considered optimal by repetition of the results [18].

A non-uniform arithmetic crossover operator was introduced into the RGA [15].

We used a non-uniform arithmetic crossover operator produces a complimentary pair of linear combinations produced from random proportions of the parents. The heuristic crossover operator produces a child that is a linear extrapolation away from the better parent along the direction of the vector joining the two parents. Two chromosomes, selected randomly for crossover,

$$C_{i,gen+1} = \beta \cdot C_{i,gen} + (1-\beta) \cdot C_{j,gen} \quad (5)$$

$$C_{j,gen+1} = (1-\beta)C_{i,gen} + \beta C_{j,gen} \quad (6)$$

Where β is a random number in range of $[0, 1]$.

The non-uniform mutation operator is used to inject new genetic material into the population and it is applied to each new structure individually. A given mutation involves randomly altering each gene with a small probability.

5. Simulation results

The proposed algorithm in this paper is been compared to the GA and the ST by applying to tested for the 6-generator system. This system has a single quadratic cost function for each generator. As a sample system, IEEE 30-bus system [14], which has 6-generator, is chosen. Total power demand D is set to 189.2 MW.

The test ignores the transmission losses.

Equations for the 6 generators are:

$$F_1(P_1) = 0.01P_1^2 + 0.301P_1 + 0.20$$

$$F_2(P_2) = 0.01P_2^2 + 0.301P_2 + 0.20$$

$$F_3(P_3) = 0.01P_3^2 + 0.301P_3 + 0.20$$

$$F_4(P_4) = 0.01P_4^2 + 0.301P_4 + 0.20$$

$$F_5(P_5) = 0.01P_5^2 + 0.301P_5 + 0.20$$

$$F_6(P_6) = 0.01P_6^2 + 0.301P_6 + 0.20$$

And the constraints are:

$$0 \leq P_1 \leq 575.88$$

$$0 \leq P_2 \leq 100$$

$$0 \leq P_3 \leq 140$$

$$0 \leq P_4 \leq 100$$

$$0 \leq P_5 \leq 550$$

$$0 \leq P_6 \leq 410$$

This test was designed for the comparison of STBGA, BGA, RGA, and ST.

Various tests were made with a varying Percentage of the maximum power as demand.

Table1. EPD results for various loads (30 bus)

Demand	TS cost (\$)	BGA cost (\$)	RGA cost (\$)	TSBGA cost (\$)
P	589.841	574.154	561.838	553.633
95% P	533.694	529.169	521.290	518.429
90% P	500.022	497.190	486.767	483.778
80% P	443.394	438.395	422.378	416.616
70% P	372.233	367.954	356.957	350.618

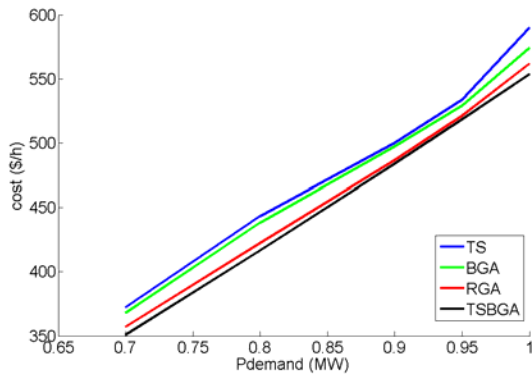


Fig. 3: EPD results for various loads.

Table 2. EPD results for load 189.2 (30 bus)

	TS	BGA	RGA	TSBGA
P _{G1}	65.010627	44.839351	50.0012	43.8139
P _{G2}	19.957552	70.894148	39.9898	57.1967
P _{G3}	23.444470	12.426175	25.0067	21.7218
P _{G4}	40.818984	21.038463	36.3094	29.8614
P _{G5}	11.124227	2.104106	17.5255	14.9448
P _{G6}	22.813034	30.062627	9.99999	15.5570
P _D	189.2	189.2	189.2	189.2
Cost (\$/h)	589.841591	574.154619	561.838	553.633

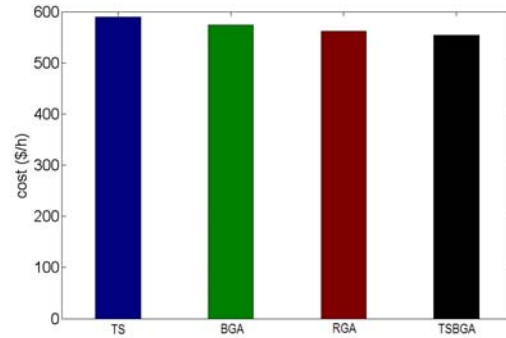


Fig. 4: EPD results for load 189.2.

Table 3. EPD results for load 179.7400 (30 bus)

	TS	BGA	RGA	TSBGA
P _{G1}	19.99998	47.50137	36.249385	42.47279
P _{G2}	64.89596	39.99465	55.697506	54.91763
P _{G3}	25.00339	31.25015	18.740936	21.45526
P _{G4}	34.37308	24.73953	37.938920	27.51008
P _{G5}	7.499009	14.94385	9.370986	13.51175
P _{G6}	21.45299	15.35654	15.416584	13.88761
P _D	179.7400	179.7400	179.7400	179.7400
Cost (\$/h)	533.6944	529.1699	521.290975	518.4293

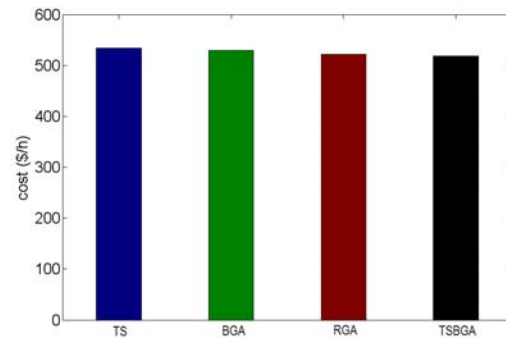


Fig. 5: EPD results for load 179.7400.

Table 4. EPD results for load 170.28 (30 bus)

	TS	BGA	RGA	TSBGA
P _{G1}	60.083250	29.818673	38.73844	41.090998
P _{G2}	45.449217	34.999783	55.11977	54.134978
P _{G3}	25.053069	24.655947	21.00737	21.061786
P _{G4}	3.434101	42.749193	17.17630	22.112629
P _{G5}	7.449305	16.933910	22.50196	13.371398
P _{G6}	23.131288	15.802301	9.999540	12.567523
P _D	170.28	170.28	170.28	170.28
Cost (\$/h)	500.02299	497.19046	486.7675	483.7784

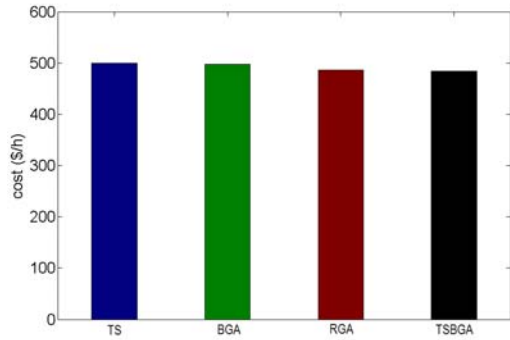


Fig. 6: EPD results for load 170.28.

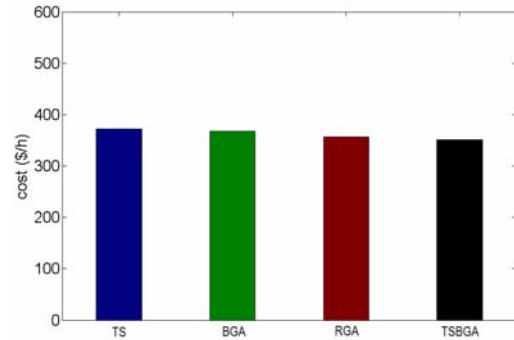


Fig. 8: EPD results for load 132.44.

Table 5. EPD results for load 151.36 (30 bus)

	TS	BGA	RGA	TSBGA
P_{G1}	60.002939	50.00511	34.961680	37.501890
P_{G2}	19.999896	19.99869	43.748343	55.000616
P_{G3}	20.313582	18.74210	19.629237	19.140519
P_{G4}	27.500007	23.40936	27.500638	12.919189
P_{G5}	7.381009	13.24510	2.793588	11.251697
P_{G6}	10.475922	20.00986	20.000316	10.002767
P_D	151.36	151.36	151.36	151.36
Cost (\$/h)	443.39479	438.3951	422.37818	416.61673

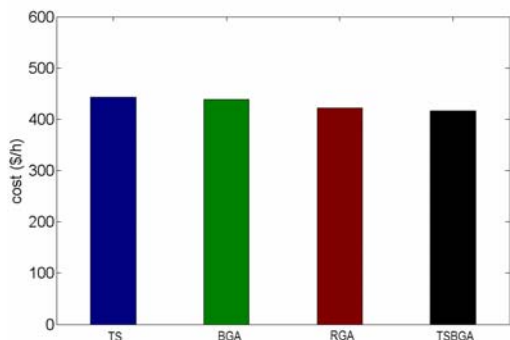


Fig. 7: EPD results for load 151.36.

Table 6. EPD results for load 132.44 (30 bus)

	TS	BGA	RGA	TSBGA
P_{G1}	50.004149	19.9996	29.998607	34.995418
P_{G2}	19.999653	43.6327	39.999483	47.030327
P_{G3}	21.884457	18.7693	20.718272	18.715208
P_{G4}	27.502677	3.45523	3.435426	9.431222
P_{G5}	5.153214	11.2512	11.248033	8.598667
P_{G6}	2.499490	30.0003	20.011205	8.114831
P_D	132.44	132.44	132.44	132.44
Cost (\$/h)	372.2334	367.954	356.957073	350.6186

For the 30 bus system, the ranges of parameters used, a Population size of 60, a Number of generations 100, a Crossover probability of 0.5 and Mutation probability of 0.05 provide more or less the minimum augmented cost.

The tests were carried out on a Pentium III at 450MHz with 128Mb ram.

After different tests we can see that the hybrid method (TSBGA) is very efficient, and the optimal solution found by this method is better than the best solution obtained by other methods (BGA, RGA and ST).

In all cases considered (with the variation of the load) confirm the advantage of the hybrid method (TSBGA) compared to the other methods BGA, RGA and ST.

6. Conclusion

This paper presents a methodology for solving the Economic Dispatch problem with network constraints. Including active power dispatches using BGA and TS. The method employs advantage of the GA which can provide a near global solution at the beginning.

Then TS which can tune the control variables to obtain the global solution is applied. Results of the study demonstrate that the proposed method give a better solution than GA or TS alone.

REFERENCES

- [1] M. Younes, M.Rahli "On the Choice Genetic Parameters with Taguchi Method Applied in Economic Power Dispatch", *Leonardo Journal of Sciences* ISSN 1583-0233, Issue 9, July-December 2006 p. 9-24
- [2] Wood, A., J., Wallenberg, B.F., "Power generation, Operation and Control" John Willey and Sons, 1996.
- [3] G.W. Stagg et Ahmed H.El Abiadh: "Computer methods in power systems analysis", Edition Mc Graw-Hill International Book Company, 1968.
- [4] D.Himmelblau, »applied non linear Programming » Edition: Mc Graw-Hill 1972
- [5] Saadat, H., "Power System Analys", McGraw-Hill, 1999.
- [6] Fred Glover and Manuel Laguna, "Tabu search", *Kluwer Academic publishers*, Massachusetts, USA, Mar 1997.
- [7] A. H. Mantawy, Youssef L. Abdel-Magid, and Shokri Z. Selim, "Unit Commitment by Tabu Search ", *IEE proceedings -Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 145, No. 1, January 1998, pp. 56-64
- [8] F. Glover, "Tabu Search-Part I", *ORSA Journal on Computing*, Vol. 1., No. 3, pp. 190-206, Summer 1989.
- [9] F. Glover, "Artificial Intelligence, Heuristic Frameworks and Tabu Search", *Managerial and Decision Economics*, Vol. 11, 365-375 (1990).
- [10] F. Glover, " A User's Guide to Tabu Search ", *Annals of Oper. Reas.* 41(1993) 3-28
- [11] J. A. Bland and G. P. Dawson, "Tabu Search and Design Optimization", Vol. 23, No. 3, pp. 195-201, April 1991.
- [12] Holand, J.H., "Adaptation in natural and Artificial Systems." The university of Michigan press, Ann Arbor, USA, 1975.
- [13] Goldberg, D. E., *Genetic Algorithms in Search, Optimization e Machine Learning*. Addison Wesley Longman, 2000.
- [14] M.Younes, M.Rahli, H Koridak : Genetic/ Evolutionary Algorithms and application to power systems, PCSE'05, O. E. Bouaghi, May 9-11, Univ, Algeria, 2005.
- [15] Michaelwich , "Genetic Algorithm + Data Structure = Evolution Programs", *Springer Verlag* Heidelberg, New york, 1994.
- [16] Wong K.P, Wong Y.W, "Genetic and Genetic/Simulated-Annealing Approaches to Economic Dispatch", *IEEE Proc – Gener, Trans, Distrib*, Vol-141, No.5, Page 507-513, Sep 1994.
- [17] Baskar S, Subburaj P, "Performance of Hybrid Real Coded Genetic Algorithms", *Journal of Institution of Engineers (India), Electrical division*, Vol 81, Nov 2000, pp 25-32.
- [18] M Sudhakaran, S Mary Raja Slochanal and S Jeya Devi, "An Evolutionary Computing Technique to Combined Heat and Power Economic Dispatch", selected for publishing in *Journal of the Institution of Engineers (India), Electrical division*, 2002.

EFFICIENT META HEURISTIC FOR MULTI-STAGES EXPANSION-PLANNING PROBLEM OF MULTI-TASK DEGRADATION POWER SYSTEMS

I.Halaoui, A.Chaker

Ecole Normale Supérieure D'enseignement Technique ENSET D'Oran

Département Génie Electrique

Abstract— Usually power energy demand increase randomly with time. To enhance system performance, expansion-planning to adapt the power system capacity to the demand is predicted. This paper uses a harmony search meta-heuristic optimization method to solve the multi-stage expansion problem for multi-state series-parallel power systems. The study horizon is divided into several periods. At each period the demand distribution is forecasted in the form of a cumulative demand curve. A multiple-choice of additional components among a list of available product can be chosen and included into any subsystem component at any stage to improve the system performance. The components are characterized by their cost, performance (capacity) and availability. The objective is to minimize of each investment over its study period while satisfying availability or performance constraints. A universal generating function technique is applied to evaluate power system availability. The harmony search approach is required to identify the optimal combination of adding components with different parameters to be allocated in parallel at each stage.

Index Terms— Expansion-planning; harmony search; Redundancy optimization; Power system; Universal generating moment function.

I. INTRODUCTION

In many industrial systems, expansion planning systems has considered as an important problem design, e.g., in power systems, water distribution and in manufacturing systems. Such as modifying existing structure, designing a new structure and adding $r(k)^*$ or retrieving $r(k)^{**}$ components belonging to the redundancy optimization problem as suggested in [1]. This latter is a well known combinatorial optimization problem where adding components is achieved by numerous discrete choice made from components available on the market. Based on the cost, availability and performance, the objective function is to minimize the investment-costs over each study period within the planning horizon for a certain availability or (reliability) requirement. The figure 1 shows the typical series-parallel power structure. However, the capacity of many production systems is defined by multiple, heterogeneous units. In this situation the system can have a

several range level of performance depending from perfect working to total failure; in this case it is considered as a *multi-state* system (MSS).

The MSS system consists of n subsystems C_i ($i = 1, 2, \dots, n$) in series arrangement. Each subsystem C_i can contain several components of type i connected in parallel from various versions which are proposed by the suppliers on the market. Each version in turn can contain one or more identical components in parallel. Components are characterized by their cost, availability and performance according to their version. Different versions of components may be chosen for any given subsystem component. Thus, our study is not limited to the case where only the homogeneous components are used. Beside a lot of alternatives lead to change the performance and reliability as in series-parallel replacement and modernization problems [2-3]. The simplest method in this work to help system performance to face to the increase demand is its expansion

1.1. Literature Review

The classical reliability theory is based on the binary assumption that the system is either working perfectly or completely failed. However, in many real life situations we are actually able to distinguish among various levels of performance for both subsystem and its components. In this case, it is important to develop MSS reliability theory. Most of research works in MSS reliability (availability) analysis extend the results in binary state system theory to the multi-state case. A good and extensive recent review of the literature can be found for example in [4] or [5]. Generally, the methods of MSS reliability assessment are based on many different approaches as: The structure function approach, the stochastic process (mainly Markov) approach, the simulation technique (Monte-Carlo) and the universal moment generating function (UMGF) approach.

The problem of total investment-cost minimization, subject to reliability or availability constraints, is well known as the redundancy optimization problem (ROP). The ROP for series parallel systems is NP-hard [6] and has been studied in many different forms as summarized in [7] and more recently in [8]. In most existing works on ROP, it is usually assumed that a system may experience only two possible states. The ROP for the multi-state reliability was introduced in [9]. In [10] and [1], genetic algorithms were

used to find the optimal or nearly optimal power system structure. In [11] the multi-stage expansion-planning problem for multi-state series-parallel system is solved by using a genetic algorithm as an optimization tool.

This paper uses a *harmony search* optimization to solve the multi-stage expansion-planning problem for multi-state series-parallel electrical power system. The idea of employing a harmony search to solve combinatorial optimization problems was recently proposed in [12]. It has been recently adapted for the reliability design of binary state systems [13]. The harmony search method has not yet been used for the multi-stages expansion problem.

II. EXPANSION PLANNING PROBLEM

There has been much interest in production scheduling models, where expansion-planning (EPP) is considered. To formulate the expansion-planning problem of power system, let consider a series-parallel power system containing n subsystems C_i ($i = 1, 2, \dots, n$) in series arrangement as sketched in figure 1. Each component C_i in turn contains a number of different components connected in parallel. All components of any given subsystem component belonging to different version v . Components are characterized by their availability (A_{iv}), cost (C_{iv}) and performance (r_{iv}) according to their version. The structure of subsystem component i can be defined by the numbers of parallel components (of each version) k_{iv} for $1 \leq v \leq V_i$, where V_i is a number of versions available for component of type i . Figure 2 illustrates these notations for a given component i . Each version k_{iv} contains m -identical components which are also connected in parallel. The entire system can therefore be defined by the set of triplets $k_0 = \{A_{iv}, \sum_{iv}, C_{iv}\}$ ($1 \leq i \leq n, 1 \leq v \leq V_i$). Where k_0 represent the initial system structure. In fact, for given triplet k_0 , the total cost of the initial power system structure can be calculated as:

$$C_0 = \sum_{i=1}^n \sum_{v=1}^{V_i} k_{iv} C_{iv} \quad (1)$$

2.1. Partial optimal design problem

The multi-state EPP of electrical power system at the initial period can be formulated as follows: find the minimal cost system configuration k_1, k_2, \dots, k_n , such that the corresponding availability exceeds or equal the specified availability A_0 . That is,

$$\text{Minimize } C_0 = \sum_{i=1}^n \sum_{v=1}^{V_i} k_{iv} C_{iv} \quad (2)$$

$$\text{subject to } A(k_1, k_2, \dots, k_n, D, T) \geq A_0 \quad (3)$$

2.2. Determination of the expansion-plan

In the cases when the production system is not able to satisfy the consumer demand. The existing system structure must be reinforced. This is way to enhance system performance and/or reliability to be improved. This solution is more realistic, practical and rather than designing a new structure. Indeed, the system should be expanded at different stage of the study period Y , in which the load curve demand varies from stage to stage. Each stage θ begins $\tau(\theta)$ years after the initial stage (i.e., initial stage θ). To provide the desired level of productivity and reliability, systematically the adding or retrieve by replacement of components can be chosen from different versions of any given subsystem component. To distinguish between components characteristics of existing structure and the adding components the notation of component versions is introduced. For each subsystem component i there are several component versions available in the market. A set of parameters contain the nominal capacity (r_{ih}), availability (A_{ih}) and cost (C_{ih}) is specified for each version h of component of type i . Therefore, component can be defined by $r_{ih}(\theta)$ ($1 \leq h \leq H_i$) where H_i define the total number versions of the expanding components.

The entire expansion system may be defined by the vectors $r_i(\theta) = \{r_{ih}(\theta)\}$ ($1 \leq i \leq n, 1 \leq h \leq H_i$) at stage (θ). For given set of $r_1(\theta), r_2(\theta), \dots, r_n(\theta)$, the total cost of the system expansion at stage (θ) can be calculated at present value as:

$$C(\theta) = \sum_{i=1}^n \sum_{h=1}^{H_i} r_{ih}(\theta) C_{ih} \pm \frac{1}{(1+IP)^{\tau(\theta)}} C_0 \quad (4)$$

where IP represent the interest rate.

For given expansion structure k defined by the vectors $k = \{r_1(\theta), r_2(\theta), \dots, r_n(\theta)\}$, the total cost investment during all the study period Y can be calculated as follows

$$C(k) = \sum_{\theta=1}^Y \left(\sum_{i=1}^n \sum_{h=1}^{H_i} r_{ih}(\theta) C_{ih} \pm \frac{1}{(1+IP)^{\tau(\theta)}} C_0 \right) \quad (5)$$

2.3. Total optimal design problem

The multi-state system redundancy expansion optimization can be formulated as follows: find the minimal cost of system expansion structure ($k_0, k, D(\theta), T(\theta)$) that meets or exceeds the required availability A_0 . That is,

Minimize

$$C(k) = \sum_{\theta=1}^Y \left(\sum_{i=1}^n \sum_{h=1}^{H_i} r_{ih}(\theta) C_{ih} \pm \frac{1}{(1+IP)^{\tau(\theta)}} \sum_{i=1}^n \sum_{v=1}^{V_i} k_{iv} C_{iv} \right) \quad (6)$$

$$\text{Subject to } A(k, k, D(\theta), T(\theta)) \geq A_0 \quad (7)$$

To estimate the availability index at each stage of study, it is necessary to calculate the overall probability that the load demand corresponding to this stage is not met. This method is referred to the availability of reparable multi-state system.

2.4. Availability of reparable multi-state systems

The considered system is a series-parallel power system composed of a number of failure prone units, such that the failure of some components leads only to a degradation of the system performance. This system is considered to have a range of performance levels from perfect functioning to complete failure. In fact, the system failure can lead to decreased capability to accomplish a given task, but not to complete failure. An important MSS measure is related to the ability of the system to satisfy a given demand.

When applied to electric power systems, reliability is considered as a measure of the ability of the system to meet the load demand (D), i.e., to provide an adequate supply of electrical energy (E). This definition of the reliability index is widely used for power systems: see e.g., [16-17-18] and [1]. The Loss of Load Probability index (LOLP) is usually used to estimate the reliability index [19]. This index is the overall probability that the load demand will not be met. Thus, we can write $R = \text{Prob}(E \geq D)$ or $R = 1 - \text{LOLP}$ with $\text{LOLP} = \text{Prob}(E < D)$. This reliability index depends on consumer demand D . For reparable MSS, a multi-state steady-state availability E is used as $\text{Prob}(E \geq D)$ after enough time has passed for this probability to become constant [18]. In the steady-state the distribution of states probabilities is given by equation (8), while the multi-state stationary availability is formulated by equation (9):

$$P_j = \lim_{t \rightarrow \infty} [\text{Prob}(\sum(t) = \sum_j)] \quad (8)$$

$$E = \sum_{\sum_j \geq D} P_j$$

At each operation period of stage (θ) the demand distribution represented by the cumulative curve is predicted. If the period of stage (θ) is divided into M_θ intervals with duration's $T_j(\theta)$ ($1 \leq j \leq M_\theta$) and each interval has a required demand level $D_j(\theta)$. We denote by $D(\theta)$ and $T(\theta)$ the

III. HPTIMIZATION PROBLEM

The problem formulated in this paper is a complicated combinatorial optimization problem. The total number of different solutions to be examined is very large, even for rather small problems. An exhaustive examination of the enormous number of possible solutions is not feasible given reasonable time limitations. Thus, because of the search space size of the ROP for MSS, a new meta-heuristic is developed in this section. This meta-heuristic consists in an adaptation of the harmony search optimization method.

3.1. The HS principle

Recently, [20] introduced a new approach to optimization problems derived from the study of musician, called "Harmony Search Algorithm". The HS algorithm mimics musical improvisation process where the musicians try to find a better harmony. A musician always desires to reach the best harmony, which can be obtained by numerous practices. The pitches of the instruments are adjusted after each practice. The HS will be explained in the following, similar to the work in [21]. Fig. 3 demonstrates the analogy between HM and power system design. HM is the most important part of HS, which is shown in Fig. 1. Jazz improvisation is the best example for clarifying the HM. Many jazz of five music instruments consist of a guitarist, double bassist, and pianist. Each musician in the trio has different pitches: guitarist (Sol, Si, Re, Fa, Mi); double bassist (Fa, Mi, Re, La, Si); pianist (Si, Re, Mi, Do, La). Let the guitarist randomly play Sol out of its pitches (Sol, Si, Re, Fa, Mi), double bassist Si out of (Fa, Mi, Re, La, Si) and pianist Re (Si, Re, Mi, Do, La). Therefore, the new harmony (Sol, Si, Re) becomes another harmony (musically G-chord). If the new harmony is better than existing worst harmony in the HM, new harmony is included in the HM and the existing worst harmony is excluded from the HM. The process is repeated until the best harmony is obtained.

We consider a power system design process to built, which consists of five different design variables: First design variable is selected from generators sub-system: $x_1^1 \rightarrow \{x_{11}^1, \dots, x_{18}^1\}$, second from MT/HT transformers sub-system $x_2^1 \rightarrow \{x_{21}^1, \dots, x_{25}^1\}$, third from THT lines sub-system $x_3^1 \rightarrow \{x_{31}^1, \dots, x_{34}^1\}$, fourth from HT/MT transformers sub-system $x_4^1 \rightarrow \{x_{41}^1, \dots, x_{45}^1\}$, and the end from the MT lines sub-system $x_5^1 \rightarrow \{x_{51}^1, \dots, x_{55}^1\}$. At *initial stage* a vector solution is selected randomly from each sub-system one and /or more components are selected. For this stage the process starting to optimise the power designs.

If the new selected power design is better than the existing worst power design, the worst power design present the highest objective function value, the new design is included, and the worst design is excluded from vector solution of power design process. This procedure is repeated until the terminating criterion is satisfied.

An analogy is presented between the music improvisation process [20] and the optimum electrical power design can be established in the following way: The harmony denotes the power design vector; whereas the different harmonies during the improvisation represent the different power design vectors throughout the optimum power design process. Each musical instrument denotes the sub-system power design variables (set of electrical components) of objective function. The pitches of the instruments represent the design variable's values (components technology with no position). A better harmony represents local optimum, and the best harmony is the global optimum.

3.2. HS -based initial solution approach

The optimum design algorithm developed for power design based on harmony search method treats the sequence number of the components technology in the list selected for each sub-system components as a design variable. Once a sequence number of technology is selected then the sub-system components designation and properties of this latter become a new available for the algorithm. Hence the design vector consists of the integer numbers that are the sequence number of technologies in the discrete set. Since each row of the harmony memory matrix corresponds to a candidate for power design, the components of this matrix represent the order number of components technologies. The design algorithm consists of the following steps.

The optimum power design algorithm using HS is sketched basically as shown in Fig. 4.

3.2.1. Initialize the harmony search parameters:

The HS algorithm parameters are attained in this step. These are harmony memory size (HMS), harmony memory consideration rate (HMCR), pitch adjustment ratio (PAR), and stopping criteria (number of improvisation). These parameters are selected depending on the problem.

3.2.2. Initialize harmony memory:

The HM matrix is filled with randomly generated designs as the HMS.

Each vector denotes a power design vectors solutions in the HM $x_{1k}^1, x_{2k}^2, \dots, x_{gk}^{HMS}$ and the corresponding unconstrained objective function value, respectively $f(x^1), \dots, f(x^{HMS})$. The power system designs are stored by the unconstrained objective function values $f(x^1) < f(x^2), \dots, < f(x^{HMS})$. The aim of using HM is to preserve better power systems designs in the search process.

Calculate the initial cost power design at the initial stage: C_0

Calculate the Availability of the initial power design at the initial stage: A_0

3.2.3. Improve a new harmony:

A new harmony $[x^{nv}] = \{x_{11}^{nv}, x_{12}^{nv}, \dots, x_{gk}^{nv}\}$ is improvised from either the HM or entire technologies from each sub-systems list. Three rules are used for the generation of a new harmony. These are HM consideration, pitch adjustment, and random generation. In the HM consideration, the value of the first power design variable $[x_{g-1,1}^{nv}]$ for a new harmony is chosen from any value HM (ie. $\{x_{1k}^1, \dots, x_{gk}^{HMS}\}$) or entire available technology in the market denoted the available technologies by $[Y_{AT}]^2$. HMCR is applied as follows:

$$\begin{cases} x_{gi}^{nv} \in \{x_{gi}^1, x_{gi}^2, \dots, x_{gi}^{HMS}\} & \text{If } ran \leq HMCR \\ x_{gi}^{nv} \in Y_{TA} & \text{If } ran > HMCR \end{cases} \quad (9)$$

(**ran**) is the random number uniformly distributed over the interval [0,1] and generated. If the **ran** number is less than the HMCR value, i^{th} power design variable of new power design $[x_{gk}^{nv}]$ is selected from the current values stored in the i^{th} column of HM. Otherwise the i^{th} power design variable of new power design $[x_{gk}^{nv}]$ is selected from the entire available technologies list $[Y_{AT}]$.

Any power system design variable of the new harmony, $[x^{nv}] = \{x_{11}^{nv}, x_{12}^{nv}, \dots, x_{gk}^{nv}\}$, obtained by the memory consideration is examined to determine whether it is pitch-adjusted or not. Pitch adjustment is made by PAR. PAR investigates better power system design in the neighboring of the current power system design. PAR is applied as follows:

$$PAD \text{ for } x_{gi}^{nv} \begin{cases} \text{Yes If } ran_1 \leq PAR \\ \text{No If } ran_1 > PAR \end{cases} \quad (10)$$

(**ran**₁) is the random number uniformly distributed over the interval [0,1] and generated. If this random number is less than the PAR, x_{gi}^{nv} is replaced with its neighbor technology components list. If this random number is not less than PAR, x_{gi}^{nv} remains the same.

3.2.4. Update the harmony memory:

If the new harmony $[x^{nv}] = \{x_{11}^{nv}, x_{12}^{nv}, \dots, x_{gk}^{nv}\}$ is better than the worst power design in the HM, the new power design is included in the HM, and the existing worst harmony is excluded from the HM. In this process, it should be noted that HM matrix is sorted again by

unconstrained objective function and the same power design is not permitted in the HM more than once.

4.2.5. Stopping criterion:

The steps in Section 4.2.3 and 4.2.4 are repeated until a termination criterion is satisfied or reaching the number of improvisation (NI).

Calculate the initial optimal cost power design at the initial stage: $\tau(0) = 0 \rightarrow C_0$

Calculate the Availability of the optimal power design at the initial stage: $\tau(0) = 0 \rightarrow A$

Considering now the case when the power demand increases or decreases randomly. For any stage $\tau(\theta) \neq 0$, the process starts by proposing the following method:

IV. ILLUSTRATIVE EXAMPLE

To illustrate the proposed harmony search algorithm, a numerical example is solved by use of the data given in table 1. Each component of the subsystem is considered as a unit with total failures. Figure 6 contains the data of cumulative load demand. The maximum numbers of electrical components k_{max} in parallel are set to (7, 8, 4, 9, 4). The numbers of music instruments are equal to the power sub-systems. The simulation results depend greatly on the HS algorithm parameters values: HMCR = 0.7; PAR = 0.5; HMS = 5; and NI = 75 for the first design. Several simulations are made for the expansion-planning power system where $0.7 \leq HMCR^{\tau(1)} \leq 0.8$ $0.5 \leq PAR^{\tau(1)} \leq 0.65$; $HMS^{\tau(1)} = 0.5$; $HMS^{\tau(\theta)}$ and $NI^{\tau(1)} = 100$ the best solution is obtained in 81 improvisations. The simulation was implemented to a real example taken from Algerian network. Table 2 presents the obtained optimal electrical configuration.

5.1. Description of the system to be optimized

The electrical power station system which supplies the consumers is designed with five basic subsystems (stations) as depicted in figure.7. The figure.6 showed the detailed process of the electrical power station system distribution. The process of electrical power system distribution follows as: The electrical power is generated from the station units (subsystem 1). Then transformed for high voltage (HT) by the HT transformers (subsystem 2) and carried by the HT lines mashed electrical network (subsystem 3). A second transformation in HT/MT transformers (subsystem 4) which supplies the MT load by the MT mashed electrical network (subsystem 5).

Optimization result and discussion

Much work in the field of reliability optimization analysis has been devoted using meta-heuristics methods. So, few of them treat the problem of expansion-planning EPP. The proposed harmony search method seeks system configuration that provides the optimal combination of components cost with adding or retrieving new component from the existing design structure under reliability constraint. Usually a gain in performance and reliability can only be obtained at an extra – trade-off between components (figure 8). To reinforce the existing design adding or retrieving components by replacement depend greatly on increasing or decreasing demand levels.

The natural objective function is to define the minimal investment design configuration under given reliability constraints at each stage. The whole of the results obtained by the proposed harmony search for given values of A_0 is illustrated in Table 2. This latter show the best initial optimal power design and the optimal power design at each stage for the EPP for one desired reliability levels A_0 (0.991). Table 2 illustrates the computed cost and reliability index of the corresponding power design. The choice of these values affects strongly the solution. A quality solution measure is proposed taken from NN method and the best solution is selected from the lower NN coefficient

$$\alpha = \frac{\text{ObjectiveFunction}(\%)}{\text{Constraint}(\%)}. \text{ Since it is a meta-}$$

heuristic method only near optimal solutions can be obtained.

V. THE CONCLUSION

In this paper, we solve the electrical expansion-planning power design optimization which is a very interesting problem often reencountered in energy industry. It is formulated as redundancy optimization problem. The resolution of this problem uses a developing harmony search algorithm. This new algorithm for choosing an optimal series-parallel electrical power system design for EPP is proposed which minimizes total investment cost subject to reliability constraints. This algorithm seeks and electrical components technologies according to their availability, nominal capacity (performance) and cost. Also defines the number and the kind of series-parallel electrical power components to put in each subsystem when consumers' demand changes by selects adding / or retrieving from initial power design. The proposed method allows a practical way to solve wide instances of reliability optimization problem of multi-state systems without limitation on the diversity of electrical components technologies put in series-parallel. A combination is used in this algorithm based on the universal moment generating function UMGF and an HS algorithm.

References

- [1] Levitin, Lisnianski, Ben-Haim and Elmakis. Structure optimization of power system with different redundant elements. *Electric Power Systems Research*, vol. 43, No. 1, 1997, pp.19-27.
- [3] G. Levitin and A. Lisnianski. Modernization 1999
- [4] Ushakov, Levitin and Lisnianski. Multi-state system reliability: from theory to practice. *Proc. of 3 Int. Conf. on mathematical methods in reliability, MMR 2002*, Trondheim, Norway, pp. 635-638.
- [5] G. Levitin and A. Lisnianski. A new approach to solving problems of multi-state system reliability optimization. *Quality and Reliability Engineering International*, vol. 47, No. 2, 2001, pp. 93-104.
- [6] Chern. On the Computational Complexity of Reliability redundancy Allocation in a Series System. *Operations Research Letters*, Vol. 11, 1992, 309-315.
- [7] Tillman, Tillman, L. Hwang, and W. Kuo, "Optimization Techniques for System Reliability with Redundancy – A review," *IEEE Transactions on Reliability*, Vol. R-26, no. 3, 1997, 148-155.
- [8] Kuo and Prasad. An Annotated Overview of System-reliability Optimization. *IEEE Transactions on Reliability*, Vol. 49, no. 2, 2000, pp 176-187.
- [9] I. Ushakov. Optimal standby problems and a universal generating function. *Sov. J. Computing System Science*, Vol. 25, N 4, 1997, pp 79-82.
- [11] G. Levitin. Multi-state Series-Parallel System Expansion-Scheduling Subject to Availability Constraints. *IEEE Transactions on Reliability* vol. 49, No. 1, 2000, pp.71-79.
- [12] Z.W. Geem, Optimal cost design of water distribution networks using harmony search, *Engrg. Optim.* 38 (3) (2006) 259–280.
- [13] A. Zeblah, E. Chatelet, M. Samrout, F. Yalaoui and Y. Massim. Series- Parallel Power System Optimization Using Harmony Search Algorithm, *International journal of power energy and conversion*, Under Press, 2008.
- [14] Lee KS, Geem ZW, Lee S-H, Bae K-W. The harmony search heuristic algorithm for discrete structural optimization. *Eng Optimiz* ;37(7):663–84; 2005.
- [15] I. Ushakov, Universal generating function. *Sov. J. Computing System Science*, Vol. 24, N 5, pp 118-129, 1986.
- [16] B.Ross, Introduction to probability models. *Academic press*, 1993.
- [17] Murchland, Fundamental concepts and relations for reliability analysis of multi-state systems. *Reliability and Fault Tree Analysis*, ed. R. Barlow, J. Fussell, N. Singpurwalla. SIAM, Philadelphia, 1975.
- [18] G. Levitin, A. Lisnianski, Ben-Haim and Elmakis, 1998) Redundancy optimization for series-parallel multi-state systems. *IEEE Transactions on Reliability* vol. 47, No. 2, pp.165-172.
- [19] R. Billinton and A. Allan, Reliability evaluation of power systems. *Pitman*, 1990.
- [20] Mahamed G.H. Omran, Mehrdad Mahdavi: Global-best harmony search *Applied Mathematics and Computation* N°198, pp - 643–656, 2008.
- [21] M. Mahdavi, M. Fesanghary , E. Damangir : An improved harmony search algorithm for solving optimization problems, *International journal of Applied Mathematics and Computation* N° 188,pp- 1567–1579. 2007.

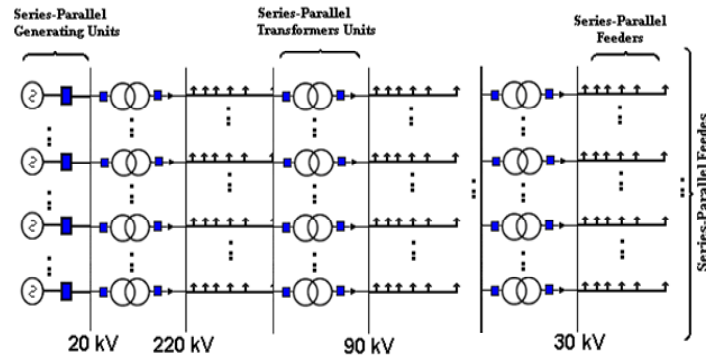


Figure 1. Synoptic of the detailed electrical Network system

TABLE 1. DATA OF AVAILABLE DIFFERENT POWER COMPONENTS TECHNOLOGIES

		Technologies #								
Sub-System #	Data Components # %	# 1	# 2	# 3	# 4	# 5	# 6	# 7	# 8	# 9
Generators 1	Reliability	0.890	0.977	0.982	0.978	0.983	0.920	0.984	/	/
	Cost	0.590	0.535	0.470	0.420	0.400	0.180	0.220	/	/
	Performance	120	100	85	85	48	31	26	/	/
MT/HT Transformers 2	Reliability	0.995	0.996	0.997	0.997	0.998	/	/	/	/
	Cost	0.205	0.189	0.091	0.056	0.042	/	/	/	/
	Performance	100	92	53	28	21	/	/	/	/
Lignes HT 3	Reliability	0.971	0.973	0.971	0.976	/	/	/	/	/
	Cost	7.525	4.720	3.590	2.420	/	/	/	/	/
	Performance	100	60	40	20	/	/	/	/	/
HT/MT Transformers 4	Reliability	0.977	0.978	0.978	0.983	0.981	0.971	0.983	0.982	0.977
	Cost	0.180	0.160	0.150	0.121	0.102	0.096	0.071	0.049	0.044
	Performance	115	100	91	72	72	72	55	25	25
Lignes MT 5	Reliability	0.984	0.983	0.987	0.981	/	/	/	/	/
	Cost	0.986	0.825	0.490	0.475	/	/	/	/	/
	Performance	128	100	60	51	/	/	/	/	/

Solution obtained by harmony search optimization algorithm

Table 2. Optimal solutions for expansion-planning problem EPP

A_0	Structure	Stage 0 Current Year	Stage1=2 Years	Stage 2=3 Years
0.991		Cost = 13.60	Cost = 17.703	Cost = 12.997
		A(k) 0.9927	0.9935	0.997
	Sub-System 1	4-4-6-7-4	4-4-6-7-4; 1(4) [*] -1(7) [*]	4-4-6-7-4; 1(4) ^{**}
	Sub-System 2	4-4-4-4-4-4-4	4-4-4-4-4-4-4	4-4-4-4-4-4; 2(4) ^{**}
	Sub-System 3	1-4	1-4; 2(4) [*]	1-4
	Sub-System 4	7-7-7-9	7-7-7-9; 1(8) [*]	7-7-7-9; 1(7) ^{**}
	Sub-System 5	4-4-4	4-4-4; 2(4) [*]	4-4-4

Transport de l'Energie Electrique

Three-Level Series Active Power Filter

L. Zellouma and S. Saad

Laboratoire des Systèmes Electromécaniques, University of Badji Mokhtar-Annaba-Algeria

Emails: zellouma13@yahoo.fr, saadsalah2006@yahoo.fr

Abstract — In this paper, the three-level inverter is used as a series active power filter, making use of the multilevel inverter advantages of less total harmonic distortion and reduced semiconductor ratings. This filter is a three level PWM voltage source inverter used to suppress harmonic voltage drawn from a nonlinear load and acts as zero impedance for the fundamental frequency and as high resistor for harmonic frequencies. Most previously reported three-phase series active power filters are based on two-level inverters with conventional controllers requiring a complex and a complicated mathematical model. In order to overcome this problem a fuzzy logic controller is used and extended to a three level SAPF.

This work presents principles of operation and design of a fuzzy logic controller algorithm to control the harmonic voltages. The viability of the proposed algorithm is validated with computer simulation. The obtained results showed that source voltage is sinusoidal and in phase with source current. The proposed solution has achieved a low total harmonic distortion demonstrating the effectiveness of the presented fuzzy logic control algorithm.

Keywords — Active power filter, passive power filter, power quality compensator, fuzzy controller, conventional controller.

1 – Introduction

Power quality deterioration generally results from the intensive use of static converters and other non-linear loads. The reduction of the harmonic and reactive currents becomes an increasingly required issue. Passive LC filters have been used [1] to remove line current harmonics and to improve the power factor. However, when implemented, these passive filters present many drawbacks such as tuning problems, series and parallel resonance.

Recently active power filters have been widely used, studied and presented as a solution to harmonic problems. These filters are classified into shunt active power filter, injecting compensating currents [2,3,4,5]; the series active power filter, injecting compensating voltages through a transformer [2,3,6,7]; the hybrid filters (parallel passive filters and series active power filter) [8,9] acting as zero impedance for the fundamental frequency and as high resistor for harmonics frequencies and finally, Unified Power Quality Conditioner UPQC (series active power filter and shunt active power filter) compensating supply voltage and load current [10].

The series active power filter is appropriate for compensating harmonic voltage source, which has sufficient capacitance component in the DC link of the

rectifier. In particular, the solution for harmonic voltage source is critical because the loads that act as harmonic voltage sources, such as copiers, fax machines, fluorescent lamps, air conditioners etc., have continued to increase.

Therefore, a hybrid filter topology has been developed achieving the desired damping performance with a significant reduction in the kVA-rating required by the power shunt active filter [8,9].

Active power filter implemented with two levels voltage source inverters have been widely studied and used to eliminate harmonics. Due to power handling capabilities of power semi-conductors, these active power filters are limited in medium power applications. Hybrid topologies shunt passive filter and series active filter were proposed to achieve high power filters.

Recently, there has been an increasing interest in using multilevel inverters for high power drives, reactive power and harmonics compensation [11,12,13,14,15]. Multilevel pulse width modulation inverters can be used as series active power filter for high power applications solving the problem of power semiconductor limitation. The use of neutral-point-clamped (NPC) inverters allows equal voltage shearing of the series connected devices in each phase.

Most previously reported three-phase series active power filters are based on two-level inverters with conventional controllers requiring a complex and a complicated mathematical model.

This paper presents a three level series active power filter implemented with a three level NPC voltage source inverter. A fuzzy logic controller is proposed to control the harmonic voltage in three level series active power filter.

The PWM technique [16] is employed to generate the inverter switching signals and $p-q$ theory [17,18] for harmonic voltage identification.

A SIMPOWERSYSTEM Matlab /simulation model based on proposed control strategy is given and the simulation results are discussed.

2- Series APF topology description and modeling

A- Description of the APF Topology

Fig.1, shows the topology of the combined series APF and shunt passive filter, acting as zero impedance for the fundamental frequency and as high resistor for the harmonics frequencies.

The APF, which is supplied by a low power PWM inverter, is connected in series with the main supply and the non-linear load through the current transformer. The passive filter connected in parallel to the load is used to damp the 5th and the 7th harmonic of V_l because of their high amplitudes.

The series APF acts as a voltage source and inject a compensating voltage in order to obtain a sinusoidal load voltage. The developments in digital electronics, communications and in process control system have made the loads very sensitive, requiring ideal sinusoidal supply voltage for their operation.

The APF, which is supplied by a low power PWM inverter, is connected in series with the main supply and the non-linear load through the current transformer. The passive filter connected in parallel to the load is used to damp the 5th and the 7th harmonic harmonic of V_l because of their high amplitudes.

It can be found out from the analysis of the process of operation principle that the simultaneous and accurate acquisition of reference voltage signal is very important. In this paper a fuzzy logic controller is proposed as a solution to improve the compensating harmonic voltages.

The control method is aimed to control a PWM inverter to produce the desired compensating voltage, in the output of the series APF.

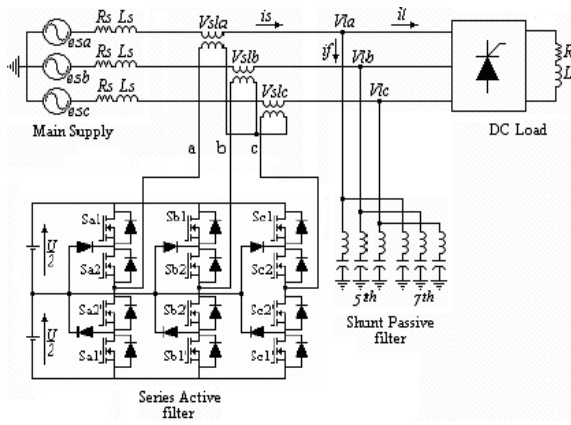


Fig.1. General Configuration of hybrid active power filter

b- Modelling

Fig.2. shows the per-phase equivalent scheme of the studied topology.

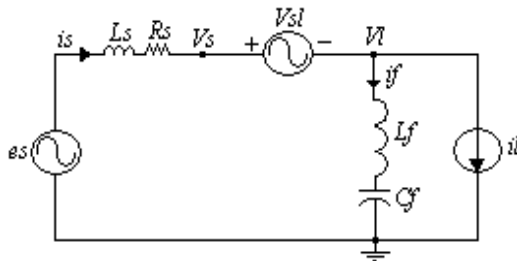


Fig.2. Per-phase equivalent scheme.

Where:

es , is , Ls , Rs : source voltage, source current, source inductance, and source resistance,

Vs : line voltage,

Vl , il : load voltage and load current,

Vsl : controllable voltage source representing the series active power filter,

if , Cf , Lf : shunt passive filter current, passive filter capacitance, and passive filter inductance.

This equivalent scheme is modeled by (1) and (2):

$$Vsl = Vs - Vl \quad (1)$$

$$is = if + iL \quad (2)$$

Where,

$$Vs = es - Rs \cdot is - Ls \frac{dis}{dt} \quad (3)$$

The voltage error is given by:

$$\Delta Vsl = Vslref - Vsl \quad (4)$$

$Vslref$ is expressed by:

$$Vslref = Vsh - Vl_h \quad (5)$$

$$Vsh = k \cdot ish \quad (6)$$

Vsh , Vl_h , ish : represent, respectively, the harmonic components present in Vs , Vl , and is .

k : is a current sensor gain.

3- APF voltage references determination

The harmonic component Vsl_h of Vsl is defined by:

$$Vsl_h = Vsl - Vslf \quad (7)$$

First, we extract the p - q components of Vsl :

$$\begin{bmatrix} Vslp \\ Vslq \end{bmatrix} = C_{pq} \cdot C_{32} \begin{bmatrix} Vsla \\ Vslb \\ Vslc \end{bmatrix} \quad (8)$$

C_{pq} , C_{32} representing the Park matrix and Concordia matrix given respectively by:

$$C_{pq} = \begin{bmatrix} \sin(\omega t) & -\cos(\omega t) \\ -\cos(\omega t) & -\sin(\omega t) \end{bmatrix}$$

$$C_{32} = \sqrt{2/3} \begin{bmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix}$$

Next, decomposition of $Vslp$ and $Vslq$ into continuous components \bar{Vslp} , \bar{Vslq} and alternative components

\tilde{Vslp} , \tilde{Vslq} :

$$Vslp = \bar{Vslp} + \tilde{Vslp} \quad (9)$$

$$Vslq = \bar{Vslq} + \tilde{Vslq} \quad (10)$$

\bar{Vslp} , \bar{Vslq} are obtained via a second order low-pass filter.

Then, the obtained three-phase fundamental components are presented below:

$$\begin{bmatrix} Vslfa \\ Vslfb \\ Vslfc \end{bmatrix} = C_{23} \cdot C_{pq}^{-1} \begin{bmatrix} \bar{Vslp} \\ \bar{Vslq} \end{bmatrix} \quad (11)$$

Finally, this algorithm can be represented as shown in the block diagram of Fig.3.

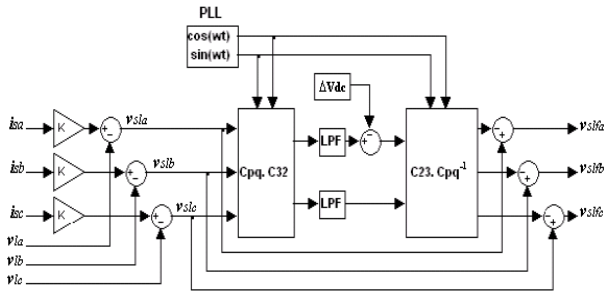


Fig.3. Block diagram of voltages references determination

4 – Inverter control using PWM

The control method is aimed to control PWM inverter to produce the desired compensation voltage, in the output of series APF. This method is achieved by implementing a fuzzy logic controller [19,20,21] which starts from the difference between the injected voltage (V_{inj}) and the calculated reference voltage (V_{slf}) that determines the reference voltage of the inverter (modulating wave). This reference voltage is compared with two carrying triangular identical waves shifted one from other by a half period of chopping producing the control signal to control the on-off of the IGBT. The general block diagram of voltage control is shown in Fig.4.

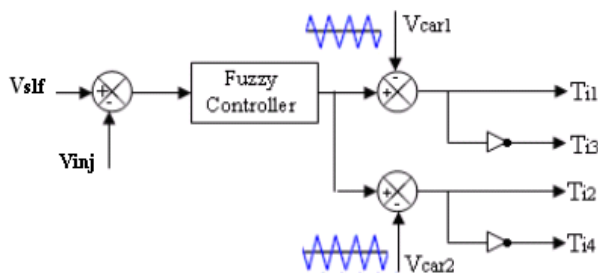


Fig.4. PWM synoptic block diagram of voltage control

The control of inverter arm constituting the series active filter is summarized in the two following steps.

- Determination of the intermediate signals V_{i1} and V_{i2} .

If error \geq carrying 1 $\Rightarrow V_{i1} = 1$

If error $<$ carrying 1 $\Rightarrow V_{i1} = 0$

If error \geq carrying 2 $\Rightarrow V_{i2} = 0$

If error $<$ carrying 2 $\Rightarrow V_{i2} = -1$

- Determination of control signals of the switches T_{ij} ($j = 1, 2, 3, 4$).

If $(V_{i1} + V_{i2}) = 1 \Rightarrow T_{11} = 1, T_{12} = 1, T_{13} = 0, T_{14} = 0$

If $(V_{i1} + V_{i2}) = 0 \Rightarrow T_{11} = 0, T_{12} = 1, T_{13} = 1, T_{14} = 0$

If $(V_{i1} + V_{i2}) = -1 \Rightarrow T_{11} = 0, T_{12} = 0, T_{13} = 1, T_{14} = 1$

5 – Fuzzy Control Application

Fuzzy logic serves to represent uncertain and imprecise knowledge of the system, whereas fuzzy control allows

taking a decision even if we can't estimate inputs/outputs only from uncertain predicates. Fig. 5, shows the synoptic scheme of fuzzy controller, which possesses two inputs (the error (e), ($e = V_{slf} - V_{inj}$) and its derivative (de)) and one output (the command (cde)).

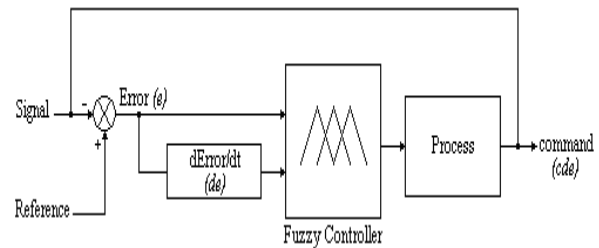


Fig.5. Fuzzy controller synoptic diagram

The objective is to obtain a sinusoidal source currents (and load voltages) in phase with the supply voltages at the common coupling point. This step consists on replacing the conventional controllers (P, PI...) by fuzzy logic controllers. The fuzzy controller algorithm is designed as follows:

- Three fuzzy sets for each input (e , de) with Gaussian membership functions,
- Five fuzzy sets for the output with triangular membership functions,
- Implications using the 'minimum' operator, inference mechanism based on fuzzy implication containing five fuzzy rules,
- Defuzzification using the 'centroid' method.

The establishment of the fuzzy rules illustrated in Fig.6, is based on the error (e) sign, variation and knowing that (e) is increasing if its derivative (de) is positive, constant if (de) is equal to zero, decreasing if (de) is negative, positive if ($V_{slf} > V_{inj}$), zero if ($V_{slf} = V_{inj}$), and negative if ($V_{slf} < V_{inj}$), fuzzy rules are summarized as following:

1. If (e) is zero (Z), then (cde) is zero (Z).
2. If (e) is positive (P), then (cde) is big positive (BP).
3. If (e) is negative (N), then (cde) is big negative (BN).
4. If (e) is zero (Z) and (de) is positive (P), then (cde) is negative (N).
5. If (e) is zero (Z) and (de) is negative (N), then (cde) is positive (P).

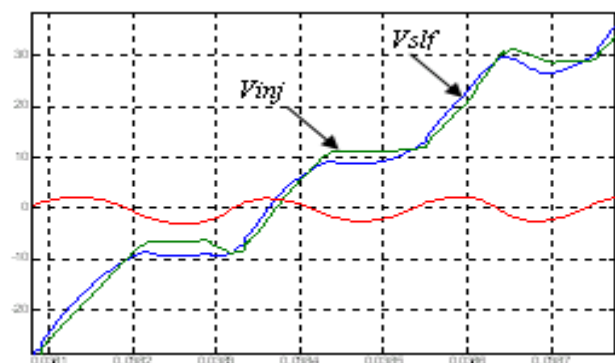


Fig.6 Fuzzy rules establishment

6 – Simulation

The simulation is carried out using a program working in MATLAB Simulink environment. The simulation parameters are given in table.1, presented below.

Table.2. Simulation Parameters

Supply: V_s, R_s, L_s	220 V, 0.01 Ω , 0.1 mH.
DC Load: R_{dc}, L_{dc}	10 Ω , 2 mH
DC supply voltage U	1000 V
Fifth harmonic filter C_f, L_f Seventh harmonic filter C_f, L_f	3.3 mH, 120 μ F 11 mH, 18 μ F
Switching frequency	10 K Hz
Current sensor gain k	5

The obtained switching signals of the three-phase three-level inverter are shown in the Fig.7.

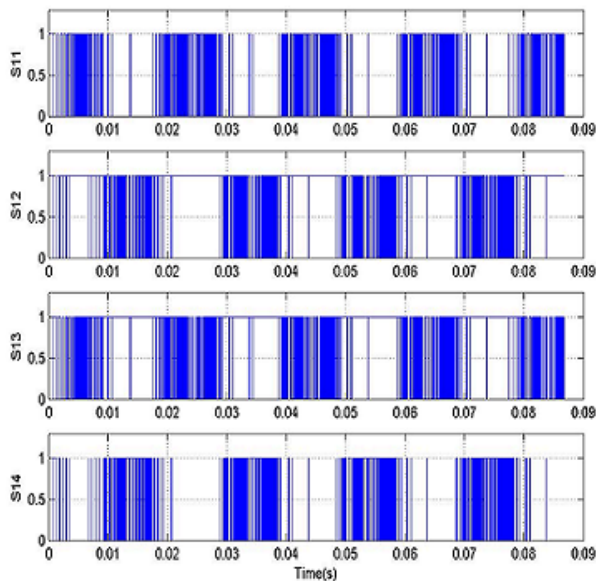


Fig. 7. Switching pulses of APF arm (S11, S12, S13, , S14)

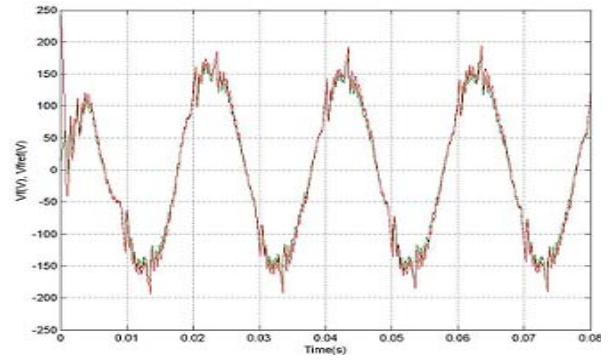


Fig.8. APF voltage output V_{sl} and its reference V_{slf} .

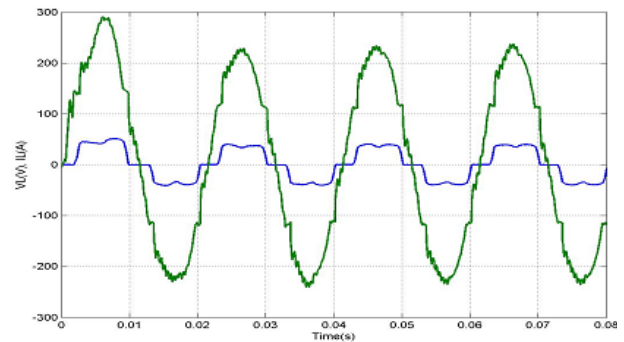


Fig. 9. Delay between Source current/voltage i_{s_a} and V_{s_a} .

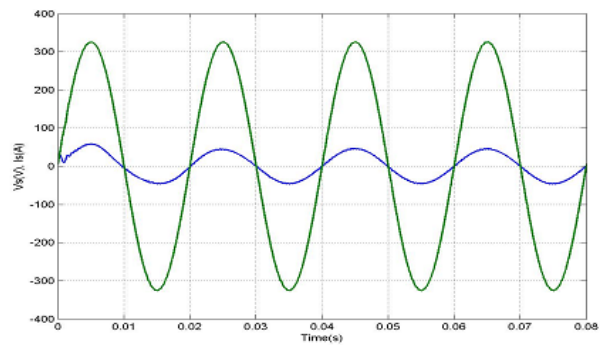


Fig. 10. Delay reduction between Source current/voltage i_{s_a} and V_{s_a} and power factor correction.

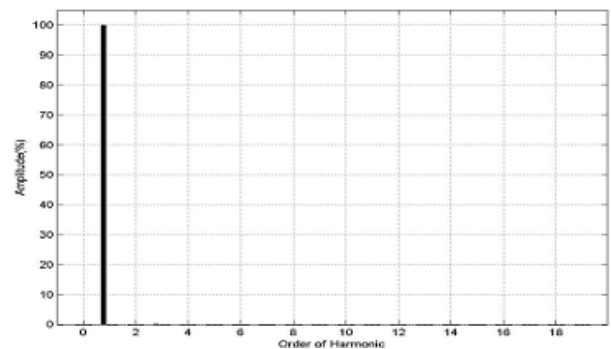


Fig.11. Source voltage spectrum when the filter is connected

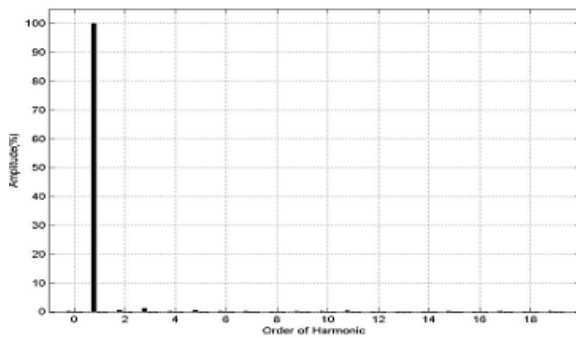


Fig. 12. Source current spectrum when the filter is connected

7- Results and discussions

To evaluate the performance of the proposed hybrid active power filter, the system specifications and passive harmonic filter parameters are given in table 1. Also, values of sensor current gain $K=5$, the switching frequency is 10Khz. The three-phase source voltages are assumed to be balanced and sinusoidal. The active filter voltage output of the phase-a is shown in Fig. 8. A load with highly nonlinear characteristics is considered for the load compensation.

Fig. 9 shows the delay between source current and source voltage (i_{sa} and V_{sa}). Fig. 10, illustrates the delay reduction between Source current/voltage i_{sa} and V_{sa} and power factor correction when the hybrid filter is connected. The Fig.11 and 12, show the source voltage spectrum and the current source spectrum when the hybrid power active filter is connected (THD i_{sa} is reduced from 24,64 % to 2 %).

Simulation results show that presented hybrid active power filter reduces THD percentage to 2 percent which is ideal for power network and also transient response is around 0.01s.

8 - Conclusion

The goal of this work is to show the advantages of the multilevel series active filter when using fuzzy logic controllers instead of conventional controllers. In fact, not only the harmonics were reduced to an acceptable rate, but also the transient response time was minimized. Moreover, the utility power factor was corrected.

The fuzzy logic controller has improved the steady state performance of series active power filter. The effectiveness of the proposed scheme is proved by simulation.

References

[1] J. C. Das, Passive Filters—Potentialities and Limitations, IEEE Transactions on Industry applications, Vol. 40, No. 1, FEBRUARY 2004, pp 232-241.
 [2] H. Akagi, "Trend in Active Power Line Conditioners", in IEEE Trans. On Ind. Electronics, Vol.9, N°3, August 1994, pp. 263-268.
 [3] Salem Rahmania, Kamal Al-Haddad a, Hadi Youssef Kanaan, A comparative study of shunt hybrid and shunt active power filters for single-phase applications: Simulation and experimental validation, Elsevier, Mathematics and Computers in Simulation 71 (2006) 345–359.
 [4] S. GH. Seifossadat, R. Kianinezhad, A. Ghasemi, M. Monadi, "Quality Improvement of Shunt Active Power Filter, Using

Optimized Tuned Harmonic Passive Filters" SPEEDAM 2008 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion, IEEE, 2008, pp 1388- 1393.
 [5] A.M. Massoud, S.J inney, D.M. Grant, B.W. Williams, Predictive Current Controlled Shunt Active Power Filter Using Three-level Cascaded Type Inverter, IEEE IET International Conference, March 2006, pp 388 – 393.
 [6] G.-Myoung Lee, Dong-Choon Lee, and Jul-Ki Seok, Control of Series Active Power Filters Compensating for Source Voltage Unbalance and Current Harmonics, IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 51, No. 1, February 2004, pp 132-139.
 [7] Hai Lan, Jincheng Liang, Weiping Wu, Research of Harmonic Detection and Fuzzy-PID Control in Series Active Power Filter, Proceedings of the 2007, IEEE International Conference on Mechatronics and Automation August 5 - 8, 2007, Harbin, China, pp 2958-2962.
 [8] Huann-Keng Chiang, Bor-Ren Lin, "Hybrid Active Power Filter for power quality compensation" EEEE, PEDS 2005 pp. 949-954.
 [9] Huann-Keng Chiang, Bor-Ren Lin, Kai-Tsang Yang and Kuan-Wei Wu, Hybrid Active Power Filter for power quality compensation, EEEE PEDS 2005, pp 950-954.
 [10] V. Khadkikar, P. Aganval, A. Chandra, A.O. Bany and T.D. Nguyen, A Simple New Control Technique For Unified Power Quality Conditioner (UPQC), 2004 11th International Conference on Harmonics and Quality of Power, pp 289-293.
 [11] A. Nabae, I. Takahashi, H. Akagi, A new neutral-point-clamped PWM inverter, IEEE Trans. Ind. Appl. 17 September (5), 1981, pp. 518–523.
 [12] V. Aburto, M. Schneider, L. Moran, J.An. Dixon, active power filter implemented with a three-level NPC voltage-source inverter, IEEE Power Electronics Specialists Conference, Jun 1997, pp 1121 – 1126.
 [13] Jin. Taotao, Wen. Jun, K. Smedley, Control and topologies for three-phase three-level active power filters, IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition, March 2005, pp 655 – 664.
 [14] B.-R. Lin, T.-Y. Yang,, Three-level voltage-source inverter for shunt active filter, IEE, Electric Power Applications, Nov. 2004, pp 744 – 751.
 [15] B.-R. Lin, H. K. Chiang, C.-H. Huang, "Three-phase three-level active power filter with a clamped capacitor topology", IEE, Electric Power Applications, July 2006, pp. 513 – 522.
 [16] H. Akagi, A. Nabae, Control strategy of active power filters using multiple voltage source PWM converters, IEEE Trans. Ind. Appl. IA-22 (May/June) 1986, pp. 460–465.
 [17] Akagi, H., Kanazawa, Y., Nabae, A., 1983. Generalized theory of the instantaneous reactive power in three-phase circuits, In proceedings of the 1985 international power electronics conference, Tokyo, Japan, pp. 1375-1386.
 [18] Gaiceau, M., 2005. Active power compensator of the current harmonics based on the instantaneous power theory, The annals of "dunarea de jos" University of Galati FASCLE III. ISSN 1221-454X. pp 23-28.
 [19] A. Hamadi, K. El-Haddad, S. Rahmani and H. Kankan, Comparison of fuzzy logic and Proportional Integral Controller of Voltage Source Active Filter Compensating Current Harmonics and Power Factor, IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT), 2004, pp. 645-650.
 [20] S. Saad, L. Zellouma, Fuzzy logic controller for three-level shunt active filter compensating harmonics and reactive power, Elsevier, Electric Power Systems Research 79 (2009) 1337– 1341.
 [21] L. Zellouma, S. Saad, Three Phase Three Level Shunt Active Filter, 2nd International Conference on Electrical and Electronics Engineering TCEEE'08, April 21-23, 2008, Amar Telidji University Laghouat, Algeria.

Adaptive on-line learning and identification of harmonic currents with Adaline neural networks

Ngac Ky Nguyen*, Patrice Wira*, Djaffar Ould Abdeslam*, Damien Flieller†, Jean Mercklé*

*Laboratoire MIPS, Université de Haute Alsace, 4 rue des Frères Lumière, 68093 Mulhouse, France

{ngac-ky.nguyen; patrice.wira; djaffar.ould-abdeslam; jean.merckle}@uha.fr

†Laboratoire GREEN, INSA de Strasbourg, 24 boulevard de la victoire, 67084 Strasbourg, France

damien.flieller@insa-strasbourg.fr

Abstract—Nonlinear loads are electrical devices that produce harmonic currents in power distribution systems. This paper presents a comparative study of several techniques based on Adalines for harmonic currents identification. This very simple artificial neural network takes advantage of the Least Mean Squares (LMS) algorithm for iteratively updating its weights. The harmonics identification techniques can be regrouped into two families: methods based on instantaneous powers and methods which work directly in a current reference frame. The methods based on instantaneous powers benefit from close relationships between currents and the part of the power that is transferred from the supply source to the loads. The great advantage of the methods from the second family is that they access directly to the currents representative of the harmonic terms generated by the nonlinear loads. Active power filters require accurate harmonic identification for the operation of re-injecting compensating currents in a power distribution system. Principles of harmonics identification are investigated and practical experiments with a real-time implementation on a digital signal processing board enables the reader to achieve optimum harmonic currents compensation for any application.

I. INTRODUCTION

Avec le développement des composants électroniques et leur utilisation croissante tant dans les réseaux industriels que domestiques, les perturbations engendrées telles que les courants harmoniques sont devenues problématiques. Les courants harmoniques se doivent d'être identifiés et filtrés afin qu'ils ne puissent ni se propager dans l'ensemble du réseau électrique, ni provoquer des effets néfastes (dysfonctionnement, mauvais rendement, destruction, etc.). De nombreuses méthodes d'identification des harmoniques ont déjà été proposées dans la littérature [1], [2]. Les filtres passifs sont des solutions avec plusieurs inconvénients ; ils ne peuvent pas s'adapter automatiquement aux changements de charge et peuvent causer un phénomène de résonance sur le réseau. Les Filtres Actifs Parallèles (FAPs) représentent aujourd'hui une solution viable et robuste [1], [3].

Les courants et les puissances sont des concepts fondamentaux qui permettent de caractériser des systèmes électriques. Ils sont généralement constitués de plusieurs composantes ayant des interprétations et des conséquences spécifiques. Nous proposons une étude théorique qui permet de caractériser les puissances et les courants impliqués dans plusieurs méthodes d'identification des harmoniques en cherchant une interprétation aux composantes de puissance ou de courant.

Ce papier introduit trois nouvelles méthodes pour identifier les courants harmoniques dans le cas général d'un système triphasé. La première se base sur la théorie des puissances instantanées réelle et imaginaire [1]. Cette théorie, également appelée méthode P-Q, est très largement utilisée dans les FAPs [3]. Nous présentons une méthode P-Q modifiée qui utilise une décomposition différente des puissances. Une seconde méthode, dite des courants actifs et réactifs, cherche les courants actifs fondamentaux permettant d'avoir la même puissance active moyenne que celle de la charge. Cette approche utilise la méthode d'optimisation de Lagrange et se base sur le calcul des puissances directement dans le repère a-b-c sans utiliser de transformation supplémentaire. La troisième méthode, appelée méthode synchronisée et décrite dans [4] et [5], utilise le système direct de tension qui est synchronisé avec les courants fondamentaux actifs afin de conserver un facteur de puissance unitaire. Basées sur des expressions différentes des puissances ou des courants, toutes ces méthodes estiment les composantes impliquées à l'aide de réseaux neuromimétiques du type Adaline [6].

Les performances des méthodes d'identification proposées sont évaluées et comparées à l'aide d'une plateforme expérimentale. Dans cette étude comparative, seule l'identification des harmoniques est testée expérimentalement sans que ne soit abordée la compensation. Compenser les distorsions harmoniques s'effectue en insérant ces méthodes au sein d'un FAP pour calculer des courants de référence à réinjecter en opposition de phase dans un réseau électrique perturbé. Les performances des 3 méthodes neuronales proposées sont comparées à d'autres méthodes, dont la méthode P-Q et la méthode des courants diphasés développée dans [3].

II. IDENTIFICATION DES COURANTS HARMONIQUES ET INTERPRÉTATION DES PUISSANCES

A. Modélisation d'un système triphasé

Un système de distribution électrique peut être modélisé par les systèmes de tensions et de courants suivants :

$$v_{Labc} = \sum_{n=1}^N \begin{pmatrix} \sqrt{2}V_{dn} \mathbf{C}_{32} \mathbf{P}(n\theta_d) \begin{bmatrix} 1 & 0 \end{bmatrix}^T \\ + \sqrt{2}V_{in} \mathbf{C}_{32} \mathbf{P}(-n\theta_i) \begin{bmatrix} 1 & 0 \end{bmatrix}^T \\ + \sqrt{2}V_{0n} \mathbf{C}_{31} \cos(n\theta_0) \end{pmatrix}, \quad (1)$$

$$i_{Labc} = \sum_{n=1}^N \begin{pmatrix} \sqrt{2}I_{dn}C_{32}P(n\theta_d) \begin{bmatrix} 1 & 0 \end{bmatrix}^T \\ + \sqrt{2}I_{in}C_{32}P(-n\theta_i) \begin{bmatrix} 1 & 0 \end{bmatrix}^T \\ + \sqrt{2}I_{0n}C_{31}\cos(n\theta_0) \end{pmatrix}, \quad (2)$$

où N est le rang de l'harmonique la plus élevée à prendre en considération. Les matrices C_{32} , C_{31} et P sont données dans [1]. Dans (1) et dans (2), θ_d , θ_i , et θ_0 sont respectivement les phases instantanées des systèmes direct, inverse et homopolaire de tension et de courant. Si θ est la phase instantanée du système alors, dans le régime permanent, la pulsation propre ω est exprimée par :

$$\omega = \frac{d\theta}{dt} = \frac{d\theta_d}{dt} = \frac{d\theta_i}{dt} = \frac{d\theta_0}{dt}. \quad (3)$$

Les puissances active et réactive absorbées par la charge d'un réseau triphasé, respectivement p et q , s'expriment ainsi :

$$\begin{aligned} p &= v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c = \bar{p}_d + \bar{p}_i + \bar{p}_0 + \tilde{p}_d + \tilde{p}_i + \tilde{p}_{di} + \tilde{p}_0 \\ q &= v'_a i_a + v'_b i_b + v'_c i_c = \bar{q}_d + \bar{q}_i + \bar{q}_0 + \tilde{q}_d + \tilde{q}_i + \tilde{q}_{di} + \tilde{q}_0 \end{aligned} \quad (4)$$

Les tensions v'_a , v'_b et v'_c sont déphasées de $\pi/2$ respectivement par rapport à v_a , v_b et v_c . Dans (4) la puissance active p s'exprime intuitivement à l'aide de composantes de puissances direct, inverse et homopolaire :

- \bar{p}_d , \bar{p}_i , \bar{p}_0 représentent des composantes continues de la puissance active et sont créés par le produit des tensions et des courants direct, inverse et homopolaire respectivement et à la même fréquence.
- \tilde{p}_d , \tilde{p}_i , \tilde{p}_0 représentent des composantes alternatives de la puissance active et sont créés par le produit de tensions et de courants direct, inverse et homopolaire respectivement et à des fréquences distinctes.
- \tilde{p}_{di} est une composante de puissance née du produit entre le système direct des tensions et le système inverse des courants et vice-versa.

La même décomposition peut être effectuée pour la puissance réactive q . La Fig. 1 montre les puissances transmises entre deux systèmes connectés. Ces systèmes sont typiquement un système d'alimentation et un système de consommation, autrement dit une source et une charge.

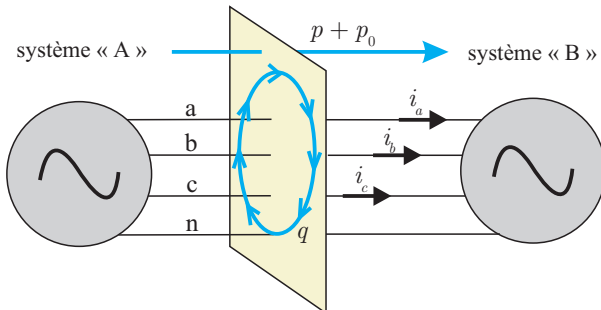


Fig. 1. Représentation des puissances échangées entre deux systèmes électriques triphasés et connectés ensemble

B. Interprétation physique des puissances active, réactive et homopolaire

Les puissances impliquées dans le transfert d'énergie au sein d'un réseau électrique sont de natures diverses. On distingue généralement :

- **La puissance active p** : L'objectif des systèmes de distribution est le transfert d'énergie de la source aux charges. L'énergie sur l'unité de temps est la *puissance active instantanée*. Plus cette valeur est grande et constante, plus le système de distribution est optimal. La puissance active instantanée se compose d'une partie continue et d'une partie alternative. La partie continue est utile car elle contribue directement à la consommation d'énergie active. Par contre, la partie alternative n'est pas utile et induit des effets indésirables tels que des échauffements de câbles et de transformateurs, des vibrations, etc.
- **La puissance réactive q** : La puissance réactive, indépendante de la présence des harmoniques ou du déséquilibre, ne contribue pas au transfert d'énergie entre la source et la charge. Cette puissance représente une quantité d'énergie échangée entre les phases du réseau et n'est pas consommée par la charge. Elle se compose également des parties continue et alternative. La présence de la puissance q fait baisser le facteur de puissance et l'efficacité de la distribution d'énergie.
- **La puissance homopolaire p_0** : Cette composante de puissance a les mêmes caractéristiques que la puissance instantanée dans le cas d'un système monophasé. Composée de deux parties, sa partie continue contribue au transfert d'une énergie consommable et sa partie alternative transfère également de l'énergie instantanément mais à une fréquence différente induisant des effets néfastes. La partie continue de la puissance homopolaire peut augmenter l'énergie totale transférée. De ce point de vue, elle apparaît comme intéressante et utile. Il faut cependant noter que p_0 ne peut être uniquement constituée que de \bar{p}_0 . En effet, cette puissance est obligatoirement composée des parties \bar{p}_0 et \tilde{p}_0 , et une élimination de \tilde{p}_0 va de pair avec une élimination de \bar{p}_0 .

Améliorer la qualité du transfert de l'énergie passe par la suppression de certaines composantes de puissance. Il faut pour cela identifier et compenser les courants harmoniques et réactifs (représentés par la puissance réactive) qui sont produits par les charges non linéaires. Les filtres actifs sont des solutions efficaces car ils intègrent une stratégie d'identification des courants harmoniques et réactifs. Une première stratégie a été proposée par Akagi [1], elle est basée sur le calcul des puissances instantanées. Elle a permis de mettre au point une nouvelle méthode qui est détaillée dans la Section III.

C. Méthode des puissances instantanées réelle et imaginaire (méthode P-Q)

La théorie définie par Akagi [1] est basée sur la définition des puissances à un instant précis. La forme des tensions et des courants n'est pas restrictive, et elle est valable aussi bien

en régime permanent que pendant le régime transitoire. Cette théorie est particulièrement avantageuse pour analyser les puissances active et réactive. Elle est d'une grande flexibilité pour la conception d'un système de transfert d'énergie. Les puissances active et réactive sont calculées par l'expression suivante où les tensions et les courants dans le repère α - β sont obtenus par les matrices de Concordia ou de Clarke :

$$\begin{bmatrix} p_0 \\ p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_0 & 0 & 0 \\ 0 & v_\alpha & v_\beta \\ 0 & v_\beta & -v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_0 \\ i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{p}_0 + \tilde{p}_0 \\ \bar{p} + \tilde{p} \\ \bar{q} + \tilde{q} \end{bmatrix}. \quad (5)$$

L'estimation des composantes continues des puissances active, réactive et homopolaire, respectivement \bar{p} , \bar{q} , et \bar{p}_0 permet de cibler les parties indésirables des puissances. \bar{p} , \bar{q} , et \bar{p}_0 peuvent être obtenues, soit à l'aide de trois filtres passe-bas [2], soit à l'aide de trois réseaux Adalines [3]. La Fig. 2 résume ce principe lorsque le système est équilibré, c'est-à-dire lorsque $p_0 = 0$. Deux Adalines avec une mise à jour des poids en ligne sont nécessaires dans ce cas. La Fig. 3 montre les termes sinusoïdaux issus du développement mathématique de la puissance instantanée \bar{p} . Ces termes constituent les entrées de l'Adaline. Ce principe permet d'obtenir une estimation fiable et en temps-réel de la puissance instantanée et les poids de l'Adaline représentent les amplitudes des termes sinusoïdaux.

III. NOUVELLES MÉTHODES NEURONALES D'IDENTIFICATION DES HARMONIQUES

A. Méthode P-Q modifiée

Dans [1], les auteurs proposent également une alternative à la méthode P-Q. Cette méthode P-Q modifiée traite toutes les puissances à la fois, active, réactive et homopolaire. Lorsque les systèmes de tensions et de courants sont équilibrés, les deux méthodes utilisent les mêmes expressions pour le calcul des composantes continues. Par contre, dans le cas déséquilibré, la méthode P-Q modifiée se base sur la décomposition suivante :

$$\begin{bmatrix} p \\ q_\alpha \\ q_\beta \\ q_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_\alpha & v_\beta & v_0 \\ 0 & -v_0 & v_\beta \\ v_0 & 0 & -v_\alpha \\ -v_\beta & v_\alpha & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \\ i_0 \end{bmatrix}. \quad (6)$$

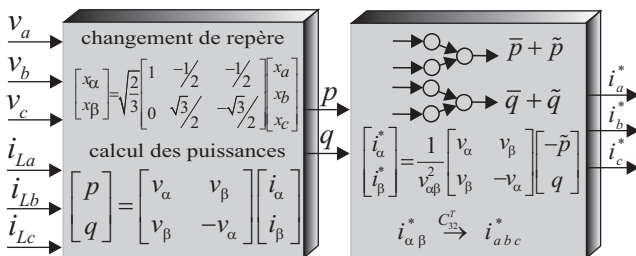


Fig. 2. Principe de la méthode P-Q neuronale

La puissance $p = \bar{p} + \tilde{p}$ peut être développée ainsi, avec N le rang de l'harmonique la plus élevée à prendre en considération ($k^* = d$ si $k = i$ et inversement, $k^* = 0$ si $k = 0$) :

$$\bar{p} = \sum_{k=d,i,0} \sum_{n=1}^N 3V_{kn}I_{kn} \cos(\phi_{kn} - \delta_{kn}), \quad (7)$$

$$\begin{aligned} \tilde{p} = & \sum_{k=d,i,0} \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq n}}^N \sum_{n=1}^N 3V_{km}I_{kn} \cos((\omega_m - \omega_n)t + \phi_{km} - \delta_{kn}) \\ & - \sum_{k=d,i,0} \sum_{m=1}^N \sum_{n=1}^N 3V_{km}I_{k^*n} \cos((\omega_m + \omega_n)t + \phi_{km} + \delta_{k^*n}) \end{aligned} \quad (8)$$

Les expressions (7) et (8) peuvent être décomposées en termes direct, inverse et homopolaire qui sont notés à l'aide de l'indice $k = d, i, 0$. Les termes \bar{p}_d , \bar{p}_i et \bar{p}_0 de la composante continue $\bar{p} = \bar{p}_d + \bar{p}_i + \bar{p}_0$ s'expriment indépendamment les uns des autres. En effet, chacun de ces termes s'écrit selon une somme pondérée d'harmoniques. Ce n'est pas le cas des termes direct, inverse et homopolaire de la composante alternative \tilde{p} . Cette dernière regroupe les interactions entre ces termes. La puissance totale $p = \bar{p} + \tilde{p}$ peut néanmoins s'écrire sous la forme d'un produit vectoriel qui peut être estimé individuellement grâce à un Adaline [6]. Ses entrées sont des signaux harmoniques regroupés au sein d'un vecteur. Grâce à un apprentissage en ligne qui compare les sorties des Adalines aux puissances p_d , p_i et p_0 obtenue avec les tensions et les courants mesurés, les poids des Adalines convergent vers les amplitudes respectives de chaque composante harmonique. Après apprentissage, le poids correspondant à l'entrée continue représente la composante continue de puissance comme le montre la Fig. 3

Les puissances q_α , q_β et p_0 peuvent être développées de la même manière pour aboutir à des expressions contenant des sommes pondérées d'harmoniques qui sont estimées à l'aide d'Adalines.

La méthode P-Q modifiée permet de concevoir un FAP destiné à un système triphasé, trois lignes ou quatre lignes avec le neutre. De plus, cette méthode permet de compenser la puissance réactive de manière individuelle selon les axes α , β et homopolaire. Ceci peut s'avérer utile dans certains cas pratiques. Dans cette méthode, le courant homopolaire est considéré comme un courant *réactif instantané* puisqu'il

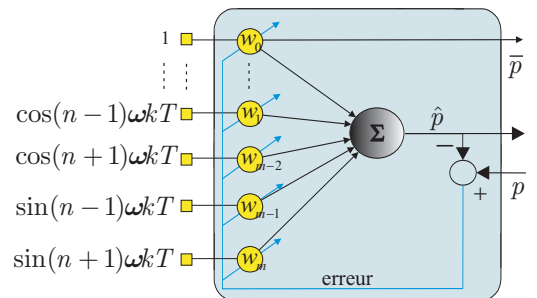


Fig. 3. Estimation de la puissance active avec un Adaline

contribue à la puissance réactive, alors qu'il est considéré comme un courant homopolaire dans la méthode P-Q.

B. Méthode des courants actif et réactif

Le principe de la méthode des courants actif et réactif est d'estimer le courant actif en utilisant la minimisation de Lagrange sous la contrainte que les courants réactifs ne produisent aucune puissance active instantanée [1], [7]. L'équation (9) donne l'expression des courants actifs avec $\|v\|$ la norme du vecteur de tension :

$$\begin{bmatrix} i_{wa} \\ i_{wb} \\ i_{wc} \end{bmatrix} = \frac{p}{\|v\|^2} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix}. \quad (9)$$

Cette expression montre que les courants de charge sont équivalents aux courants actifs d'un point de vue de la puissance. La différence entre les courants de charge et les courants actifs provient du fait que ces derniers ne produisent aucune puissance réactive instantanée et ont une valeur efficace plus petite que les premiers. Lorsque toutes les composantes réactives sont éliminées (par un FAP par exemple), les courants de la source sont maintenus à i_{wk} avec $k = a, b, c$. Dans le cas général d'un système déséquilibré et contenant des harmoniques, la puissance peut être décomposée en puissances directe, inverse et homopolaire. Dans [8], les auteurs proposent une méthode basée sur plusieurs Adalines afin de faire une détection en temps-réel. Les courants de référence à réinjecter sont alors obtenus en utilisant cette approche, puis en appliquant l'expression (9). Ce principe est schématisé par la Fig. 4, il utilise le calcul des composantes symétriques du courant (direct, inverse et homopolaire, soit respectivement i_d , i_i et i_0).

C. Méthode synchronisée

La méthode synchronisée opère dans le repère des courants de charge en synchronisant les courants actifs fondamentaux utiles avec le système direct de tensions de la source [4]. Dans un souci de généralité, et pour tenir compte des éventuels déséquilibres, les systèmes directs de tensions et de courants sont préalablement extraits. Ils peuvent être obtenus soit par une PLL (Phase-Locked Loop) classique, soit par une méthode basée sur le calcul des puissances instantanées [1], ou encore par une approche neuronale telle que proposée dans [8]. Lorsque les systèmes directe et inverse de tensions et de

courants sont déterminés, le courant de chacune des phases du système direct est multiplié par $\sin \theta_d$. En prenant le courant direct de la phase a , nous obtenons :

$$i_{d-a} \sin \theta_d = \sum_{n=1}^N \left\{ \frac{I_{dn}}{\sqrt{2}} (\sin(n+1)\theta_d - \sin(n-1)\theta_d) \cos \delta_{dn} + \frac{I_{dn}}{\sqrt{2}} (\cos(n+1)\theta_d + \cos(n-1)\theta_d) \sin \delta_{dn} \right\}. \quad (10)$$

Cette expression est une somme pondérée de termes harmoniques, elle s'écrit selon une décomposition linéaire qui peut être apprise et estimée par un Adaline [5]. Ses entrées X et ses poids W sont alors :

$$X = \begin{bmatrix} [\sin(n+1)\theta_d - \sin(n-1)\theta_d] \\ [\cos(n+1)\theta_d + \cos(n-1)\theta_d] \end{bmatrix}, W = \begin{bmatrix} \frac{I_{dn} \cos \delta_{dn}}{\sqrt{2}} \\ \frac{I_{dn} \sin \delta_{dn}}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (11)$$

Ainsi, le poids de l'Adaline associé au terme fondamentale converge vers $\frac{1}{\sqrt{2}} I_{d1} \cos(\delta_{d1})$ après apprentissage. Ce terme représente l'amplitude d'un courant qui doit osciller tout en étant synchronisé avec le système direct de tensions. De cette façon, les systèmes directs des tensions et des courants calculés sont maintenus en phase. En conséquence, le facteur de puissance est unitaire. Le principe général de la méthode synchronisée est représenté par la Fig. 5.

D. Discussion

La Section II a introduit trois nouvelles méthodes pour l'identification des harmoniques. Elles sont toutes basées sur l'apprentissage de puissances ou de courants à l'aide de réseaux Adalines [6]. Chaque méthode se base sur une stratégie différente afin d'atteindre cet objectif. La méthode P-Q modifiée ainsi que la méthode des courants actif et réactif opèrent dans l'espace des puissances, alors que la méthode synchronisée travaille dans l'espace des courants mesurés. Ces trois méthodes utilisent des expressions spécifiques et appropriées, soit des puissances, soit des courants. Ces expressions, des sommes pondérées de termes harmoniques, sont estimées par des Adalines. Pour chaque expression, les termes harmoniques sont synthétisés et utilisés comme des entrées pour les Adalines dont les poids convergent vers leurs amplitudes respectives. L'erreur entre la sortie des Adalines et une grandeur calculée à partir des mesures de courants et

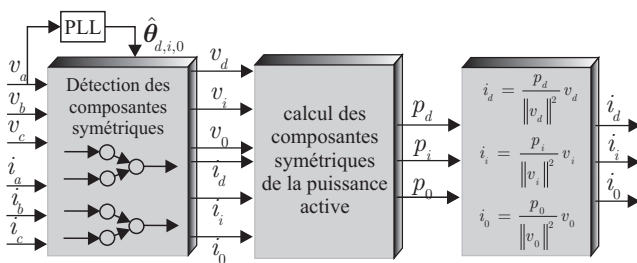


Fig. 4. Principe de la méthode neuronale des courants actif et réactif

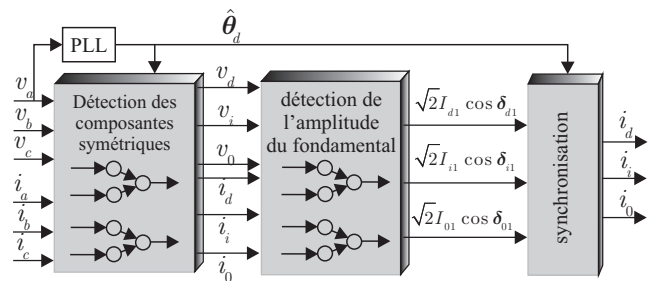


Fig. 5. Principe de la méthode neuronale synchronisée

de tension permet d'ajuster en temps-réel les poids et donc d'estimer en permanence l'amplitude de chaque harmonique.

Lorsque le système de tension est déséquilibré, ces méthodes doivent disposer des systèmes direct, inverse et homopolaire des tensions. L'utilisation de ces méthodes d'identification des harmoniques aboutit à la notion de filtre universel, capable non seulement de compenser les harmoniques de courant, mais également la puissance réactive et les déséquilibres en tension et en courant. Les termes pris en compte dans chaque méthode pour compenser les harmoniques, la puissance réactive et les déséquilibres sont donnés dans la Table I. Cette table indique également la compatibilité des méthodes avec des systèmes tri ou monophasés ainsi que le nombre d'Adalines nécessaires dans le cas triphasé.

Les méthodes P-Q et P-Q modifiée permettent une visualisation directe des échanges de puissances réalisées, elles nécessitent par contre plusieurs transformations ou changements de repères. La méthode des courants actif et réactif opère dans l'espace a-b-c des puissances, elle requiert de ce fait moins de calculs mais ne fournit pas explicitement l'expression de la puissance réactive. La méthode synchronisée s'établit dans l'espace a-b-c des courants. Elle nécessite le système direct de tensions et de courants pour la synchronisation, ceci entraîne un coût algorithmique supplémentaire dans le cas de systèmes déséquilibrés en tension et en courant. Par contre, elle ne requiert qu'un Adaline par phase dans le cas équilibré.

Le choix d'une méthode d'identification dépend de l'objectif de compensation de l'utilisateur et/ou du type de charge. Un autre critère important est l'optimisation des pertes. Dans [7], les auteurs ont montré que les pertes sont équivalentes avec la méthode P-Q et la méthode des courants actif et réactif dans le cas du système triphasé équilibré avec 3 lignes. Un système déséquilibré entraîne toujours plus de pertes qu'un système qui ne l'est pas. Des solutions pour une compensation minimisant les pertes ont été développées par ailleurs [7]. Quelle que soit la méthode d'identification, la compensation idéale vise à assurer une puissance active constante maximale, des courants actifs sinusoïdaux du côté de la source, et ceci avec des pertes minimales.

IV. VALIDATION SUR UNE PLATE-FORME EXPERIMENTALE

Les méthodes d'identification ont été testées et évaluées à l'aide d'une plate-forme expérimentale dans laquelle une charge non linéaire polluante est constituée d'un pont triphasé de thyristors afin de créer des harmoniques de courant jusqu'à l'ordre 30. Les courants et les tensions sont mesurées toutes les 50 μ s. Différentes conditions ont été considérées. La robustesse des méthodes est évaluée en variant la charge qui est équilibrée au départ. A l'instant $t = 5.2$ s. elle est brutalement modifiée pour créer un système déséquilibré.

La Fig. 6 montre les courants de charge et ceux compensés par les différentes méthodes. La Table II évalue et compare les différentes méthodes d'identification avec des THD (Total Harmonic Distortion) obtenus expérimentalement. L'amplitude

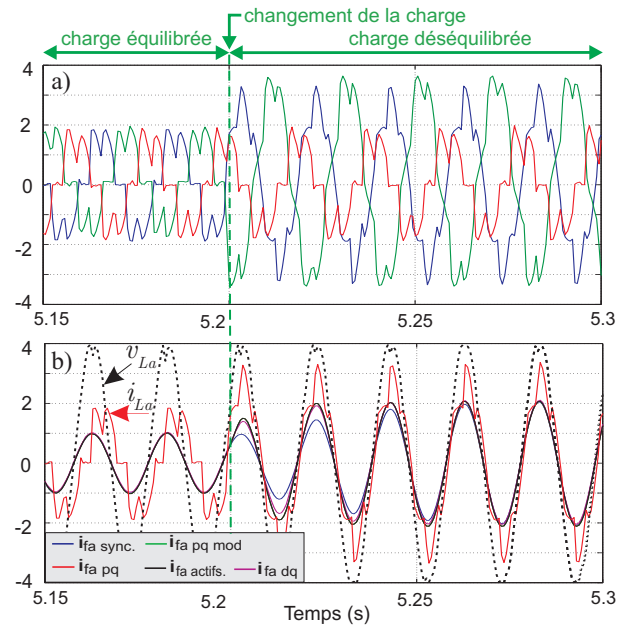


Fig. 6. Résultats de compensation obtenus selon plusieurs méthodes, a) courants (A) triphasés perturbés par une charge non linéaire, b) courants de la phase a compensés selon différentes méthodes avec la tension (V) et le courant (A) de la charge

de chaque terme harmonique est précisée, avant et après la variation de la charge (colonne gauche et droite respectivement pour chaque harmonique). Les méthodes d'identification tiennent toutes explicitement compte des harmoniques 5, 7, 11, 13 et 17 à travers les entrées des Adalines. Ce tableau montre qu'elles sont toutes réduites à moins de 0.5% quelle que soit la méthode employée. Le terme harmonique de rang 19, présent dans le réseau électrique, ne figure pas comme entrée des Adalines et n'est de ce fait réduit que de moins de 1%. Le THD est réduit de 36% à moins de 1% dans le cas équilibré, et de 20% à moins de 0.2% dans le cas déséquilibré. La méthode synchronisée présente des résultats supérieurs aux autres méthodes puisque le THD résultant après compensation est respectivement de 0.3% et 0.01%. Il est à noter que la méthode synchronisée requiert 0.05 s. pour atteindre le régime permanent tandis que les autres méthodes convergent en moins de 0.025 s. Ceci peut s'expliquer par le fait que la méthode synchronisée doit d'abord détecter les systèmes directs de tension et de courant du réseau lorsqu'il est déséquilibré.

Le contenu harmonique des courants résultants est représenté par la Fig. 7. En plus de compenser les harmoniques, les différentes méthodes compensent également le courant réactif. En effet, le courant de l'harmonique fondamentale est réduit de 100% à 74%.

Dans la pratique, la méthode synchronisée et la méthode des courants diphasés sont très sensibles aux variations de la fréquence. Elles doivent s'appuyer sur une PLL robuste qui estime efficacement la fréquence instantanée pour calculer les courants fondamentaux par la transformation inverse de Park. Les autres méthodes sont moins sensibles aux variations de la fréquence. En effet, en travaillant dans le repère des

TABLE I
CARACTÉRISTIQUES DES DIFFÉRENTES MÉTHODES NEURONALES D'IDENTIFICATION DES HARMONIQUES

Méthode d'identification	Requis dans le cas d'un système déséquilibré	Compensation d'harmoniques avec $k = a, b, c$	Grandeur utilisée pour compenser la puissance réactive	Compatibilité avec un syst. tri/monophasé	Adalines requis dans les cas éq./déséq.	Charge de calcul
Méth. P-Q classique	v_d	$\tilde{p} + \tilde{q}$	q	tri. et mono.	2/4	+
Méth. P-Q modifiée	v_d	$\tilde{p} + \tilde{q}_\alpha + \tilde{q}_\beta + \tilde{q}_0$	$q_\alpha + q_\beta + q_0$	tri. et mono.	4/4	++
Méth. cour. act/réact	v_d	$\tilde{p} + \tilde{q}$	q	tri. et mono.	1/3	—
Méth. cour. diphasés	i_d	$i_{Lk} - i_{fk}$	i_Q^d	tri. et mono.	2/4	—
Méth. synchronisée	i_d et v_d	$i_{Lk} - i_{fk_syn}$	est inhérent à la méthode	tri. et mono.	3/5	++

TABLE II
PERFORMANCES DES MÉTHODES NEURONALES D'IDENTIFICATION DES HARMONIQUES

Phase a	h_5/h_1		h_7/h_1		h_{11}/h_1		h_{13}/h_1		h_{17}/h_1		h_{19}/h_1		THD	
	éq.	déséq.	éq.	déséq.	éq.	déséq.	éq.	déséq.	éq.	déséq.	éq.	déséq.	éq.	déséq.
Avant compensation	31.40	16.50	10.40	5.90	9.70	5.20	4.90	2.60	5.60	2.80	2.00	2.20	35.90	19.15
Méth. P-Q classique	0.43	0.35	0.47	0.41	0.43	0.39	0.32	0.29	0.41	0.39	0.91	0.87	0.71	0.16
Méth. P-Q modifiée	0.43	0.35	0.47	0.41	0.43	0.39	0.31	0.29	0.41	0.39	0.91	0.87	0.71	0.16
Méth. cour. act/réact	0.43	0.35	0.46	0.41	0.43	0.40	0.32	0.29	0.41	0.39	0.91	0.87	0.71	0.16
Méth. cour. diphasés	0.42	0.37	0.46	0.43	0.49	0.41	0.33	0.30	0.41	0.40	0.91	0.87	0.47	0.11
Méth. synchronisée	0.37	0.34	0.43	0.40	0.41	0.39	0.29	0.28	0.37	0.39	0.89	0.87	0.29	0.07

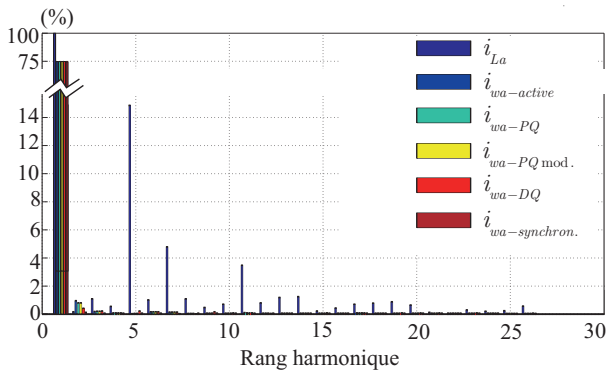


Fig. 7. Spectre du courant compensé par les méthodes neuronales

puissances, les changements de la fréquence ne déforment que légèrement les courants fondamentaux.

V. CONCLUSION

Plusieurs méthodes d'identification des harmoniques de courant ont été développées et comparées. Elles sont toutes basées sur des réseaux de neurones du type Adaline qui permettent d'estimer spécifiquement chaque terme harmonique afin de déduire les composantes continues instantanées de courant ou de puissance. La validation de ces méthodes a été conduite expérimentalement à travers l'identification des harmoniques introduites dans un réseau électrique par une charge non linéaire. Les résultats montrent de bonnes performances en terme de précision, fiabilité, robustesse et rapidité. Si leurs performances sont proches, certaines méthodes sont plus judicieuses que d'autres selon les objectifs visés. Les objectifs de compensation peuvent être la compensation de toutes les harmoniques, de certaines harmoniques uniquement,

de la puissance réactive, la correction du déséquilibre, la transmission d'un maximum de puissance active de la source vers les charges, etc. Le choix de la méthode se fait en fonction des grandeurs impliquées dans l'objectif de compensation. L'implémentation numérique et les coûts algorithmiques sous-entendus ont été pris en compte. Cette étude est appuyée par des essais expérimentaux et montre que toutes les méthodes proposées sont compatibles avec une implémentation temps-réel ayant une période d'échantillonnage de 50 μs . Toutes les méthodes neuronales développées permettent d'identifier efficacement les harmoniques présentes dans les réseaux électriques et peuvent de ce fait être insérées dans divers schémas de compensation.

REFERENCES

- [1] H. Akagi, E.H. Watanabe, M. Aredes, Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning, Wiley-IEEE Press, 2007.
- [2] G.W. Chang, T.C. Shee, A Comparative Study of Active Power Filter Reference Compensation Approaches, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Vol. 2, pp. 1017-1021, 2002.
- [3] D. Ould Abdeslam, P. Wira, J. Mercklé, D. Flieller, Y.-A. Chapuis, A Unified Artificial Neural Network Architecture for Active Power Filters, IEEE Trans. on Industrial Electronics, Vol. 54, No. 1, pp. 61-76, 2007.
- [4] L.A. Morán, J.W. Dixon, R. Wallace, A Three-Phase Active Power Filter Operating with Fixed Switching Frequency for Reactive Power and Current Harmonic Compensation, IEEE Trans. on Industrial Electronics, Vol. 42, No. 4, pp. 402-408, 1995.
- [5] N.K. Nguyen, D. Ould Abdeslam, P. Wira, D. Flieller, J. Mercklé, Artificial Neural Networks for Harmonics Currents Identification in Active Power Filtering Scheme, 34th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, pp. 2696-2701, Florida, USA, 2008.
- [6] J.C. Principe, N.R. Euliano, and W.C. Lefebvre, Neural and Adaptive Systems: Fundamentals Through Simulations, John Wiley and Sons, 2000.
- [7] M. Malengret, C.T. Gaunt, Decomposition of Currents in Three-and Four-Wire Systems, IEEE Trans. on Instrumentation and Measurement, Vol. 57, No. 5, pp. 963-972, 2008.
- [8] D. Flieller, D. Ould Abdeslam, P. Wira, J. Mercklé, Distorsion Identification and Compensation Based on Artificial Neural Networks Using Symmetrical Components of the Voltages and the Currents, Electronic Power System Research, Vol. 79, No. 7, pp. 1145-1154, 2009.

Théorie du jeu coopératif et son application au calcul des pertes de transmissions

K.F. Elatrech, F.Z. Gherbi, S. Hadjeri, K. Merini

Laboratoire ICEPS (Intelligent Control and Electrical Power System)

Université Djillali Liabes, Sidi-Bel-Abbès, Algérie

E-mail : kratima@yahoo.fr

Résumé : Notre travail consiste à déterminer les pertes de transmission des lignes et du réseau en utilisant une stratégie d'une théorie du jeu coopérative de la méthode quadratique. Les valeurs de coalition du problème d'attribution de pertes de transmissions montrent une variation spécifique et il est possible de développer la solution analytique pour déterminer le minimum. Ainsi une solution analytique est réalisée sans utilisation de série de programmes linéaires. Elle a été appliquée à un réseau IEEE de 14 nœuds. On constate que cette méthode permet d'obtenir une répartition équitable et exige moins de temps de calcul.

Mots Clefs : Jeu coopératif, pertes de transmissions, écoulement de puissances, programmation quadratique.

Introduction :

Le rôle primordial de toute entreprise chargée de la production d'énergie est d'assurer à tout moment et en tout lieu la couverture en puissances actives et réactives demandées par tous les utilisateurs et de garantir une qualité acceptable de l'énergie livrée avec un coût aussi faible que possible.

Dans le marché électrique dérégulé, une des questions les plus importantes est l'attribution des pertes de transmission parmi des participants du marché, puisque les pertes du réseau peuvent typiquement représenter la partie significative de la production totale d'énergie. La difficulté principale de l'attribution de perte est provoquée par les propriétés fortement non-linéaires et inséparables de la fonction des pertes.

On a proposé un certain nombre d'étude dans la littérature [1], [2], [3], [4], [5], [6], [7], [8], [9], [10], [11], [12]. Quelques approches sont basées sur l'écoulement de puissance en DC, alors qu'un certain sur l'écoulement de charge en AC pour trouver le résultat de l'écoulement de puissance réel. Quelques arrangements sont basés sur l'écoulement de puissance des lignes, alors que certaines techniques sont basées sur les courants des branches.

La théorie des jeux rectangulaires fournit aux mécanismes bien-comportés de solution les

dispositifs économiques pour évaluer l'interaction de différents participants aux marchés compétitifs et résoudre les conflits parmi des joueurs [4]. En particulier, la théorie des jeux rectangulaires coopérative est un outil le plus commode pour résoudre le problème d'attribution de coût [11]. Le principal concept de la solution du jeu coopératif est trouvé par la série de programmes linéaires. Ainsi, SHAPLEY VALUE [7], est préférée pour résoudre les problèmes de jeux coopératifs.

Dans cet article une nouvelle variante de jeu coopératif est décrite, cette méthode est directement appliquée et n'a pas besoin de n'importe quel programme linéaire ou de n'importe quelle routine d'optimisation. La fonction des pertes de transmission est dérivée en fonction des courants injectés. Trois formulations de base sont présentées pour déterminer les différents courants injectés. Un modèle de base présente les pertes seulement aux générateurs, un deuxième modèle présente les pertes aux charges et un troisième modèle présente les pertes aux générateurs et aux charges. La principale différence est que les anciennes méthodes exigent que la charge soit constante pendant un certain temps pour résoudre l'écoulement de puissance en fonction de la matrice admittance. Et en conséquence la méthode de la matrice admittance des nœuds (Ybus) est modifiée, alors que la formule des courants injectés aux nœuds forme directement la matrice admittance des nœuds. Chaque injection de courant est alors traitée en tant que joueur individuel du jeu d'attribution de perte de transmission.

Les approches sont basés sur les courants de branche, pas sur le power-flow des branches.

I. Jeu coopératif quadratique équilibré

On considère le jeu coopératif linéaire équilibré par 'n' personne décrit par les équations [7], [12]. Le jeu équilibré peut être décrit comme vecteur de solution qui satisfait toutes les contraintes.

$$x(S) = v(S) \quad (1)$$

$$x(N) = v(N) \quad (2)$$

Avec $x(S)$ est l'ensemble de solution et $x(N)$ est la plus grande solution possible.

Soit la solution de vecteur:

$$x = [x_1^* \quad x_2^* \quad \dots \quad x_{n-1}^* \quad x_n^*]^T \quad (3)$$

Puis le jeu coopératif (quadratique) du second degré qui est décrit comme suit.

$$\min \in (S)$$

$$y(S) \geq (v(S))^2 + \in(S) \quad (4)$$

$$y(N) = (v(N))^2 \quad (5)$$

Si la solution au jeu est

$$y = [y_1^* \quad y_2^* \quad \dots \quad y_{n-1}^* \quad y_n^*]^T \quad (6)$$

Alors la solution entre les vecteurs est

$$y = v(N) \cdot x$$

Multiplier les équations (1) par le $v(N)$

$$x(S) \cdot v(N) = v(S) \cdot v(N) \quad (8)$$

Dans un jeu coopératif équilibré on comprend cela par :

$$x(S) \cup x(S') = x(N) \quad (9)$$

$$v(S) + v(S') = v(N) \quad (10)$$

Ou S' est le conjugué de la solution S

$$y(S) = (v(S))^2 + v(S) \cdot v(S') \quad (11)$$

$$y(N) = (v(N))^2 \quad (12)$$

En comparant les équations (4&11) la valeur minimum du vecteur excessif est déterminée par

$$e(S) = v(S) \cdot v(S') = e(S') \quad (13)$$

Par conséquent cette étude peut être prolongée à toutes les solutions ce qui est vraies aussi bien pour les nombres complexes, qui montre la solution d'équilibre. Les équations 4&5 sont modifiées pour les nombres complexes.

$$y(S) \geq |v(S)|^2 + \in(S) \quad (14)$$

$$y(N) = |v(N)|^2 \quad (15)$$

Pour un réseau à 'n' nœuds avec 'm' générateurs, les pertes de transmission entre le nœud 'i' et le nœud 'j' sont en fonction du courant individuel pour chaque générateur comme suit :

$$P_{ij} = \left(\sum_{k=1}^m I_k \right)^* \cdot \left(\sum_{k=1}^m I_k \right) \cdot R_{ij} \quad (16)$$

I_k est le courant du 'générateur de 'k'th de l'élément 'ij' et il peut être déterminé à partir de la méthode modifiée nœuds de Y (Daniel et autres, 2005) employant la solution convergée d'écoulement de charge.

R_{ij} : est la résistance de la ligne d'élément 'ij' relié entre le nœud 'i' et le nœud 'j'.

$$v_{nm} = \begin{bmatrix} Y_{GG} & Y_{GL} \\ Y_{LG} & Y_{LL} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \text{diag} \begin{bmatrix} I_G \\ 0 \end{bmatrix} \quad (17)$$

v_{nm} : est une matrice carrée de taille 'n' et de colonnes m+1, les nœuds de charge seront pour 'n' égale à zéro.

II. Pertes aux générateurs et aux charges

Dans cette partie la formule des pertes est appliquée pour les nœuds de production et pour les nœuds de consommation. Le calcul de la tension pour chaque nœud est représenté par la formule suivante :

$$v_{nm} = Z_{bus} \cdot \text{diag} \begin{bmatrix} I_{bus} \end{bmatrix} \quad (18)$$

Les pertes de transmission de l'élément 'ij' en fonction du courant individuel est maintenant donnée par :

$$P_{ij} = \left(\sum_{k=1}^m I_k \right)^* \cdot \left(\sum_{k=1}^m I_k \right) \cdot R_{ij} \quad (19)$$

Pour les deux méthodes les formules des courants des nœuds 'k' et pour l'élément 'ij' est de :

$$I_k = (v_{ik} - v_{jk}) / z_{ij} \quad (20)$$

z_{ij} L'impédance de la ligne de transmission de l'élément 'ij' (on considère le modèle en pi pour la ligne de transmission).

Puisque les pertes de transmission sont réelles, l'effet des admittances shunt peut être ignoré.

La formule du courant du générateur 'k' de l'élément 'ij' est maintenant donnée par :

$$I_k = (v_{ik} - v_{jk}) / z_{ij} \quad (21)$$

Ou z_{ij} L'impédance de la ligne de transmission de les éléments 'ij' (on considère le modèle en pi pour la ligne de transmission). On peut observer que le courant qui traverse une branche est la somme algébrique des différents courants de chaque générateur

$$\sum_{k=1}^n I_k = I_{ij} \quad (22)$$

Pour chaque élément 'ij' de l'élément, les solutions présentent une condition d'équilibre en raison de la loi des courants des Kirchoff.

Si on considère que 'S' sont les solutions possibles

$$x(S) = I(S) \quad (23)$$

$$x(N) = I_{ij} \quad (24)$$

Donc la vectrice solution pour ce jeu coopératif équilibré est :

$${}_{ij}x = [{}_{ij}I_1 \quad {}_{ij}I_2 \quad \dots \quad {}_{ij}I_n] \quad (25)$$

Maintenant les valeurs des pertes transmission pour le problème considéré sont données par :

$$\min e(S) \quad (26)$$

$$y(S) \geq (I(S) \cdot I^*(S)) + e(S) \quad (27)$$

$$y(N) = |I_{ij}|^2 \quad (28)$$

$${}_{ij}y = \text{real}(I_{ij}^* \cdot {}_{ij}x) \quad (29)$$

On déterminée La solution des pertes de transmission du générateur 'k' de l'élément 'ij' comme suite.

$${}_{ij}P_k = {}_{ij}y_k \cdot R_{ij} \quad (30)$$

Maintenant la solution des pertes de transmission du générateur k est la somme des pertes de chaque élément de la ligne de ce générateur.

$${}_{loss}P_k = \sum_{ij} {}_{ij}P_k \quad (31)$$

III. Résultats de simulation

Les injections de courants (Hsieh et Wang, 2006 ; Shih-Chieh, 2000) dans chaque ligne du réseau électrique obéissent la loi des kirchoff et les pertes de transmission sont en fonction du carrée des courants injectés. Ceci montre une variation spécifique et il est possible de développer la solution analytique pour déterminer le minimum des pertes. Ceci est réalisé sans utilisation de série de programmes linéaires. La méthode est appliquée à un réseau IEEE 14 nœuds (Fig.1).

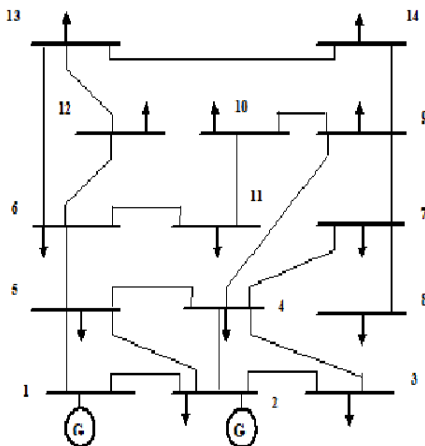


Figure1 : Réseau IEEE 14 nœuds

Le Tableau1 présente la solution convergée d'écoulement de puissance du réseau à 14 nœuds. Le Tableau 2 présente les pertes de transmission seulement sur les générateurs, le Tableau 3 présente les pertes de transmission seulement sur les charges et le Tableau 4 présente les pertes de transmission des générateurs et des charges.

Bus no	Puissance active P(MW)	Puissance réactive Q(MW)	Module de tension pu	Angle de tension Degrees
1	232.4347	-16.9919	1.0600	0
2	18.3000	31.6450	1.0450	-5.0674
3	-94.2001	5.9643	1.0100	-13.0352
4	-47.8008	3.8990	1.0177	-10.8362
5	-7.5997	-1.6000	1.0197	-8.4662
6	-11.2003	5.0607	1.0700	-13.9740
7	-0.0007	-0.0007	1.0614	-14.0892
8	0.0000	17.7122	1.0900	-13.0892
9	-29.4993	-16.5991	1.0558	-14.7752
10	-8.9998	-5.7994	1.0508	-14.9193
11	-3.4999	-1.7999	1.0568	-14.5787
12	-6.0999	-1.5998	1.0552	-14.8345
13	-13.4997	-5.7994	1.0503	-14.9211
14	-14.8995	-4.9989	1.0354	-15.8393
Transmission de perte (MW)			13.5574	

Tableau 1 : Solution de l'écoulement de puissance pour un réseau à 14 nœuds par la méthode proposée

Line NO :	G1 (MW)	G2 (MW)	Pertes (MW)
1	4.4881	-0.0468	4.4413
2	2.5156	0.0680	2.5836
3	2.2548	0.1972	2.4520
4	1.7666	0.1752	1.9418
5	0.6585	0.0884	0.7469
6	0.2957	0.0167	0.3124
7	1.0809	0.0690	1.1499
8	0	0	0
9	0	0	0
10	0	0	0
11	0.0551	0.0035	0.0586
12	0.0673	0.0050	0.0723
13	0.2002	0.0147	0.2149
14	-0.0108	-0.0008	-0.0116
15	-0.0028	-0.0002	-0.0030
16	0.0112	0.0011	0.0123
17	0.1040	0.0087	0.1127
18	0.0134	0.0007	0.0141
19	0.0061	0.0004	0.0065
20	0.0535	0.0036	0.0571
Total	13.5574	0.6044	14.1618

Tableau 2 : Les pertes de transmission par la méthode proposée (seulement les nœuds de production).

Line NO :	L3 (MW)	L4 (MW)	L5 (MW)	L6 (MW)	L7 (MW)	L8 (MW)	L9 (MW)	L10 (MW)	L11 (MW)	L12 (MW)	L13 (MW)	L14 (MW)
1	1.9058	0.8505	0.1267	0.1885	0.0000	-0.0111	0.5351	0.1634	0.0628	0.1078	0.2410	0.2708
2	0.8103	0.5497	0.1044	0.1493	0.0000	-0.0033	0.3671	0.1131	0.0448	0.0801	0.1762	0.1920
3	1.7442	0.2536	0.0294	0.0464	0.0000	-0.0065	0.1540	0.0465	0.0172	0.0282	0.0641	0.0749
4	0.4975	0.5288	0.0598	0.1009	0.0000	0.0063	0.2969	0.0888	0.0333	0.0563	0.1255	0.1478
5	0.1050	0.1803	0.0435	0.0579	0.0000	-0.0034	0.1331	0.0418	0.0171	0.0313	0.0686	0.0716
6	0.6074	-0.1104	-0.0122	-0.0219	0.0000	-0.0054	-0.0569	-0.0169	-0.0064	-0.0112	-0.0245	-0.0291
7	0.4974	0.3592	-0.0106	0.0102	0.0000	0.0157	0.1295	0.0357	0.0110	0.0133	0.0338	0.0547
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0.0081	0.0065	-0.0006	-0.0093	0.0000	-0.0080	0.0432	0.0218	0.0149	-0.0074	-0.0149	0.0044
12	0.0013	0.0010	-0.0001	-0.0014	0.0000	-0.0015	0.0072	0.0015	-0.0002	0.0324	0.0206	0.0115
13	0.0068	0.0054	-0.0005	-0.0081	0.0000	-0.0062	0.0356	0.0071	-0.0009	0.0170	0.1012	0.0574
14	-0.0010	-0.0005	-0.0001	-0.0001	0.0000	-0.0078	-0.0009	-0.0003	-0.0001	-0.0001	-0.0004	-0.0004
15	0.0023	0.0012	0.0001	0.0000	0.0000	-0.0005	-0.0031	-0.0009	-0.0002	-0.0002	-0.0006	-0.0011
16	-0.0017	-0.0014	0.0001	0.0012	0.0000	0.0031	-0.0108	0.0142	0.0033	0.0017	0.0036	-0.0011
17	-0.0084	-0.0067	0.0006	0.0095	0.0000	0.0085	-0.0448	-0.0090	0.0011	0.0127	0.0397	0.1095
18	0.0038	0.0030	-0.0003	-0.0046	0.0000	-0.0033	0.0197	0.0099	-0.0058	-0.0034	-0.0069	0.0020
19	0.0005	0.0004	-0.0000	-0.0004	0.0000	-0.0007	0.0028	0.0006	-0.0001	-0.0093	0.0082	0.0045
20	0.0072	0.0057	-0.0005	-0.0090	0.0000	-0.0059	0.0369	0.0074	-0.0009	-0.0107	-0.0327	0.0595
Total	6.1865	2.6264	0.3399	0.5090	0.0000	-0.0302	1.6446	0.5248	0.1909	0.3383	0.8025	1.0292

Tableau 3 : Les pertes de transmission par la méthode proposée (seulement sur les charges)

Line NO :	G1 (MW)	G2 (MW)	L3 (MW)	L4 (MW)	L5 (MW)	L6 (MW)	L7 (MW)	L8 (MW)	L9 (MW)	L10 (MW)	L11 (MW)	L12 (MW)	L13 (MW)	L14 (MW)
1	4.0802	-0.1131	0.3294	0.0569	0.0005	-0.0045	0.0000	-0.0224	0.0510	0.0161	0.0051	0.0057	0.0168	0.0196
2	1.9754	0.1106	0.0104	0.1550	0.0355	0.0635	0.0000	0.0435	0.0600	0.0172	0.0089	0.0212	0.0396	0.0428
3	1.0572	0.0633	-0.2205	0.0227	-0.0056	-0.0128	0.0000	-0.0251	0.0324	0.0102	0.0025	0.0008	0.0061	0.0089
4	1.6822	0.0696	-0.2205	0.1593	0.0059	0.0023	0.0000	-0.0425	0.1262	0.0390	0.0125	0.0154	0.0417	0.0509
5	0.3021	0.1223	-0.0452	0.1098	0.0284	0.0473	0.0000	0.0289	0.0480	0.0143	0.0073	0.0170	0.0328	0.0339
6	-0.2341	-0.0010	0.7069	-0.0584	-0.0052	-0.0070	-0.0000	0.0068	-0.0397	-0.0121	-0.0043	-0.0063	-0.0153	-0.0179
7	1.3407	-0.2248	-0.0296	0.0682	-0.0389	-0.0915	0.0000	-0.1451	0.1494	0.0492	0.0116	-0.0002	0.0260	0.0349
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0.0127	-0.0016	0.0032	0.0038	-0.0009	-0.0102	0.0000	-0.0090	0.0427	0.0217	0.0149	-0.0076	-0.0152	0.0040
12	0.0022	-0.0002	0.0004	0.0006	-0.0001	-0.0015	0.0000	-0.0016	0.0071	0.0014	-0.0002	0.0324	0.0205	0.0115
13	0.0102	-0.0013	0.0029	0.0033	-0.0007	-0.0088	0.0000	-0.0070	0.0353	0.0071	-0.0009	0.0169	0.1009	0.0571
14	-0.0306	-0.0004	0.0118	0.0061	0.0008	0.0017	0.0000	-0.0069	0.0021	0.0006	0.0003	0.0006	0.0011	0.0013
15	-0.0001	-0.0038	0.0028	0.0011	0.0003	-0.0004	0.0000	-0.0024	-0.0007	0.0000	0.0000	0.0001	0.0003	-0.0002
16	-0.0041	0.0002	-0.0001	-0.0005	0.0003	0.0014	0.0000	0.0032	-0.0105	0.0143	0.0033	0.0018	0.0037	-0.0009
17	-0.0133	0.0016	-0.0032	-0.0039	0.0009	0.0104	0.0000	0.0094	-0.0443	-0.0089	0.0012	0.0129	0.0400	0.1099
18	0.0055	-0.0008	0.0017	0.0019	-0.0004	-0.0050	0.0000	-0.0038	0.0195	0.0099	-0.0058	-0.0035	-0.0070	0.0019
19	0.0010	-0.0001	0.0001	0.0002	-0.0001	-0.0005	0.0000	-0.0007	0.0028	0.0006	-0.0001	-0.0093	0.0081	0.0045
20	0.0101	-0.0015	0.0034	0.0037	-0.0007	-0.0097	0.0000	-0.0068	0.0367	0.0073	-0.0010	-0.0108	-0.0329	0.0592
Total	10.1971	0.0188	2.0657	0.5298	0.0201	-0.0253	0.0000	-0.1815	0.5181	0.1879	0.0554	0.0869	0.2674	0.4213

Tableau 4 : Les pertes de transmission par la méthode proposée (les générateurs et les charges)

Conclusion

Une méthode efficace et intéressante est présentée pour résoudre une variante de jeu coopératif et appliquée pour résoudre le problème du calcul des pertes de transmission. En effet les pertes totales de transmission pour les générateurs seuls sont égales à 14.1618 MW et les pertes totales de transmission pour les générateurs et les charges sont les mêmes résultats c'est-à-dire 14.1618 MW. Cette méthode offre la solution directe et ne devient pas affectée par la dimensionnalité du problème.

References

- [1]. Chang Y-C and Lu C-N (2002) Bus-oriented transmission loss allocation. IEEE. Proc.-Gener. Transm. Distrib. 149, 402-406.
- [2]. Conejo AJ, Arroyo JM, Alguacil N, and Guijarro AL (2002) Transmission loss allocation: a comparison of different practical algorithms. IEEE Trans. Power Syst. 17, 571-576.
- [3]. Daniel JS, Salgado RS and Irving MR (2005) Transmission loss allocation through a modified Ybus. IEE Proceedings- Generation, Transmission and Distribution. 152, 208-214.
- [4]. Ding Q and Abur A (2004) Transmission loss allocation in a multiple transaction framework. IEEE Trans. Power Syst. 19, 214-220.
- [5]. Galiana FD and Phelan M (2000) Allocation of transmission losses to bilateral contracts in a competitive environment. IEEE Trans. Power Syst. 15, 143-150.
- [6]. Gross, G and Tao S (2000) A physical-flow-based approach to allocating transmission losses in a transaction framework. IEEE Trans. Power Sys. 15, 631-637.
- [7]. Hsieh S-C and Wang HM (2002) Allocation of transmission losses based on cooperative game theory and current injection models. In: Proc. IEEE Int. Conf. Industrial Tech., Bangkok, Thailand, 11-14 Dec. 2002, pp. 850-853.
- [8]. Leite da Silva AM, Guilherme de Carvalho Costa J (2003) Transmission loss allocation: part I – single energy market. IEEE Trans Power Syst. 18, 1389-1394.
- [9]. Tsukamoto Y and Iyoda I (1996) Allocation of fixed transmission cost to wheeling transactions by cooperative game theory. IEEE Trans. Power Syst. 11, 620-629.
- [10]. Young H (1994) Cost Allocation. In: Handbook of Game Theory. vol. 2, pp. 1193-1235.
- [11]. Kodad F (2007) Analytical solution to balanced quadratic cooperative game and its application to transmission loss allocation Vol.1 No.2.
- [12]. Shih-Chieh Hsieh (2006) Fair Transmission Loss Allocation Based on Equivalent Current Injection and Shapely Value. IEEE Power Engineering Society General Meeting.

Application d'une nouvelle approche FMV pour la compensation active globale et sélective des harmoniques de courants

Hamouda.n, Hemsas.k-e

Laboratoire d'Automatique de Sétif, LAS

Département d'Electrotechnique, Faculté de sciences de l'Ingénieur

Université Ferhat ABBAS de Sétif

hammouda.nourou@yahoo.fr, hemsas_ke_dz@yahoo.fr

Résumé--- Dans cet article, nous présentons une nouvelle technique de compensation active des harmoniques, basée sur un filtre d'extraction multi-variable 'FMV'. Ce dernier exploite la transformée de Concordia, et fait l'extraction globale ou sélective des courants harmoniques de références, et par conséquence faisant leurs compensations, globale ou sélective, par les injectent en opposition de phase moyennant à un onduleur, et par une commande appropriée, soit hystérésis, soit MLI.

Les résultats de simulation numérique dans l'environnement Matab-Simulink d'un système de puissance PD3 à diode débite sur une charge inductive, montrent bien l'efficacité de cette nouvelle technique d'extraction des harmoniques de référence.

Mots clés—Compensation active, harmonique, filtre multi-variable, compensation globale, compensation sélective, régime équilibré, MLI, hystérésis

I. INTRODUCTION

La prolifération de perturbations électriques est due à un nombre croissant de charges non linéaires présentent dans les lignes électriques (tels que les convertisseurs, les ordinateurs personnels, les appareils à tubes fluorescents, etc.). Tous ces appareils possèdent la particularité d'absorber des courants non sinusoïdaux et donc d'introduire dans les lignes électriques des pollutions harmoniques en courant [1].

Les composantes harmoniques générées se propagent dans l'ensemble du réseau de distribution électrique sous la forme de courants qui peuvent sérieusement affecter d'autres appareils en allant parfois même jusqu'à les détériorer [2].

Depuis maintenant quelques années, les Filtres Actifs Parallèles (FAPs) se sont révélés être des techniques efficaces pour la compensation des composantes harmoniques [2],[3]. Ces filtres cherchent à identifier les composantes harmoniques afin de les réinjecter efficacement dans le réseau électrique en opposition de phase. Ils sont également capables de corriger le facteur de puissance et de compenser l'éventuel déséquilibre d'un système triphasé.

De plus, les FAPs peuvent être insérés aisément dans les installations existantes de distribution électrique sans

nécessiter de grandes modifications. Reconnus pour leur facilité de mise en œuvre, pour leur robustesse et leur fiabilité, ils représentent aujourd'hui la technique la plus largement employée pour dépolluer les systèmes électriques.

Un FAP basé sur la technique d'extraction FMV, peut compenser, en temps réel, totalement ou partiellement toute perturbation pouvant survenir sur le réseau électrique [2]. Dans cet article nous présentons une compensation globale et sélective d'un ou plusieurs rangs harmoniques (compensation simultanée des harmoniques 5 et 7).

II. STRUCTURE GENERALE D'UN FILTRE ACTIF PARALLELE

La structure générale d'un FAP triphasé de type tension est présentée par la Fig. 1 où l'on distingue l'onduleur et le filtre de sortie de la partie puissance ainsi que les différents blocs de la partie contrôle-commande.

La partie puissance est généralement constituée d'un onduleur de tension à base d'interrupteurs de puissance dont les états des interrupteurs de l'onduleur sont contrôlés par le régulateur à hystérésis dont la bande d'hystérésis Δh vaut 0.2 [3], d'un circuit de stockage d'énergie (souvent capacitif) et d'un filtre de sortie du premier ordre afin d'atténuer les composantes dues aux commutations de l'onduleur et 'a connecter le filtre actif au réseau électrique [3],[4].

La partie contrôle-commande est composée d'une première étape dont le rôle est l'identification des harmoniques dont la qualité du filtrage dépend en grand partie de la méthode d'identification des harmoniques de références, et d'une seconde étape qui réalise la régulation de la tension continue. Une troisième et dernière étape génère la commande de l'onduleur.

Cette étude se limite au cas, où la source de tension est sinusoïdale, et où le courant absorbé par la charge est entaché de composantes harmoniques. Dans ces conditions, le taux global de distorsion harmonique THD est bien adapté pour qualifier le degré de pollution harmonique sur le réseau électrique.

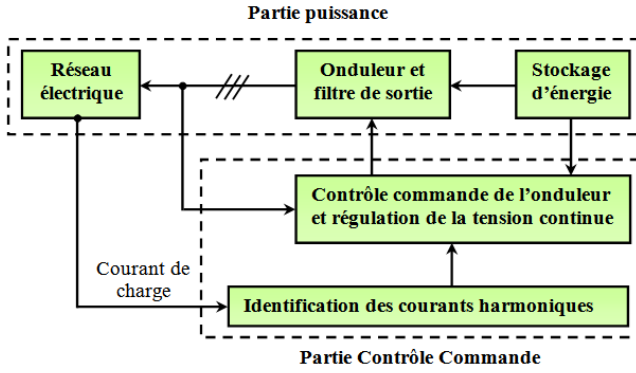


Fig.1. structure générale du filtre actif parallèle.

III. IDENTIFICATION DES HARMONIQUES DE REFERENCE PAR UN FILTRE MULTI-VARIABLE

A. Principe de la méthode FMV.

Le filtre multi-variable est un filtre d'extraction, il est hautement sélectif, il a été développé au sein du laboratoire de Nancy. Son principe de base s'appuie sur les travaux de Song Hong-Scok [5] et est basé sur l'extraction de la composante fondamentale ou harmonique des signaux, directement selon les axes $(\alpha - \beta)$.

B. Modèle mathématique du 'FMV'.

Le modèle mathématique est développé dans la première fois par Song Hong-Scok, la relation entre les grandeurs d'entrées et de sortie ayant un effet intégrale [5] comme le montre l'expression (1)

$$\hat{i}_{\alpha\beta}(s) = e^{j\omega_c t} \int e^{-j\omega_c t} i_{\alpha\beta}(t).dt \quad (1)$$

Où

ω_c : La pulsation de coupure

Après la transformation de Laplace de l'équation (1), on a trouvé l'équation (2) [6].

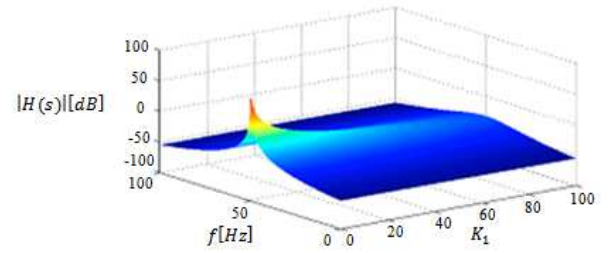
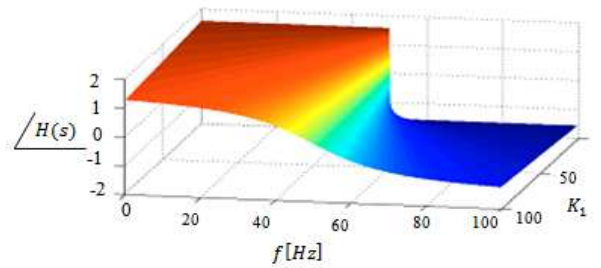
$$H(s) = \frac{\hat{i}_{\alpha\beta}(s)}{i_{\alpha\beta}(s)} = \frac{s + j\omega_c}{s^2 + \omega_c^2} \quad (2)$$

La fonction de transfert (2), elle prouve que le signal de sortie $\hat{i}_{\alpha\beta}$ est en phase avec le signal d'entrée $i_{\alpha\beta}$. D'ailleurs, si nous traçons le diagramme de Bod de cette fonction de transfert nous trouverons des similitudes avec un filtre de passe bande.

Supposer maintenant que nous ajoutons deux nouvelles constantes k_1 et k_2 dans l'expression (2). Alors nous avons obtenu l'expression (3) comme suite :

$$H(s) = \frac{\hat{i}_{\alpha\beta}(s)}{i_{\alpha\beta}(s)} = K_2 \cdot \frac{(s + K_1) + j\omega_c}{(s + K_1)^2 + \omega_c^2} \quad (3)$$

Si on pose $K_2 = 20$ et on varie K_1 , on peut tracer le diagramme de Bod en 3D, on trouve les Figures ci-dessous.


 Fig.2. courbe du gain de $H(s)$ en fonction de f et K_1

 Fig.3. courbe de la phase de $H(s)$ en fonction de f et K_1

Les Fig.2 et Fig.3 montrent que :

1. à 50Hz, l'angle de phase du diagramme de Bod est nul. Ce qui signifie que deux signaux d'entrée et de sortie sont en phase l'un par rapport l'autre.
2. pour que $|H(s)| = 0 \text{ dB}$, il est nécessaire que :
 $K_1 = K_2 = K = 20$

La Fig.4 donne le schéma de circuit du filtre décrit par l'équation (3).

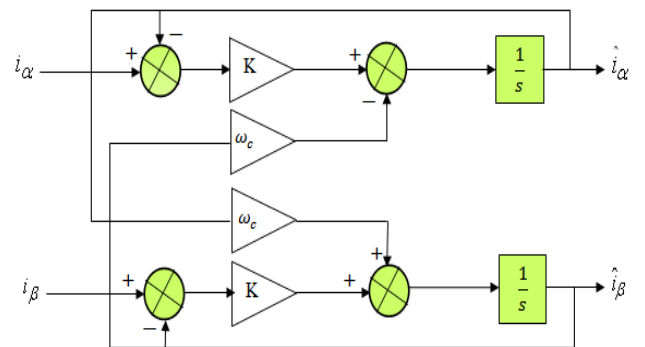


Fig.4. schéma de circuit du FMV

Selon les axes $(\alpha - \beta)$, les expressions liant les composantes $\hat{i}_{\alpha\beta}$ en sortie du FMV aux composantes d'entrée $i_{\alpha\beta}$ sont les suivantes :

$$\hat{i}_{\alpha} = \left(\frac{K}{s} [i_{\alpha}(s) - \hat{i}_{\alpha}(s)] - \frac{\omega_c}{s} \cdot \hat{i}_{\beta}(s) \right) \quad (4)$$

$$\hat{i}_{\beta} = \left(\frac{K}{s} [i_{\beta}(s) - \hat{i}_{\beta}(s)] - \frac{\omega_c}{s} \cdot \hat{i}_{\alpha}(s) \right) \quad (5)$$

Où:

$i_{\alpha\beta}$: Le courant électrique d'entrée selon les axes $(\alpha - \beta)$.

$\hat{i}_{\alpha\beta}$: La composante du courant qui passe dans le filtre FMV.

K : constante à fixer par le diagramme de Bod.

$\omega_c = h.2\pi.f$: Pulsation du courant identifié.

C. Identification globale des harmonique à base du FMV

Quant aux courants diphasés d'axes $(\alpha - \beta)$ ils peuvent être définis comme la somme d'une composante fondamentale et d'une composante harmonique [6] :

$$\begin{cases} i_{\alpha} = i_{\alpha 1} + i_{\alpha h} \\ i_{\beta} = i_{\beta 1} + i_{\beta h} \end{cases} \quad (6)$$

Où :

$i_{\alpha 1}$: Composante fondamentale du courant i_c sur l'axe α

$i_{\beta 1}$: Composante fondamentale du courant i_c sur l'axe β

$i_{\alpha h}$: Composante fondamentale du courant i_c sur l'axe α

$i_{\beta h}$: Composante fondamentale du courant i_c sur l'axe β

Le rôle du FMV est d'extraire les composantes fondamentales du courant de charge à la pulsation $\omega_c = 2\pi.f$ avec ($f = 50 \text{ Hz}$) directement selon les axes $(\alpha - \beta)$ [7], [8]. Ensuite, les composantes harmoniques du courant selon les axes $(\alpha - \beta)$, notées ici $i_{\alpha h}$ et $i_{\beta h}$ sont obtenues en soustrayant sur chaque axe, la sortie du FMV à son entrée. Les courants harmoniques de références sont obtenus par la transformation inverse de Concordia.

$$\begin{bmatrix} i_{c_ref1} \\ i_{c_ref2} \\ i_{c_ref3} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -1/2 & \sqrt{3}/2 \\ -1/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{\alpha h} \\ i_{\beta h} \end{bmatrix} \quad (7)$$

La Fig.5 représente le diagramme de l'identification globale des harmoniques de courant de charge à base de la technique du filtre multi-variable.

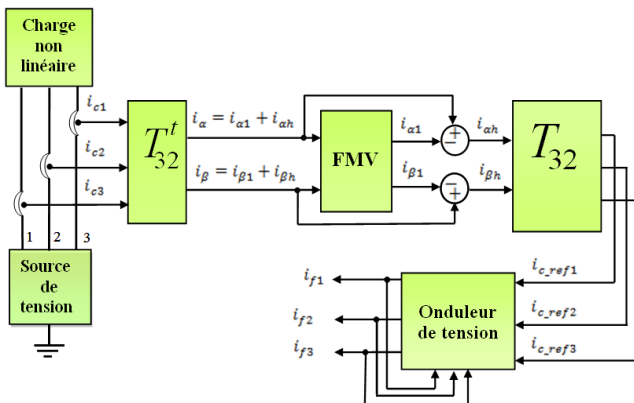


Fig.5. algorithme d'identification des courants harmoniques de référence à base du filtre FMV

A. Identification sélective des harmonique à base du FMV

Un système triphasé des courants de la charge $[i_c]$ peut se décomposer en deux sous systèmes directe et inverse [1],[3].

Le système direct $[i_c]_+$ est constitué de la composante fondamentale et des harmoniques 7, 13, 19,...Le système inverse ou indirect $[i_c]_-$ est constitué des harmoniques 5, 11, 17,...etc.

L'identification d'un harmonique d'ordre h exige la connaissance de sens de propagation de ce dernier.

Si le système de courant de rang h est direct ($h = 6n + 1$), la pulsation de cet harmonique est définie comme suite :

$$\omega_h = +h.\omega_1 \quad (8)$$

Si le système de courant de rang h est inverse ($h = 6n - 1$) la pulsation de cet harmonique est définie comme suite :

$$\omega_h = -h.\omega_1 \quad (9)$$

Dans cet article, nous avons identifié deux harmonique, 5 et 7. L'harmonique 5 se propage dans le sens inverse par une pulsation $\omega_5 = -5.\omega_1$ contre l'harmonique 7 se propage au sens direct une pulsation $\omega_7 = 7.\omega_1$.

La Fig.6 montre bien diagramme d'identification des courant harmoniques 5 et 7 à base d'un filtre multi-variable 'FMV', le choix des paramètres $K_5 = 18$ et $K_7 = 16$ se fait à base du diagramme de Bod en 3D.

Le courant harmonique de référence, lorsqu'on veut compenser les deux harmoniques 5 et 7 est la somme de deux courants sur chaque phase comme le montre la Fig.6.

Où

T_{32}^t : est la transformateur direct de Concordia

T_{32} : est la transformateur inverse de Concordia

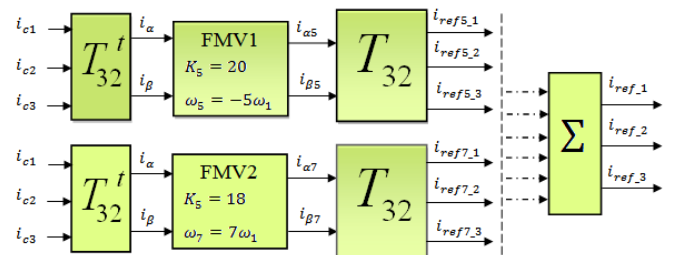


Fig.6. algorithme d'identification des courants harmoniques 5 et 7 à base du FMV

IV. RESULTATS DE SIMULATION NUMERIQUE

Les modèles et l'ensemble des simulations sont réalisés dans l'environnement Matlab/Simulink. L'objectif est de valider et de montrer l'efficacité de la compensation active (totale ou sélective) des harmoniques à base du FMV, la compensation sélective est consacrée pour les deux premiers

harmoniques 5, 7 et les deux au même temps. Le système simulé est montré dans la Fig.7 (la charge non linéaire est PD3 à diode débité sur une charge inductive). Les paramètres du système simulé sont donnés dans le Tab.1.

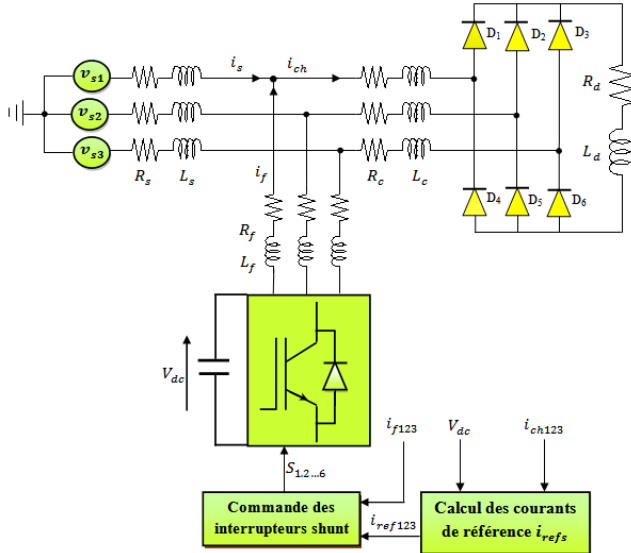


Fig.7. système de filtrage simulé

V_s	f	L_s	R_s	L_c	R_c	R_d	L_d
220V	50Hz	0,0115mH	1mΩ	0,1mH	1mΩ	10Ω	0,2H
V_{dc} pour h5	V_{dc} pour h7	$V_{dc} \rightarrow F-G$	C_{dc}	L_f	R_f	Δh	
370V	350V	700V	8mF	1mH	1mΩ	0,2A	

Tab.1. paramètres du système simulé

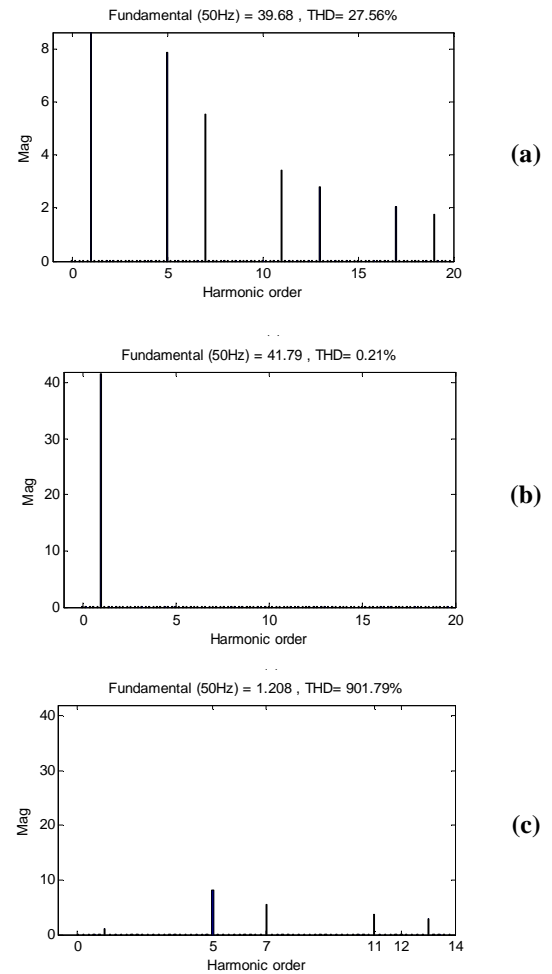


Fig.10. (a), (b), (c) spectre harmonique des courants i_c , i_s et i_f

A. Compensation globale des harmonique de courant à base d'un FMV

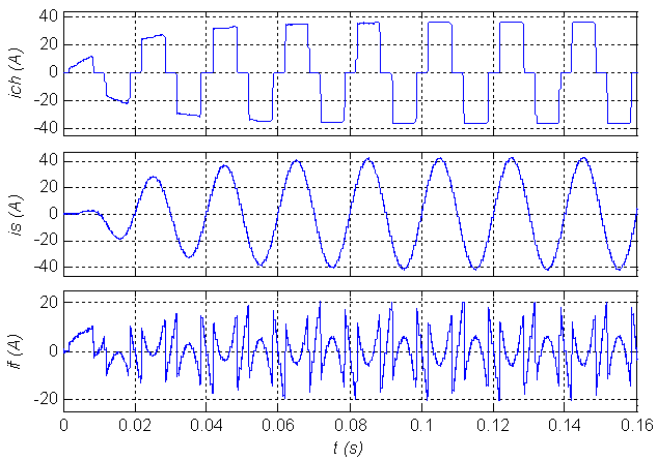


Fig.9. compensation globale de l'harmonique de courant à base d'un FMV

B. Compensation de l'harmonique 5 et 7 du courant de la charge

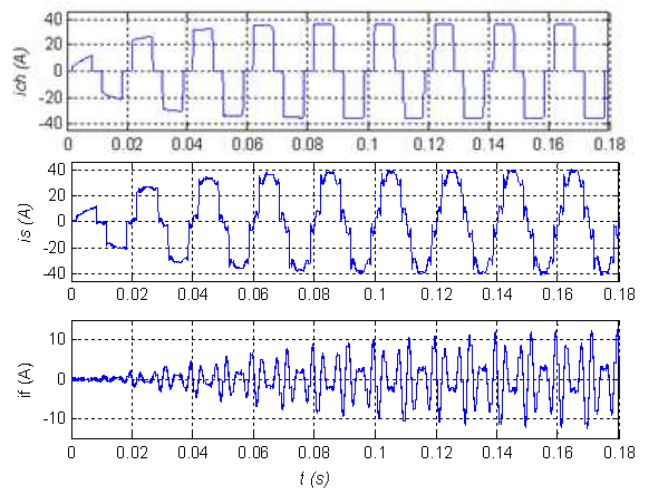


Fig.12. compensation de l'harmonique 5 et 7 du courant de la charge

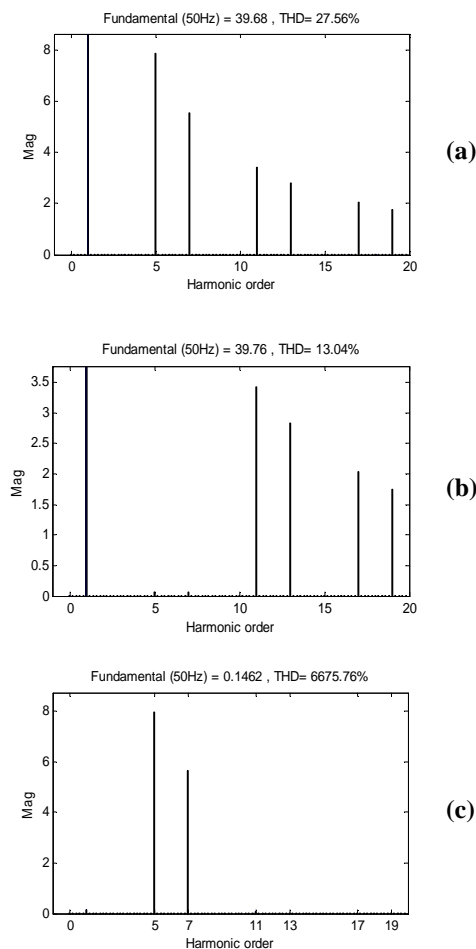


Fig.13. (a), (b), (c) spectre harmonique des courants i_c , i_s et i_f

Les résultats de simulation numérique présentent le courant de charge circulant dans la première phase, le courant délivré par la source et celui fourni par le filtre actif. On remarque que la forme d'onde du courant de source est purement sinusoïdale dans le cas de la compensation globale et approché de la forme sinusoïdale dans le cas d'une compensation sélective. La valeur du gain K pour identifier les harmoniques 5 et 7 se fait par le diagramme de Bode en 3D ou 2D.

La capacité du filtre actif à compenser les harmoniques courant de la charge est démontrée par la lecture de spectre harmonique du courant de réseau après le filtrage. La THD du courant de source passe de 27.56% avant la compensation, à 0,21% après la compensation totale des harmoniques ($V_{dc} = 700V$) et passe de 27.56% à 13,04% après la compensation des harmoniques 5 et 7 ($V_{dc} = 400V$),

V. CONCLUSION

On peut conclure que :

- le filtre actif parallèle peut être compensé les harmoniques du réseau électrique totalement et individuellement.

- La méthode d'identification *FMV* est très efficace pour extraire les harmoniques de références et facile à mise en œuvre.
- L'identification des harmoniques n'a pas besoin d'un circuit PLL contraire $p-q$ et $d-q$.
- La technique *FMV* nous permet de compenser sélectivement ou totalement les harmoniques du réseau.
- La technique *FMV* nous permet de compenser les harmoniques du réseau en régime déformé et déséquilibré de tension.

REFERENCES

- [1] H. Akagi, "Trends in Active Power Line," IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 9, no. 3, pp. 263-268, 1994
- [2] N. Bruyant, "Etude et commande généralisées de filtres actifs parallèles, compensation global ou sélective des harmoniques, régime équilibré ou déséquilibré ». Thèse de doctorat de l'université de Nantes, France, (1999).
- [3] T. GOURAUD, « Identification et rejet de perturbations harmoniques dans des réseaux de distribution électrique ». Thèse, Nantes, France, (1997).
- [4] M. Abdusalam, P. Poure and S. Saadate, « Hardware implementation of a three-phase active filter system with harmonic isolation based on Self-Tuning-Filter ». PESC, 39th IEEE Power Electronics Specialists Conference, Island of Rhodes, Greece, (2008).
- [5] S. Hong-Seok, P. Hyun-Gyu, N. Kwanghee, An instantaneous phase angle detection algorithm under unbalanced line voltage condition, in: IEEE 30th Annual Power Electronics Specialist Conference PESC'99, vol. 1, August, 1999, pp.
- [6] T.Thomas, K.Haddad, G.Joos et A.Jaafari, "Design and Performance of active power filters", IEEE Industry Applications Vol. 4, N°5, Septembre octobre, 1998.
- [7] M. Abdusalam, P. Poure and S. Saadate, « Study and experimental validation of harmonic isolation based on Self-Tuning-Filter for three-phase active filter ». ISIE, IEEE International Symposium on Industrial Electronics, Cambridge, UK, (2008).
- [8] K. Kubo, K. Sakai, "Feedforward voltage compensation for digital active filter using frequency domain decomposition", EPE'97, Trondheim, Vol.4, pp.786-791.

Etude de la Propagation des CPL (Outdoor) sur les lignes Electriques par Matrice [S]

D. Sekki*, A. Boudouda, M. Chouki*, L. Boufenneche *, S. Khedimallah*, B. Nekhoul*

*LAMEL Laboratoire, Université de Jijel, BP 98 Ouled Aissa 18000 Jijel, Algérie Email: Daoud.jijel@yahoo.fr

Résumé – Dans cette étude nous nous intéressons à la propagation des CPL (power line communication), pour cela nous traitons la modélisation des signaux HF dans le réseau électrique. nous présentons les éléments mathématiques pour la représentation d'un tube (ligne multifilaire ou câble) par matrice S ; suivra ensuite un exposé sur l'approche topologique par matrice S que nous utiliserons pour modéliser la propagation HF dans un réseau (radial ou maillé) multifilaire.

Mots-Clés – PLC, Modélisation, Outdoor, Matrice [S]

I. INTRODUCTION

Le réseau d'énergie électrique, à l'origine, n'a pas été conçu pour la communication et la transmission de données en haut débit. Plusieurs phénomènes s'y produisent, les atténuations fortes et les perturbations empêchent la transmission de signaux à très haute fréquence, et donc limitent un haut débit. Jusqu'à nos jours, les technologies pour réseau dit « indoor » sont arrivées à maturité, plusieurs modems sont commercialisés sur le marché.

Mais aujourd'hui on a besoin de déployer les services sur une zone plus large dit réseau « outdoor », qui pourrait tout à fait correspondre au réseau de distribution d'énergie électrique. L'idéal serait de pouvoir utiliser un réseau déjà existant, ceci permettrait son exploitation pour des services en plus de celui de la fourniture de l'énergie électrique (transmettre sur le même support des signaux HF et le signal à fréquence industriel). Cet vision si elle se réalise va permettre de réduire les coûts d'investissement tout en évitant une multiplicité des réseaux câblés qui endommage l'environnement.

La technologie CPL, en anglais PLC (Power Line Communications), vise à transmettre des données sur une ligne électrique. Cette ligne fait donc office de support de la transmission des données. Contrairement à d'autres supports de communication, comme les câbles Ethernet, coaxiaux, fibre optique, etc., ce rôle de support de transmission des données n'est pas la fonction principale du câble électrique. Le transport des données doit donc s'ajouter à celui de l'énergie électrique dans les câbles permettant d'alimenter les équipements électriques en énergie à partir du réseau public d'électricité. Destinés à une application censée être à large diffusion publique, les produits CPL doivent rester compétitifs et les adaptations au réseau électrique qui les relie doivent

être minimisées.

II. BREF APERCU SUR LA MATRICE [S]

Considérons un tube d'extrémités L et R, de longueur L et ayant une source de tension U_F série et une source de courant shunt I_F en un point de la ligne situé à $x = \zeta$ ($0 < \zeta < L$).

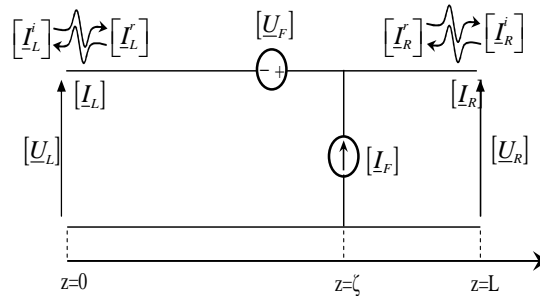


Fig. 1 Déterminations des Paramètres de Diffusion pour un Tube Excité en un Point $z=\zeta$

La solution générale des équations des lignes de transmissions multifilaires 'MTL' pour un tube dans le domaine fréquentiel est donnée par les deux équations précédemment déduites:

$$[\underline{U}(z)] = [\underline{Z}_c] \cdot [\underline{T}] \cdot \left(e^{-\gamma_m \cdot z} \cdot [\underline{I}_m^+] + e^{+\gamma_m \cdot z} \cdot [\underline{I}_m^-] \right) \quad (1)$$

$$[\underline{I}(z)] = [\underline{T}] \cdot \left(e^{-\gamma_m \cdot z} \cdot [\underline{I}_m^+] - e^{+\gamma_m \cdot z} \cdot [\underline{I}_m^-] \right) \quad (2)$$

Avec :

Z_c représente l'impédance caractéristique calculée à partir des paramètres linéiques publiée on [1].

Pour les segments du tube (Fig. 1), à gauche et à droite des sources localisées, la solution générale est comme suit :

Pour $0 \leq x < \zeta$

$$[\underline{U}(x)] = [\underline{Z}_c] \cdot [\underline{T}] \cdot \left([\underline{I}_L^+] e^{-\gamma_m x} + [\underline{I}_L^-] e^{+\gamma_m x} \right) \quad (3)$$

$$[\underline{I}(x)] = [\underline{T}] \cdot \left([\underline{I}_L^+] e^{-\gamma_m x} - [\underline{I}_L^-] e^{+\gamma_m x} \right) \quad (4)$$

Pour $\zeta \leq x < L$

$$[\underline{U}(x)] = [\underline{Z}_c] \cdot [\underline{T}] \cdot \left([\underline{I}_R^+] e^{-\gamma_m x} + [\underline{I}_R^-] e^{+\gamma_m x} \right) \quad (5)$$

$$[I(x)] = [T] \cdot \left([I_R^+] e^{-\gamma_m x} - [I_R^-] e^{+\gamma_m x} \right) \quad (6)$$

Les indices L (left) et R (right) dans les vecteurs des constantes indéterminées ($[I_R^\pm]$ et $[I_L^\pm]$), représentent respectivement les segments gauche et droite [22].

D'après le schéma en Fig. 1, nous avons en $x = \zeta$:

$$- [Z_C] \cdot [T] \cdot \left([I_L^+] e^{-\gamma_m \zeta} + [I_L^-] e^{+\gamma_m \zeta} \right) + [Z_C] \cdot [T] \cdot \left([I_R^+] e^{-\gamma_m \zeta} + [I_R^-] e^{+\gamma_m \zeta} \right) = [U_F] \quad (7)$$

$$- [T] \cdot \left([I_L^+] e^{-\gamma_m \zeta} - [I_L^-] e^{+\gamma_m \zeta} \right) + [T] \cdot \left([I_R^+] e^{-\gamma_m \zeta} - [I_R^-] e^{+\gamma_m \zeta} \right) = [I_F] \quad (8)$$

Ajoutons et soustrayons ces deux équations, nous aboutissons aux deux expressions suivantes :

$$[I_L^+] - [I_R^+] = -\frac{1}{2} e^{+\gamma_m \zeta} \cdot [T]^{-1} \cdot [Z_C]^{-1} \cdot ([U_F] + [Z_C] \cdot [I_F]) \quad (9)$$

$$[I_L^-] - [I_R^-] = -\frac{1}{2} e^{-\gamma_m \zeta} \cdot [T]^{-1} \cdot [Z_C]^{-1} \cdot ([U_F] - [Z_C] \cdot [I_F]) \quad (10)$$

Les courants aux extrémités de la ligne peuvent être logiquement décomposés en deux ondes incidente et réfléchie. En évaluant (4) à $x = 0$ et (6) à $x = L$, nous avons [2]:

$$[I_L] = [I(0)] = [I_L^r] + [I_L^i] \quad (11)$$

$$[I_R] = -[I(L)] = [I_R^r] + [I_R^i] \quad (12)$$

Où :

$$[I_L^r] = [T] \cdot [I_L^+] \quad (13)$$

$$[I_L^i] = -[T] \cdot [I_L^-] \quad (14)$$

$$[I_R^i] = -[T] e^{-\gamma_m L} \cdot [I_R^+] \quad (15)$$

$$[I_R^r] = [T] e^{+\gamma_m L} \cdot [I_R^-] \quad (16)$$

Les indices i et r indiquent respectivement incident et réfléchie.

Nous désignons l'onde incidente comme la portion qui entre à l'extrémité et l'onde réfléchie celle qui sort et nous considérons aussi que la composante contenant $e^{-\gamma_m x}$ se propage à droite et la composante $e^{+\gamma_m x}$ se propage à gauche [2].

Pour être conforme avec les résultats de la section précédente, les courants du tube sont dirigés vers

l'intérieur de celui-ci aux deux extrémités. En combinant (9), (10), (13) à (19), nous pouvons exprimer les composantes réfléchies en fonction de celle incidentes :

$$[I_L^r] = -([T] e^{+\gamma_m L} \cdot [T]^{-1}) \cdot [I_L^i] - \frac{1}{2} ([T] e^{+\gamma_m \zeta} \cdot [T]^{-1}) \cdot ([I_F] + [Z_C]^{-1} \cdot [U_F]) \quad (17)$$

$$[I_R^r] = -([T] e^{+\gamma_m L} \cdot [T]^{-1}) \cdot [I_R^i] - \frac{1}{2} ([T] e^{+\gamma_m (L-\zeta)} \cdot [T]^{-1}) \cdot ([I_F] - [Z_C]^{-1} \cdot [U_F]) \quad (18)$$

$$[I_L^i] - \frac{1}{2} ([T] e^{+\gamma_m (L-\zeta)} \cdot [T]^{-1}) \cdot ([I_F] - [Z_C]^{-1} \cdot [U_F])$$

Le signe de ce résultat dépend de la direction choisie du courant total aux extrémités du tube.

En notation matricielle, le système d'équations (17 et 18) s'exprime comme suit :

$$\begin{bmatrix} [I_L^r] \\ [I_R^r] \end{bmatrix} = \underline{S} \cdot \begin{bmatrix} [I_L^i] \\ [I_R^i] \end{bmatrix} + [I_T] \quad (19)$$

Où :

$$\underline{S} = \begin{bmatrix} [0] & [\Gamma] \\ [\Gamma] & [0] \end{bmatrix} \quad (20)$$

$$\Gamma = -[T] e^{+\gamma_m L} \cdot [T]^{-1} \quad (21)$$

$[I_T]$: vecteur source du courant dû aux sources d'excitations localisées à $x = \zeta$, il est donné par :

De même on peut montrer que :

$$\begin{bmatrix} [U_L^r] \\ [U_R^r] \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} [0] & [\Gamma] \\ [\Gamma] & [0] \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} [U_L^i] \\ [U_R^i] \end{bmatrix} = [U_T] \quad (22)$$

III. FORMALISME TOPOLOGIQUE PAR MATRICE S EN COURANT ET EN TENSION

A. Principe de l'Analyse

Pour déduire les ondes de courants et de tensions en chaque nœud du réseau mixte, nous utilisons le formalisme topologique proposé par S. Kaouche. [3]. Ce formalisme consiste à résoudre un ensemble d'équations de propagations (pour l'ensemble des tubes) en tenant compte des relations électriques aux extrémités des tubes. De manière très schématique pour un réseau mixte à n nœuds nous devons construire un système d'équations linéaires : ayant la forme suivante :

$$[A] \cdot [X] = [B] \quad (23)$$

Que nous explicitons comme suit :

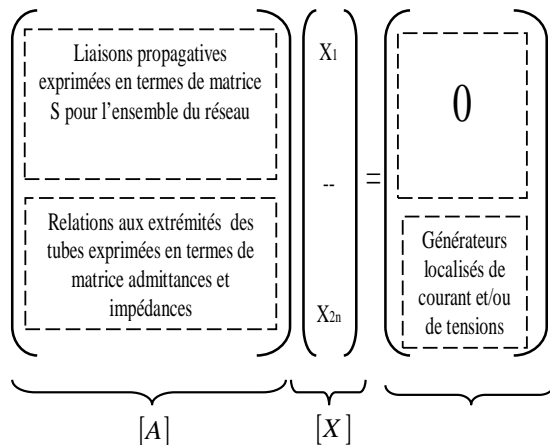


Fig. 2 Construction du Système Matriciel

Cette représentation met en évidence une matrice $[A]$ composée de deux sous matrices tel que :

$$[A] = \begin{bmatrix} [A_1] \\ [A_2] \end{bmatrix} \quad (24)$$

$[A_1]$: sous matrice déduite de la représentation par matrice S des tubes de propagation ;

$[A_2]$: sous matrice déduite des lois de Kirchhoff (KCL et KVL) pour les réseaux (réseau d'extrémité et d'interconnexion) ;

$[X]$: vecteurs des inconnues (ondes de courants et de tension aux nœuds) ;

$[B]$: vecteur source (source de courant et/ou de tension).

B. Construction de la Sous Matrice $[A_1]$

Dans le paragraphe II nous avons brièvement rappelé les deux relations suivantes pour un tube de longueur L :

$$\begin{bmatrix} [I_L^r] \\ [I_R^r] \end{bmatrix} = \underline{S} \cdot \begin{bmatrix} [I_L^i] \\ [I_R^i] \end{bmatrix} + [I_T] \quad (25)$$

$$\begin{bmatrix} [U_L^r] \\ [U_R^r] \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} [0] & [\Gamma] \\ [\Gamma] & [0] \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} [U_L^i] \\ [U_R^i] \end{bmatrix} = [U_T] \quad (26)$$

La contribution dans la sous matrice $[A_1]$ du tube d'indice i ayant comme nœuds d'extrémités j et k sera déduite à partir des deux relations (19 et 22) comme suit :

$$\begin{bmatrix} \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & [0] & [\Gamma_i] & [0] & [0] & [\Gamma_i] & [0] & [0] & \dots \\ \dots & [\Gamma_i] & [0] & [0] & [0] & [0] & [\Gamma_i] & [0] & \dots \\ \dots & [0] & [0] & [0] & [\Gamma_i] & [0] & [0] & -[\Gamma_i] & [0] & \dots \\ \dots & [0] & [0] & -[\Gamma_i] & [0] & [0] & [0] & [0] & [\Gamma_i] & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \end{bmatrix}$$

Avec $[\Gamma_i]$, la matrice identité d'ordre égale au nombre de conducteur du tube i .

C. Construction de la Sous Matrice $[A_2]$

La sous matrice $[A_2]$, correspond aux représentations de tous les nœuds (réseaux d'extrémités et d'interconnexion) du réseau de transmission. Cette sous matrice est obtenue en appliquant les théorèmes de Thévenin et Norton en chaque réseau (nœud).

Supposons, par exemple, que nous désirons caractériser le réseau d'interconnexion ' m ', qui effectue l'interconnexion des trois tubes : i , j et k , comme il est illustré en Fig. 3.

Les tensions et les courants de ces tubes, en ce réseau m , peuvent être liés entre eux par la relation suivante :

$$\sum_{l=1}^{NT} ([Y_l^m] \cdot [U_l^m] + [Z_l^m] \cdot [I_l^m]) = [P^m] \quad (27)$$

Avec :

NT : C'est le nombre de tube

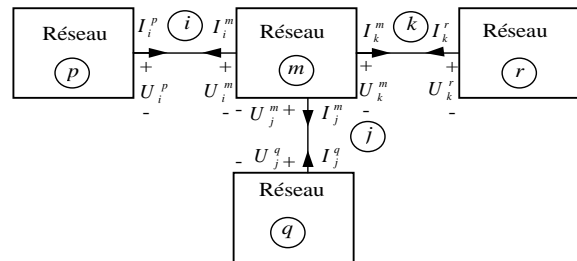


Fig. 3 Définition des Tensions et des Courants dans un Réseau de Transmission

Avec :

$[Y_l^m]$: matrice résultant de l'application des lois de Kirchhoff (KVL et KCL) dans le réseau m , qui peuvent contenir les valeurs : 0, 1, -1 ou des admittances suivant la topologie du réseau.

$[Z_l^m]$: matrice résultant de l'application des lois de Kirchhoff (KVL et KCL) dans le réseau m , qui peuvent contenir les valeurs : 0, 1, -1 ou des impédances suivant la topologie du réseau.

$[P^m]$: vecteur contenant les sources équivalentes de Thévenin et/ou Norton.

D. Construction Du Vecteur $[B]$

Ce vecteur est composé de deux sous vecteurs $[B_1]$ et $[B_2]$, tel que :

$$[B] = \begin{bmatrix} [B_1] \\ [B_2] \end{bmatrix} \quad (28)$$

Le sous vecteur $[B_1]$ est déduit à partir du système matriciel (19) et (22) pour chaque tube du réseau ; il prend en compte le second membre de ce système du à toute excitation extérieur distribuée.

Le second sous vecteur $[B_2]$ contient les générateurs localisés en chaque nœud (de tensions et/ou de courants), c'est-à-dire il englobe les seconds membres de la combinaison (27) écrite pour chaque réseau m .

Une fois que les sous matrices $[A_1]$, $[A_2]$ et le vecteur $[B]$ sont construits, nous pouvons alors résoudre le système (23) dont les inconnues sont les ondes de tensions et de courants.

IV. VALIDATION

Pour validé nos résultats nous faisons une comparons avec ceux obtenus par matrice ϕ , puisque c'est deux méthodes $[S]$ et ϕ sont tirés de la même théorie (théorie des lignes), nous allons étudier la variation fréquentielle de la fonction de transfert $(V(L)/V(0))$ du signal transmis. La Fig. 4, illustre une ligne triphasée en nappe alimentée par une source harmonique sur sa première phase. La ligne et de longueur $L = 1\text{Km}$ et de charge d'extrémité $Z_{ch} = Z_c$. Les conducteurs ont une conductivité égale à 5.10^7 S/m et celle du sol est $\sigma_s = 0.01 \text{ (S/m)}$.

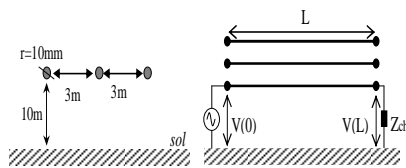


Fig. 4 Ligne en nappe sans câble de garde.

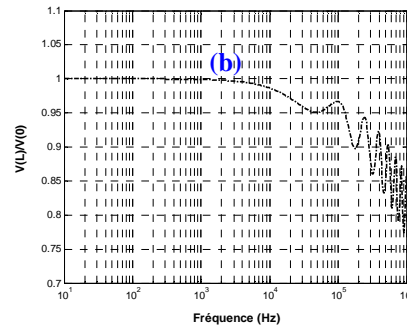
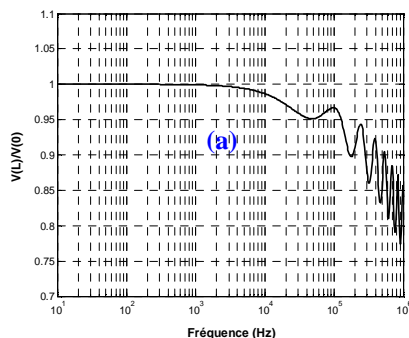


Fig. 5 Rapport de Tension sur L'âme $V(L)/V(0)$ (a : représentation $[S]$, b : représentation ϕ).

Ces deux premiers résultats (Fig. 5.a et Fig. 5.b) mettent en évidence l'excellente concordance des résultats obtenus par les deux formalismes pour le rapport en tension $V(L)/V(0)$. Nous pouvons affirmer que nos développements sont bien validés ; notons que nous avons quand même traités d'autres applications non présentées ici pour confirmer la validation de nos développements sous Matlab.

V. APPLICATIONS

A. Les Lignes Electriques Aériennes

Pour les trois configurations (nappe, triangle, et drapeau) analysées, les trois conducteurs de phases ainsi que le câble de garde sont considérés chargés par leurs impédances caractéristiques. Les conducteurs sont en cuivre et le sol est de conductivité finie $\sigma_s = 0.01 \text{ (S/m)}$, la ligne est de longueur 1km pour les trois configurations.

Nous exciterons successivement une phase puis le câble de garde pour essayer de détecter une différence éventuelle.

Le but de cette application est d'analyser la différence entre la propagation des courants porteurs sur une phase et sur le câble de garde. Pour cet objectif, nous étudions la variation fréquentielle du rapport de la puissance de sortie sur la puissance injectée, des tensions sortie/entrée ainsi que celui de l'onde incidente sur l'onde réfléchi sur l'extrémité réceptrice.

A1. Configuration en Nappe

Soit une configuration en nappe pour une ligne triphasée avec câble de garde comme le montre la Fig. 6.

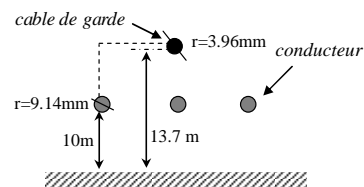


Fig. 6 Ligne en nappe sans câble de garde.

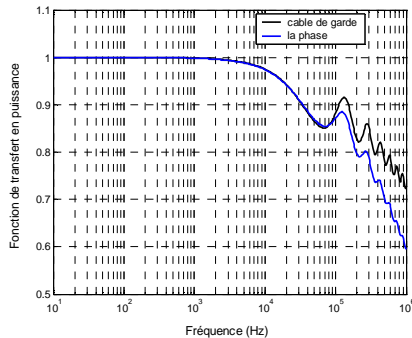
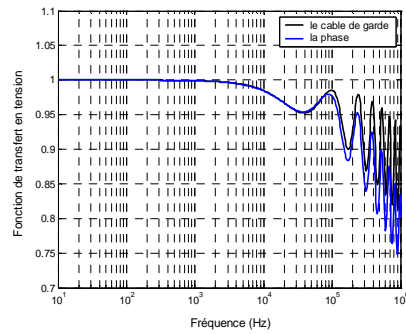


Fig. 7 La Variation Fréquentielle (a : fonction de transfert en tension, b : en puissance)

A2. Configuration en Triangle

Nous considérons maintenant une ligne en triangle comme le montre la Fig. 8.

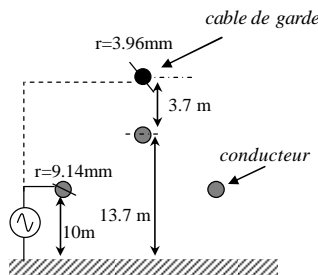


Fig. 8 Configuration d'une ligne en triangle avec câble de garde

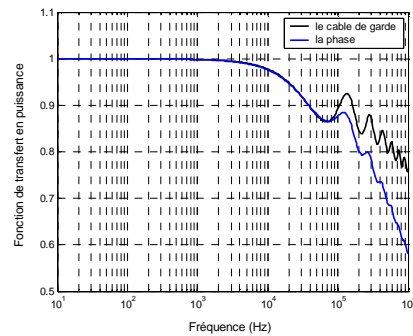
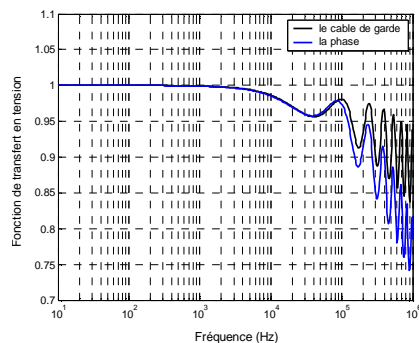


Fig. 9 La Variation Fréquentielle (a : fonction de transfert en tension, b : en puissance)

A3. Configuration en Triangle

La Fig. 10 ci-dessous représente une ligne en drapeau avec un câble de garde ; nos résultats sont représentés sur la Fig. 11.

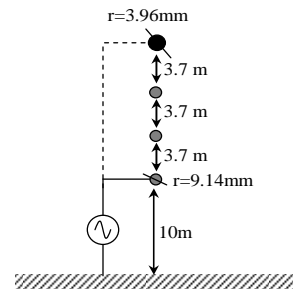


Fig. 10 Configuration d'une ligne en triangle avec câble de garde

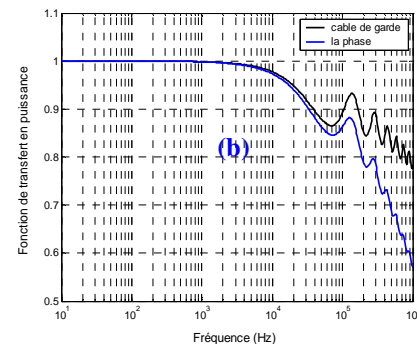
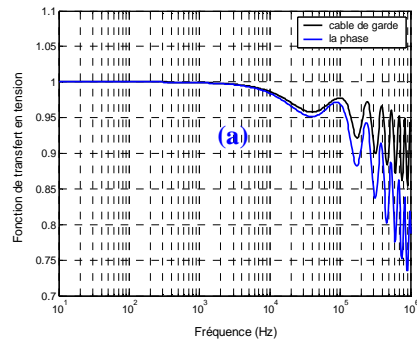


Fig. 11 La Variation Fréquentielle (a : fonction de transfert en tension, b : en puissance)

Le résultat en fig. 7, montre bien que la propagation du CPL sur le câble de garde est plus appropriée. Pour une fréquence qui ne dépasse pas les 10 KHz, nous

constatons que le rapport en puissance et en tension sur la deuxième extrémité est pratiquement le même aussi bien pour la propagation sur la phase que sur le câble de garde. La variation du rapport en puissance (figures IV.7.b, IV.9.b et IV.11.b) montre bien que la transmission de l'énergie du signal est acceptable aux alentours d'une fréquence légèrement supérieure à 100 KHz. Plus nous avançons dans la fréquence pour un meilleur débit, plus la transmission sur la phase se dégrade. Nous constatons que la seule analyse à partir des rapports de tension (Fig IV.7.a, IV.9.a et IV.11.a) n'est pas suffisante, car nous enregistrons une variation des rapports en puissance bien moindre.

Une première explication peut être donnée et consiste à affirmer que l'effet différentiel entre les phases et le câble de garde dégrade la propagation sur la phase ; ce qui justifie une plus grande utilisation du câble de garde pour la transmission des courants HF dans le réseau électrique. L'inconvénient majeur du câble de garde reste sa forte exposition aux perturbations de foudre.

VI. CONCLUSION

Afin d'adapter notre travail à la propagation des signaux HF à très faible énergie électrique sur des dispositifs à plusieurs entrées et plusieurs sorties, nous avons opté pour la modélisation par matrice S dite de répartition. L'utilisation de la matrice de répartition, ou matrice de paramètres S permet de caractériser un câble comme étant un élément de circuit aux caractéristiques connues représentable sous la forme d'un quadripôle.

Nous avons donc développé sous Matlab un code permettant la simulation de la propagation des signaux HF sur un réseau de câbles par matrice S. Afin de valider nos développements théoriques nous avons traités quelques applications. Nous avons traités la propagation sur le câble blindé en regardant l'effet de la charge. Les quelques applications que nous avons réalisées nous ont permis surtout de conclure qu'il est possible de traiter des problèmes liés à l'atténuation des signaux, à la bande passante ainsi qu'à l'effet de la dérivation en analysant surtout la puissance transmise.

VII. REFERENCE

- [1] M .Aguet et J. J. Morf, "*Energie Electrique*", Traité d'Electricité, Vol. XII.
- [2] Walter Blumer, Mireea Ianovici , *Sur les Méthodes de calcul de l'Exposant Linéique de Propagation et d'Impédance Caractéristique des Câbles Aériens et Enterrés*, ANN. TELECOMMUN.,39, N°. 9-10,1984.
- [2] S. Kaouche et B. Nekhoul, K. Kerroum et K. El Khamlichi Drissi, "Analyse des Défaits dans un Réseau de Lignes ou de Câbles", *présentée au Colloque Télécom'2003 & JFMMA*, Octobre 2003.

Conception d'un Code de Calcul « HPFCODE » pour Evaluer l'Influence des Harmoniques dans les Réseaux Electriques

A. Souli* A. Hellal**

* Centre de Recherche Nucléaire de Birine, Email: souliaissa@yahoo.fr,

** Laboratoire LACoSERE, Université de Laghouat, Email: a.hellal@mail.lagh-univ.dz

Résumé — Cet article a pour but de présenter la conception d'un code de calcul (HPFCODE) de l'écoulement de puissance et des pertes dans les réseaux électriques sous influence d'harmoniques, à l'aide de l'interface graphique GUI sous MATLAB. Après description, le programme a été exécuté pour deux réseaux standard IEEE 6 nœuds et IEEE 14 nœuds. L'écoulement de puissance par la méthode de Newton-Raphson a été calculé ainsi que les pertes de puissances active et réactive dans les lignes, respectivement dans le cas où les charges sont linéaires puis non linéaires (SVC, TCR, UPFC).

Mots-clés — Ecoulement de puissance, Harmoniques dans les réseaux électriques, HPFCODE, MATLAB.

I. INTRODUCTION

Le HPFCODE « Harmonics Power Flow CODE », est un programme de simulation et de calcul de l'écoulement de puissance [1], dans les réseaux électriques, permet de donner les résultats de l'écoulement de puissance dans les nœuds, et l'écoulement de puissance et pertes de puissance dans les lignes, dans d'un système de réseau à choisir IEEE 6 nœuds, ou IEEE 14 nœuds.

Le HPFCODE permet de calculer l'écoulement de puissance harmonique [2] dans les nœuds, et dans les lignes, et les pertes de puissance dans les lignes, et aussi dans le cas normal (pas d'harmonique).

Le HPFCODE crée dans le cadre du Doctorat à l'université Amar Telidji de Laghouat par Monsieur Souli Aissa magister en électrotechnique sous l'encadrement de Monsieur Hellal A.Hafid Professeur de L'UATL.

II. STRUCTURE DU HPFCODE

Notre programme appelé HPFCODE a été élaboré pour calculer l'écoulement de puissance et les pertes de puissance [3] dans les lignes pour divers systèmes de réseaux électriques.

HPFCODE peut analyser et calculer l'écoulement de puissance (power flow) dans deux cas : **PFNormal** dans le cas où les charges sont linéaires, et **PFHarmonic** dans le cas où il y a des charges non linéaires (SVC, TCR, UPFC) [4].

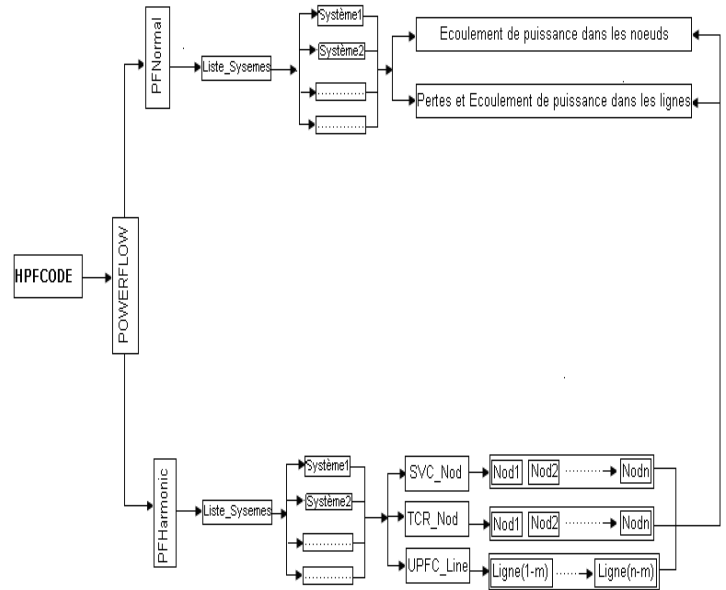


Fig. 1. Structure du programme HPFCODE

HPFCODE est un code de calcul réalisé en langage MATLAB [5], et permet d'exécuter plusieurs applications et fonctions (fichiers Matlab).

La structure du HPFCODE est basée sur les interfaces graphiques [6] réalisées par MATLAB (GUI).

III. DISPOSITIFS DE GENERATION D'HARMONIQUES

Les harmoniques sont créées par des appareils dont la caractéristique tension/courant n'est pas linéaire [7], comme c'est le cas avec les convertisseurs électroniques de puissance des entraînements de moteurs. Parmi les générateurs d'harmoniques, nous pouvons citer:

- Charges non linéaires (SVC, TCR, UPFC,...).
- Pont redresseur hexaphasé.
- Alimentation à découpage de type informatique.
- Charges d'éclairage.
- Variateurs de vitesse.

Parmi les charges non linéaires utilisées dans les réseaux électriques, et qui génèrent des harmoniques, nous distinguons principalement les systèmes FACTS « Flexible Alternating Current Transmission System » [8]. Ces dispositifs font, en général, appel à de l'électronique de

puissance, des microprocesseurs, de l'automatique, des télécommunications et des logiciels pour parvenir à contrôler les systèmes de puissance. Ce sont des éléments de réponse rapide. Ils donnent en principe un contrôle plus souple de l'écoulement de puissance. Ils donnent aussi la possibilité de charger les lignes de transit à des valeurs près de leur limite thermique, et augmentent la capacité de transférer de la puissance d'une région à une autre. Ils limitent également les effets des défauts et des défaillances de l'équipement, et stabilisent le comportement du réseau. Mais, ils sont source de courants harmoniques souvent indésirables.

IV. CALCUL DE L'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE HARMONIQUE

Un programme ordinaire pour le calcul de l'écoulement de charge a été appliqué pour calculer les puissances harmoniques actives et réactives, des courants et des amplitudes et des phases de tensions nodales. Ce programme applique la méthode de Newton-Raphson [9] pour le calcul du système d'équations qui représentent l'équilibre des puissances nodales actives et réactives.

Le processus de calcul du flux de puissance harmonique du réseau électrique est comme suit :

1. D'abord, un écoulement de charge est calculé pour une fréquence fondamentale. Les grandeurs nodales de tension obtenues sont utilisées pour convertir les puissances de charge en admittances :

$$Y_{ia} - jY_{ir} = \frac{P_i}{V_i^2} - j \frac{Q_i}{V_i^2} \quad (1)$$

2. Puis les admittances, modélisant la charge, ont été recalculées pour l'harmonique d'ordre h

$$Y_{ia}^h - jY_{ir}^h = \frac{P_i}{V_i^2 \sqrt{h}} - j \frac{Q_i}{V_i^2 h} \quad (2)$$

3. L'impédance du transformateur pour l'harmonique d'ordre h est déterminée comme [10]

$$Z_{tf} = R_t \sqrt{h} + j X_t h \quad (3)$$

avec R_t et X_t impédances de transformateur à la fréquence fondamentale.

4. Pour le circuit π équivalent de la ligne de transmission, son impédance spécifique pour l'harmonique d'ordre h est calculée par la relation :

$$Z_0 = R_0 + jX_0 h = R_0 + j2\pi L_0 h \quad (4)$$

et l'admittance spécifique par :

$$Y_0 = G_0 + jB_0 h = G_0 + j2\pi C_0 h \quad (5)$$

Si la fréquence fondamentale est égale à 50 hertz et la ligne d'une longueur de 300 kilomètres, la longueur d'onde de la

ligne est même du 5^{ème} harmonique ($h=5$) compose 1/4 vague, le rendant avantageux d'appliquer des fonctions hyperboliques en modelant le circuit équivalent de la ligne de transmission.

L'impédance Z_e et l'admittance Y_e du circuit π d'une ligne longue sont déterminées comme :

$$\begin{aligned} Z_e &= R_e + jX_e = \text{real}(Z_e) + j \text{imag}(Z_e) \\ &= Z_c \text{sh}(\gamma_0 l) = Z_c \left(\frac{e^{\gamma_0 l} - e^{-\gamma_0 l}}{2} \right) \end{aligned} \quad (6)$$

où $Z_c = \sqrt{Z_0/Y_0}$ est l'impédance de l'onde, $\gamma_0 = \sqrt{Z_0 Y_0}$ est un facteur de propagation d'ondes et l la longueur de la ligne.

5. Les données corrigées sur les paramètres des éléments du réseau électriques ont été transférées au programme de calcul d'écoulement de charge. Les tensions qui correspondent à la tension mesurée du réseau électrique étudié pour l'harmonique d'ordre h sont considérées comme approximations initiales des tensions.

Dans les nœuds où il y a des sources harmoniques, les valeurs de ces puissances calculées par des valeurs mesurées des courants et des tensions ont été introduites.

La figure 2 présente l'organigramme de l'écoulement de puissance sous influence harmonique.

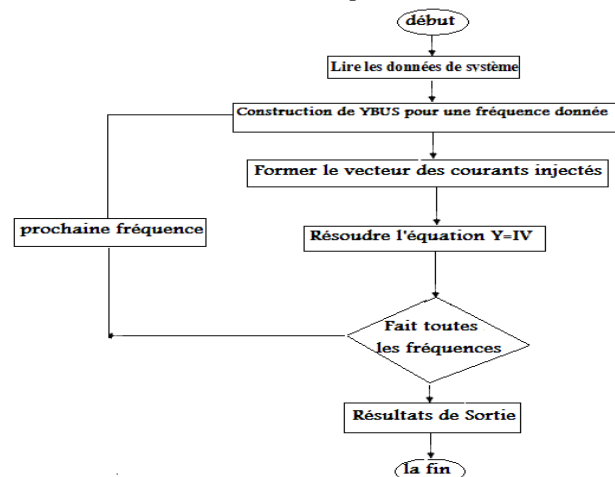


Fig.2. Organigramme du programme d'écoulement de charge harmonique

V. SIMULATIONS AVEC HPFCODE

J'ai appliqué mon code de calcul sur deux systèmes de réseau électrique système1: système de réseau 6 nœuds, 11 lignes [10], et système2 : système de réseau 14 nœuds, 20 lignes [11].

Écoulement de puissance normal (PFNormal)

Dans ce cas on a calculé l'écoulement de puissance (Tableau1, Tableau3), et les pertes de puissances active et réactive (Tableau2, Tableau4) dans le cas où il n'y a pas d'harmoniques, pour les deux systèmes de réseau : système de réseau 6 Nœuds, 11 Lignes, et Système de réseau 14 Nœuds, 20 Lignes.

Exemple1 : Système de réseau 6 Nœuds, 11 Lignes

TABLEAU 1. ECOULEMENT DE PUISSANCE DES NŒUDS

NewtonRaphson Loadflow Analysis									
Bus No	V pu	Angle Degree	Injection MW	Injection MVar	Generation MW	Generation MVar	Load MW	Load MVar	
1	1.0500	0.0000	1.427	-48.609	1.427	-48.609	0.000	0.000	
2	1.0800	-0.6399	0.500	4.926	0.500	4.926	0.000	0.000	
3	1.0800	-0.6270	0.600	-13.289	0.600	-13.289	0.000	0.000	
4	1.0758	-0.4899	-0.700	-0.700	-0.000	-0.000	0.700	0.700	
5	1.0832	-0.6745	-0.700	-0.700	0.000	0.000	0.700	0.700	
6	1.0840	-0.7046	-0.700	-0.700	0.000	0.000	0.700	0.700	
Total			0.427	-59.072	2.527	-56.972	2.100	2.100	

TABLEAU 2. PERTES ET ECOULEMENT DE PUISSANCE DES NŒUDS

Line Flow and Losses									
From Bus	To Bus	P MW	Q MVar	From Bus	To Bus	P MW	Q MVar	Line Loss MW	Line Loss MVar
1	2	-1.220	-15.105	2	1	1.428	15.521	0.208	0.417
1	4	1.365	-13.857	4	1	-1.277	14.209	0.088	0.352
1	5	1.282	-11.929	5	1	-1.177	12.321	0.104	0.392
2	3	-0.101	0.020	3	2	0.101	-0.020	0.000	0.000
2	4	-0.611	4.862	4	2	0.621	-4.842	0.010	0.021
2	5	-0.132	-1.101	5	2	0.133	1.105	0.001	0.003
2	6	-0.084	-2.129	6	2	0.087	2.137	0.003	0.008
3	5	-0.195	-1.231	5	3	0.197	1.235	0.002	0.003
3	6	0.694	-4.456	6	3	-0.691	4.474	0.003	0.017
4	5	-0.044	-1.966	5	4	0.051	1.979	0.007	0.013
5	6	0.097	-0.327	6	5	-0.096	0.327	0.000	0.000
Total Loss								0.427	1.226

Exemple 2 : Système de réseau 14 Nœuds, 20 Lignes

TABLEAU 3. ECOULEMENT DE PUISSANCE DES NŒUDS

NewtonRaphson Loadflow Analysis									
Bus No	V pu	Angle Degree	Injection MW	Injection MVar	Generation MW	Generation MVar	Load MW	Load MVar	
1	1.0600	0.0000	232.593	-15.233	232.593	-15.233	0.000	0.000	
2	1.0450	-4.9891	18.300	35.228	40.000	47.928	21.700	12.700	
3	1.0100	-12.7492	-94.200	8.758	0.000	27.758	94.200	19.000	
4	1.0132	-10.2420	-47.800	3.900	0.000	0.000	47.800	-3.900	
5	1.0166	-8.7601	-7.600	-1.600	-0.000	-0.000	7.600	1.600	
6	1.0700	-14.4469	-11.200	15.526	0.000	23.026	11.200	7.500	
7	1.0457	-13.2368	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
8	1.0800	-13.2368	0.000	21.030	0.000	21.030	0.000	0.000	
9	1.0305	-14.8201	-29.500	-16.600	-0.000	-0.000	29.500	16.600	
10	1.0299	-15.0360	-9.000	-5.800	-0.000	0.000	9.000	5.800	
11	1.0461	-14.8581	-3.500	-1.800	0.000	0.000	3.500	1.800	
12	1.0533	-15.2973	-6.100	-1.600	0.000	0.000	6.100	1.600	
13	1.0466	-15.3313	-13.500	-5.800	0.000	0.000	13.500	5.800	
14	1.0193	-16.0717	-14.900	-5.000	-0.000	0.000	14.900	5.000	
Total			13.593	31.009	272.593	104.509	259.000	73.500	

TABLEAU 4. PERTES ET ECOULEMENT DE PUISSANCE DES NŒUDS

Line Flow and Losses									
From Bus	To Bus	P MW	Q MVar	From Bus	To Bus	P MW	Q MVar	Line Loss MW	Line Loss MVar
1	2	157.080	-17.484	2	1	-152.772	30.639	4.309	13.155
1	5	75.513	7.981	5	1	-72.740	3.464	2.773	11.445
2	3	73.396	5.936	3	2	-71.063	3.894	2.333	9.830
2	4	55.943	2.935	4	2	-54.273	2.132	1.670	5.067
2	5	41.733	4.738	5	2	-40.813	-1.929	0.920	2.809
3	4	-23.137	7.752	4	3	23.528	-6.753	0.391	0.998
4	5	-59.585	11.574	5	4	60.064	-10.063	0.479	1.511
4	7	27.066	-15.396	7	4	-27.066	17.327	0.000	1.932
4	9	15.464	-2.640	9	4	-15.464	3.932	0.000	1.292
5	6	45.889	-20.843	6	5	-45.889	26.617	0.000	5.774
6	11	8.287	8.898	11	6	-8.165	-8.641	0.123	0.257
6	12	8.064	3.176	12	6	-7.984	-3.008	0.081	0.168
6	13	18.337	9.981	13	6	-18.085	-9.485	0.252	0.496
7	8	-0.000	-20.362	8	7	0.000	21.030	0.000	0.668
7	9	27.066	14.798	9	7	-27.066	-13.840	0.000	0.957
9	10	4.393	-0.904	10	9	-4.387	0.920	0.006	0.016
9	14	8.637	0.321	14	9	-8.547	-0.131	0.089	0.190
10	11	-4.613	-6.720	11	10	4.665	6.841	0.051	0.120
12	13	1.884	1.408	13	12	-1.873	-1.398	0.011	0.010
13	14	6.458	5.083	14	13	-6.353	-4.869	0.105	0.215
Total Loss								13.593	56.910

Écoulement de puissance harmonique (PFHarmonic)

Dans ce cas on a calculé l'écoulement de puissance (Tableau5, Tableau7), et les pertes de puissances active et réactive (Tableau6, Tableau8) dans le cas où il y a d'harmoniques pour les deux systèmes de réseau: système de réseau 6 Nœuds, 11 Lignes, et Système de réseau 14 Nœuds, 20 Lignes.

Exemple1 : Système de réseau 6 Nœuds, 11 Lignes

Notre exemple est dans le cas où le SVC dans le noeuds5

TABLEAU 5. ECOULEMENT DE PUISSANCE DES NŒUDS

Newton Raphson Loadflow Analysis									
Bus No	V pu	Angle Degree	Injection		Generation		Load		
			MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	
1	1.0500	0.0000	1.502	-52.528	1.502	-52.528	0.000	0.000	
2	1.0800	-0.6918	0.500	6.978	0.500	6.978	0.000	0.000	
3	1.0800	-0.6997	0.600	-11.243	0.600	-11.243	0.000	0.000	
4	1.0755	-0.5240	-0.700	-0.700	-0.000	-0.000	0.700	0.700	
5	1.0795	-0.6952	-0.700	-0.700	-0.000	-0.000	0.700	0.700	
6	1.0835	-0.7648	-0.700	-0.700	0.000	-0.000	0.700	0.700	
Total			0.502	-58.894	2.602	-56.794	2.100	2.100	

TABLEAU 6. PERTES DE LIGNES ET ECOULEMENT DE PUISSANCE

Line Flow and Losses									
From Bus	To Bus	P MW	Q MVar	From Bus	To Bus	P MW	Q MVar	Line Loss MW	Line Loss MVar
1	2	-0.807	-15.305	2	1	1.020	15.732	0.213	0.426
1	4	1.714	-13.799	4	1	-1.627	14.149	0.088	0.351
1	5	0.594	-15.707	5	1	-0.415	16.155	0.179	0.448
2	3	0.062	-0.012	3	2	-0.062	0.012	0.000	0.000
2	4	-0.781	5.243	4	2	0.793	-5.219	0.012	0.024
2	5	0.126	0.183	5	2	-0.126	-0.183	0.000	0.000
2	6	0.073	-1.919	6	2	-0.071	1.926	0.002	0.006
3	5	0.111	0.224	5	3	-0.111	-0.224	0.000	0.000
3	6	0.550	-3.898	6	3	-0.547	3.911	0.003	0.013
4	5	0.134	-1.534	5	4	-0.130	1.540	0.004	0.006
5	6	0.082	-1.090	6	5	-0.081	1.094	0.001	0.004
Total Loss								0.502	1.279

Exemple 2 : Système de réseau 14 Nœuds, 20 Lignes

Notre exemple est dans le cas où le SVC dans le noeuds14

TABLEAU 7. ECOULEMENT DE PUISSANCE DES NŒUDS

Newton Raphson Loadflow Analysis									
Bus No	V pu	Angle Degree	Injection		Generation		Load		
			MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	
1	1.0600	0.0000	232.596	-17.825	232.596	-17.825	0.000	0.000	
2	1.0450	-4.9814	18.300	27.702	40.000	40.402	21.700	12.700	
3	1.0100	-12.7104	-94.200	4.497	-0.000	23.497	94.200	19.000	
4	1.0203	-10.3508	-47.800	3.900	0.000	0.000	47.800	-3.900	
5	1.0222	-8.8158	-7.600	-1.600	0.000	0.000	7.600	1.600	
6	1.0800	-14.2033	-11.200	-10.702	0.000	-3.202	11.200	7.500	
7	1.0670	-13.3825	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	
8	1.0900	-13.3825	0.000	14.211	0.000	14.211	0.000	0.000	
9	1.0664	-14.9423	-29.500	-16.600	0.000	-0.000	29.500	16.600	
10	1.0614	-15.0920	-9.000	-5.800	-0.000	-0.000	9.000	5.800	
11	1.0671	-14.7772	-3.500	-1.800	0.000	0.000	3.500	1.800	
12	1.0750	-15.1924	-6.100	-1.600	0.000	0.000	6.100	1.600	
13	1.0785	-15.6254	-13.500	-5.800	-0.000	-0.000	13.500	5.800	
14	1.0872	-17.0226	-14.900	-5.000	0.000	0.000	14.900	5.000	
Total			13.596	-16.417	272.596	57.083	259.000	73.500	

TABLEAU 8. PERTES DE LIGNES ET ECOULEMENT DE PUISSANCE

Line Flow and Losses									
From Bus	To Bus	P MW	Q MVar	From Bus	To Bus	P MW	Q MVar	Line Loss MW	Line Loss MVar
1	2	156.848	-17.430	2	1	-152.552	30.545	4.296	13.115
1	5	75.748	5.335	5	1	-72.975	6.112	2.773	11.446
2	3	73.116	5.964	3	2	-70.800	3.792	2.316	9.756
2	4	56.181	-1.229	4	2	-54.501	6.327	1.680	5.099
2	5	41.556	1.442	5	2	-40.654	1.311	0.902	2.753
3	4	-23.400	3.591	4	3	23.768	-2.652	68	0.940
4	5	-61.383	15.666	5	4	61.897	-14.043	0.515	1.623
4	7	28.154	-22.565	7	4	-28.154	25.123	-0.000	2.558
4	9	16.161	-8.070	9	4	-16.161	9.760	0.000	1.689
5	6	44.132	-23.061	6	5	-44.132	28.634	0.000	5.573
6	11	7.451	3.450	11	6	-7.396	-3.335	0.055	0.115
6	12	7.214	-1.292	12	6	-7.157	1.409	0.057	0.118
6	13	18.267	-7.726	13	6	-18.044	8.165	0.223	0.439
7	8	-0.000	-13.912	8	7	0.000	14.211	0.000	0.299
7	9	28.154	1.037	9	7	-28.154	-0.270	0.000	0.767
9	10	5.129	4.328	10	9	-5.116	-4.295	0.013	0.033
9	14	9.686	-12.506	14	9	-9.40	13.101	0.280	0.595
10	11	-3.884	-1.505	11	10	3.896	1.535	0.013	0.030
12	13	1.057	-3.009	13	12	-1.038	3.027	0.019	0.018
13	14	5.582	-5.362	14	13	-5.494	5.541	0.088	0.179
Total Loss								13.596	56.930

VI. ANALYSE DES RESULTATS

Nous observons que pour l'exemple 1 où le système de réseaux IEEE 6 Nœuds, en cas normal (pas de charges non linéaires), et après le calcul de l'écoulement de puissance dans les nœuds et dans les lignes par la méthode Newton-Raphson on obtiens une valeur de 0.427MW pour les pertes de puissance active dans les lignes, et une valeur de 1.226 MVar pour les pertes de puissance réactive, par contre si on place un SVC dans le nœud 5, les pertes de puissance active augmentent d'une gamme de 7.5%, et les pertes de puissance réactive augmentent d'une gamme de 5.3%, due au courants harmoniques générés par le SVC.

pour l'exemple 2 où le système de réseaux IEEE 14 Nœuds, en cas normal (pas de charges non linéaires), et après le calcul de l'écoulement de puissance dans les nœuds et dans les lignes par la méthode Newton-Raphson on obtiens une valeur de 13.593 MW pour les pertes de puissance active dans les lignes, et une valeur de 56.910 MVar pour les pertes de puissance réactive, par contre si on place un SVC dans le nœud 14, les pertes de puissance active augmentent d'une gamme de 0.3 %, et les pertes de puissance réactive augmentent d'une gamme de 2.0 %, due au courants harmoniques générés par le SVC.

On remarque que les pertes de puissance active et réactive en cas où on a un SVC dans le nœud 5 du réseau 1 plus grande par rapport au pertes de puissance active et réactive en cas où on a un SVC dans le nœud 14 du réseau 2, à cause que les nœuds liés au nœud 5 du réseau 1 (5 nœuds 1, 2, 3, 4, 6) par contre les nœuds liés au nœud 14 du réseau 2 (2 nœuds 9, 13).

VII. CONCLUSION

Le programme élaboré et appelé HPFCODE « Harmonics Power Flow CODE », développé sur environnement Matlab, a été testé sur plusieurs charges non linéaires tel que : SVC, TCR, UPFC, permet de calculer l'écoulement de puissance et les pertes de puissances active et réactive quelque soit la charge, et quelque soit le système de réseau étudiée. Les résultats obtenus ont pratiquement logiques montrent l'influence des harmoniques sur l'augmentation des pertes de puissance dans les réseaux électriques. et nous avons conforté sur la possibilité d'analyser d'autres charges non linéaires avec ce code de calcul HPFCODE qui génèrent des harmoniques dans les réseaux électriques

Sur la base des différentes charges non linéaires à simulés, sur un certain nombre de réseaux différents, que nous considérons assez représentatifs pour valider notre code de calcul, nous pouvons conclure que le code de calcul HPFCODE donne des meilleurs résultats et qui peut admet L'amélioration de l'interface graphique de ce code, en

réduisant le nombre de fenêtres qui le constituent ou en le modifiant pour en simplifier l'utilisation.

VIII. REFERENCES

- [1] Enrique Acha, et Al, "FACTS Modeling and Simulation in Power Networks", University of Glasgow, UK, 2004.
- [2] Christopher N. Gedo, "Computer Analysis of Harmonic Distortion in Electrical Power Distribution Systems", Thesis, Monterey, California, USA, 1991
- [3] Whitaker, Jerry C. "Power Quality Standards" AC Power Systems Handbook, 2nd Edition. Jerry C. Whitaker Boca Raton: CRC Press LLC, 1999
- [4] Chu Kar Kit, "Contingency Control Strategies for Modern Power System under a Heterogeneous Simulation Environment" Hong Kong, China, 2000.
- [5] MATLAB 7.1.0.246, Service Pack 3, August 2005, License Number 161051, Copyright 1984-2005.
- [6] Brian R. Hunt, Ronald L. Lipsman, "A Guide to Matlab for Beginners and Experienced Users", Cambridge University, USA, 1995.
- [7] J. Arrillaga, N.R. Watson, "Power System Harmonics", Second Edition, 2003.
- [8] Vijay K. Sood, "HVDC and FACTS Controllers Application of Static Converters in Power Systems", Boston, USA, 2004.
- [9] Ranjit B. Pradhan, "On Conventional Harmonic and Load Flow Analysis", Jaihind college, India, 1988.
- [10] Ch. Chengaiah et Al, "Control Setting Of Unified Power Flow Controller Through Load Flow Calculation", ISSN 1819-6608, 2008
- [11] Sameh K. M. Koadi, "Accounting for the Effects of Power System Controllers and Stability on Power Dispatch and Electricity Market Prices", Waterloo, Ontario, Canada,

IX. ANNEXE

Les interfaces graphiques réalisées par MATLAB (GUI) avec le Code de Calcul « HPFCODE »

Si on exécute le programme HPFCODE(HPFCODE.m), une interface graphique nommée HPFCODE apparaît (fig.a1) :

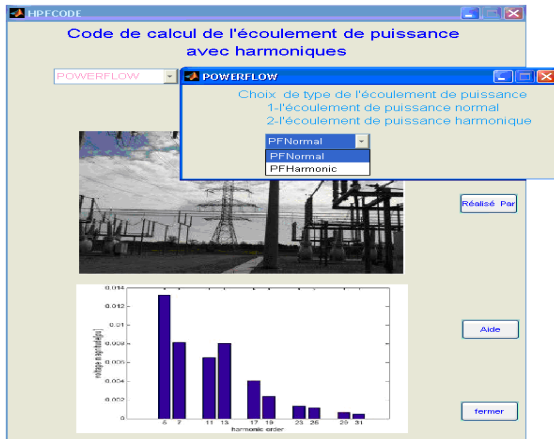


Fig. a1. Fenêtre principale du programme HPFCODE

Le bouton poussoir Aide : qui donne une vue générale de ce programme (fig.a2).

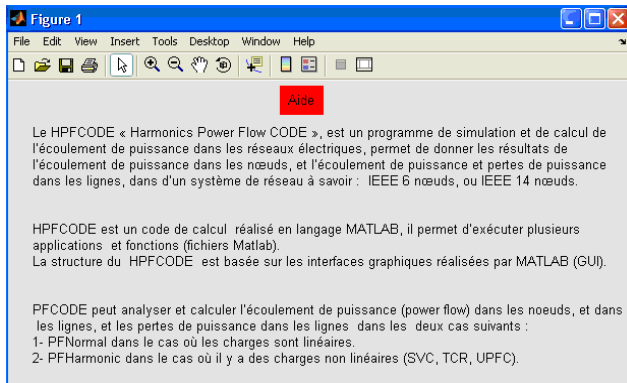


Fig. a2. Help principal du programme HPFCODE

Si on clique sur la première fonction PFNormal la fenêtre suivante apparaît permet de choisir le réseau électrique à étudier (fig.a3) :

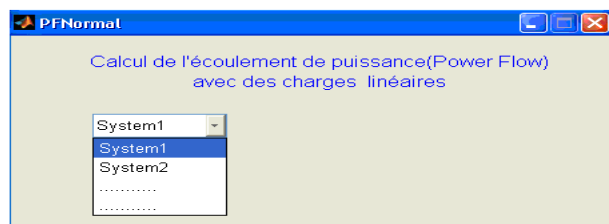


Fig. a3. Choix du système 1 de réseau avec PFNormal

Si on clique sur System1, on a le choix de voir l'écoulement de puissance où les pertes de puissances (fig.4a)

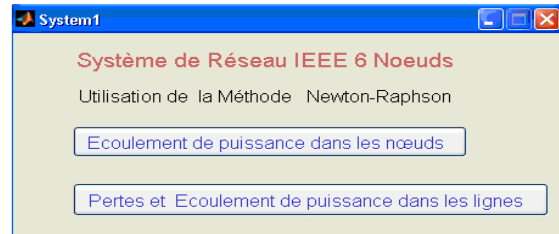


Fig. a4. Résultats du système de réseau 1

Si on appuie sur la première fonction PFHarmonic la fenêtre suivante apparaît permet de choisir le réseau électrique à étudier (fig.5a)

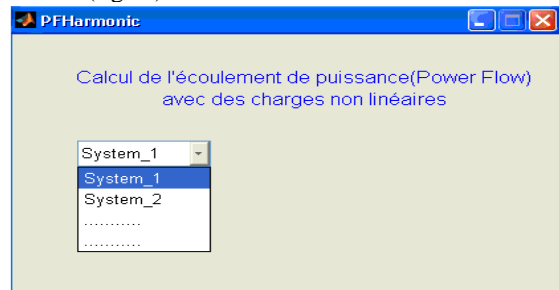


Fig. a5. Choix du système de réseau avec PFHarmonic

Si on appuie sur System_1 une liste de charges non linéaire apparaît (fig.6a)

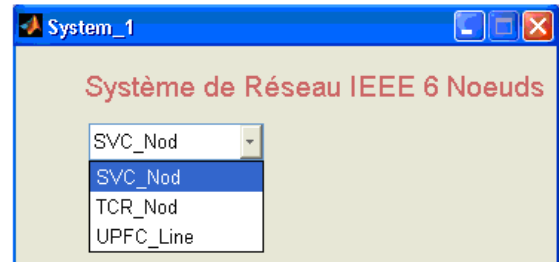


Fig. a6. Système 1 de réseau avec des charges non linéaires

Le choix du nœud concerné par la charge non linéaire est obtenu par le clic sur « SVC_Nod » (fig.a7)

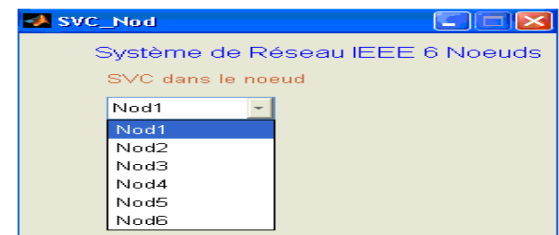


Fig. a7. Nœuds possibles de location du SVC dans le système d'étude.

Etude expérimentale des effets de la non sinusoidalité dans un mini Réseau autonome

Mounira Mekki*, Hocine Labar*

*Department of Electrical Engineering, Annaba University, Email: mekki_mounira@yahoo.fr

Résumé- Ce travail est dédié aux problèmes réels observés dans les grands complexes industriels (El Hadjar dans notre cas) dû aux fortes non linéarité, à cet effet, nous avons montré l'incompatibilité des appareils de mesure existant face aux perturbations harmoniques, ces appareils sont souvent utilisés dans le contrôle, et la gestion, ce travail donne une explication et un sens physique aux erreurs de mesure, afin de faire des ajustements adéquats sans avoir recours à un remplacement complet de la métrologie en service.

Mots clés: Harmonique, THD, PF_{true} , puissance déformante.

I. INTRODUCTION

Depuis de nombreuses années, le fournisseur d'énergie électrique s'efforce de garantir la qualité de l'énergie électrique, les premiers efforts se sont portés sur la continuité de service afin de rendre toujours disponible l'accès à l'énergie chez l'utilisateur. Aujourd'hui, les critères de qualité ont évolué avec le développement des équipements où l'électronique prend une place prépondérante dans les systèmes de commande et de contrôle et qui entraîne de plus en plus de problèmes de perturbations au niveau des réseaux électriques.

Ces dispositifs sensibles, mais qui dégradent également la qualité de la tension, existent dans toutes les catégories d'utilisateurs telle que le domaine industriel par l'emploi de convertisseurs de l'électronique de puissance, le domaine tertiaire avec le développement de l'informatique et le domaine domestique par l'utilisation en grand nombre des téléviseurs, magnétoscopes, lampes à économie d'énergie, ...

Ainsi, on assiste à une augmentation régulière, de la part des utilisateurs, des taux de déséquilibre des courants et d'harmonique, ainsi qu'à une importante consommation de la puissance réactive. La circulation de ces mêmes courants perturbés va également provoquer des déséquilibres (non symétrie) de tension et des harmoniques, lesquels vont se superposer à la tension nominale du réseau électrique [1].

II. PROBLEME DE LA QUALITE DE L'ENERGIE

Comme tout générateur d'énergie électrique, un réseau de puissance fournit de l'énergie aux appareils utilisateurs par l'intermédiaire des tensions qu'il maintient à leurs bornes. Il apparaît évident que la qualité de cette énergie dépend de celle de la tension au point de livraison. Cette tension subit généralement

beaucoup de perturbations de deux origines distinctes :

Les perturbations de tension causées par le passage, dans les réseaux électriques, des courants

Perturbateurs comme les courants harmoniques, déséquilibrés et réactifs,

Les perturbations de tension causées par des tensions perturbatrices comme les tensions harmoniques et déséquilibrées et les creux de tension.

Dans la pratique, l'énergie électrique distribuée se présente sous la forme d'un ensemble de tensions constituant un système alternatif triphasé, qui possède quatre caractéristiques principales définissant la qualité de l'énergie : amplitude, fréquence, forme d'onde et symétrie.

a- Amplitude

L'amplitude de la tension est un facteur crucial pour la qualité de l'électricité. Elle constitue en général le premier engagement contractuel du distributeur d'énergie. Habituellement, l'amplitude de la tension doit être maintenue dans un intervalle de $\pm 10\%$ autour de la valeur nominale.[2]

Dans le cas idéal, les trois tensions ont la même amplitude, qui est une constante. Cependant, plusieurs phénomènes perturbateurs peuvent affecter l'amplitude des tensions. En fonction de la variation de l'amplitude on distingue deux grandes familles de perturbations :

- Les creux de tension, coupures et surtensions. Ces perturbations se caractérisent par des variations importantes de l'amplitude. Elles ont pour principale origine des courts-circuits, et peuvent avoir des conséquences importantes pour les équipements électriques

- Les variations de tension. Ces perturbations se caractérisent par des variations de l'amplitude de la tension inférieure à 10% de sa valeur nominale. Elles sont généralement dues à des charges fluctuantes ou des modifications de la configuration du réseau.

b- Fréquence

Dans le cas idéal, les trois tensions sont alternatives et sinusoïdales d'une fréquence constante de 50 ou 60 Hz selon le pays. Des variations de fréquence peuvent être provoquées par des pertes importantes de production, de l'ilotage d'un groupe sur ses auxiliaires ou son passage en réseau séparé, ou d'un défaut dont la chute de tension résultante entraîne une réduction de la charge. Cependant, ces variations sont en général très faibles (moins de 1%) et ne nuisent pas au bon fonctionnement des équipements électriques ou

électroniques. Pour les pays européens dont les réseaux sont interconnectés, la norme EN 50160 précise que la fréquence fondamentale mesurée sur 10s doit se trouver dans l'intervalle $50\text{Hz} \pm 1\%$ pendant 99,5% de l'année, et $-6\% \div 4\%$ durant 16100% du temps. Il faut également remarquer que les variations de fréquence peuvent être bien plus importantes pour les réseaux autonomes.

c-Forme d'onde

Fréquences supérieures ou inférieures à 50 Hz appelées également harmoniques. Les tensions peuvent également contenir des signaux permanents mais non-périodiques, alors dénommés bruits.

d-Symétrie

La symétrie d'un système triphasé se caractérise par l'égalité des modules des trois tensions et celle de leurs déphasages relatifs. La dissymétrie de tels systèmes est communément appelé déséquilibre.

Notre travail est orienté principalement sur la forme d'onde caractérisé essentiellement par les harmoniques qui sont des signaux de fréquence multiple de la fréquence industrielle. Ils sont générés par des charges dites non-linéaires. Certains appareils ne présentent pas une impédance constante durant la durée de l'alternance de la sinusoïde de tension à 50 Hz. Ils absorbent alors un courant non sinusoïdal qui se propage dans le réseau et déforme ainsi l'allure de la tension.

Une tension ou un courant déformé par rapport à la sinusoïde de référence peut être décomposé en une somme de signaux sinusoïdaux de fréquence multiples à celle du fondamental (50Hz pour le réseau de Algérie).

Chaque composante est caractérisée par son rang (par exemple rang 5 pour une composante à la fréquence de 250Hz, soit 5×50 Hz) et par son amplitude exprimée en pourcentage par rapport à celle du fondamental.

On caractérise la pollution d'un réseau de manière globale par le taux de distorsion harmonique en tension et ou en courant.[3]

Il existe aussi d'autres types d'harmoniques : Les inter-harmoniques qui sont des signaux non multiples de la fréquence industrielle. Les variateurs de vitesses pour machines asynchrones, les fours à arcs sont les principaux générateurs d'inter-harmoniques.

II.1-Origine de la distorsion :

Les appareils électroniques sont les principaux responsables de la pollution harmonique, mais les autres charges du réseau peuvent également y contribuer

a-Émission en tension

Les machines synchrones et les transformateurs saturés sont des **sources de tensions harmoniques**. [4]

b- Émission en courant

Les charges non linéaires se comportent comme des sources de courants harmoniques,

II.2-Conséquences des harmoniques :

On peut classer les effets engendrés par les

harmoniques en deux types : les effets instantanés et les effets à terme.

a-Effets instantanés :

- Défauts de fonctionnement de certains équipements électriques.[5]
- Troubles fonctionnels des micro-ordinateurs.
- Erreurs dans les appareils de mesure
- Vibrations et bruits.

b-Effets à terme :

- Echauffement des câbles et des équipements
- Echauffement des condensateurs.
- échauffement dû aux pertes supplémentaires des machines électriques et des transformateurs.

III. CARACTERISATION DES PERTURBATIONS HARMONIQUES

Différentes grandeurs sont définies pour caractériser la distorsion en régime déformé. Le taux global de distorsion harmonique (THD) et le facteur de puissance sont les plus employés pour quantifier respectivement les perturbations harmoniques et la consommation de puissance réactive.

• THD : (Le taux de distorsion d'harmoniques)

Notre étude se limite au cas où la source de tension est sinusoïdale et où le courant absorbé par la charge est entaché de composantes harmoniques. Dans ces conditions, le taux global de distorsion harmonique est bien adapté pour quantifier le degré de pollution harmonique sur les réseaux électriques. Le THD s'exprime par rapport à la fréquence fondamentale et caractérise l'influence des harmoniques sur l'onde de courant déformée. Il est donné par l'expression suivante :[6]

$$\text{THD}(\%) = \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^n I_{ci}^2}}{I_{c1}} \cdot 100 \quad (1)$$

Avec :

I_{c1} : la valeur fondamentale du courant efficace.

I_{ci} : les valeurs efficaces des différentes harmoniques du courant.

- **RMS** La valeur efficace d'un courant périodique (ou tension) est défini comme suit :

$$I_{\text{rms}} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_t^{t+T} i(t)^2 dt} \quad (2)$$

Si le courant est sinusoïdal, la valeur efficace est simplement la valeur maximale divisée par $\sqrt{2}$. [7]

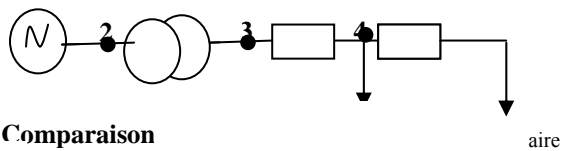
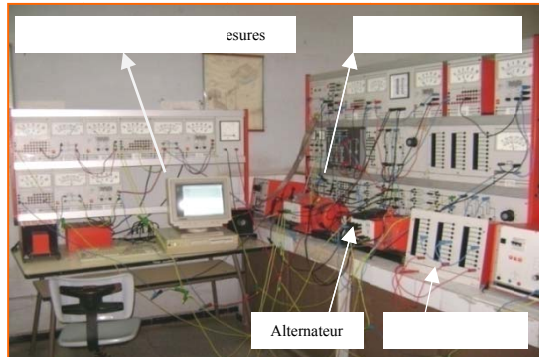
$$i(t) = I_{dc} + \sum_{k=1}^{\infty} I_k \sin(K\omega_0 t + \theta_K) \quad (3)$$

- **True Power Factor**

Pour examiner l'impact des harmoniques sur le facteur de puissance, il est important de considérer le vrai facteur de puissance, qui est définie comme suit :[8]

$$P_{\text{true}_k} = \frac{\cos \phi_k}{\sqrt{1 + \text{THDI}_k^2}} \quad (4)$$

VI. LE MODELE PROPOSE EXPERIMENTAL :



Comparaison

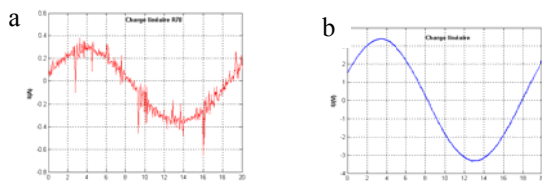


Fig.1 Courant et tension :Cas de la charge linéaire

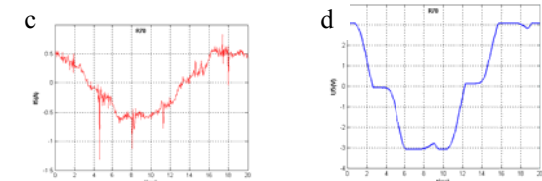


Fig.2 Courant et tension :Cas de la charge non linéaire résistive

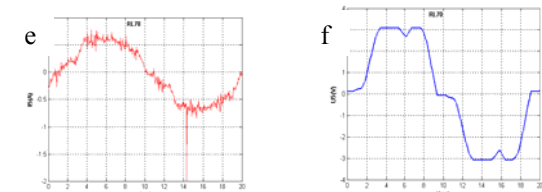


Fig.3 Courant et tension :Cas de la charge non linéaire résistive-inductive

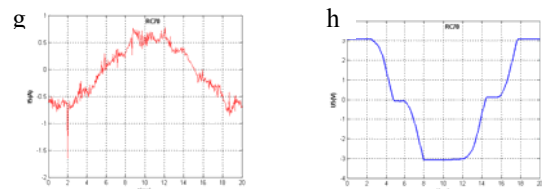


Fig.4 Courant et tension :Cas de la charge non linéaire résistive-capacitive

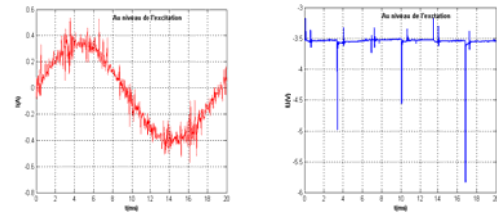


Fig.5 Courant et tension :Au niveau de l'excitation

Analyse des grandeurs temporelles:

Les mesures effectuées par cassy, ainsi que le relevé des allures des courants et tensions ont montré l'effet du type de charge non linéaire (RC, RL et R) sur la tension d'alimentation et le courant qui en découle. En plus de la nature de la charge sa valeur peut engendrer des résonnances préférentielles pour un harmonique ou une bande d'harmoniques donnée. Pour une excitation parfaitement lissée, la tension de sortie est purement sinusoïdale, cette sinusoïdalité est altérée dans le cas d'une excitation non linéaire.

-La tension est sinusoïdale dans le cas où la charge est linéaire, elle présente des ondulations pour les deux autres cas, et elle est perturbée beaucoup plus au niveau de la source.

Le travail expérimental consiste à faire varier au niveau de la charge non linéaire la charge résistive de 10 à 100% avec un pas de 10 pour les trois cas de charge :

- 1- Charge résistive-capacitive.
- 2- Charge résistive-inductive
- 3- Charge résistive.

Et de relever pour chaque cas les valeurs des tensions U_k , des courants I_k , des puissances actives P_k et réactives Q_k , et des $\cos \phi_k$.

Les Résultats de mesure sont représentées sur les figures ci-dessous :

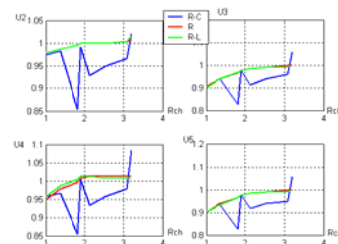


Fig. 6 $U_k = f(R_{ch})$

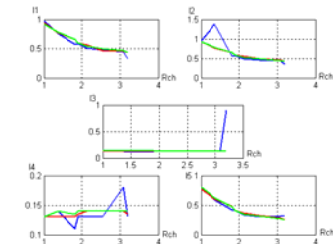
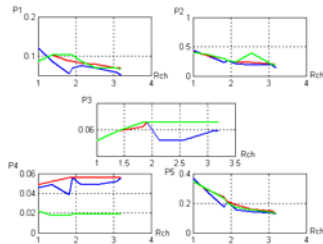
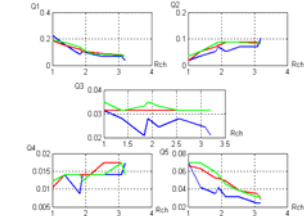
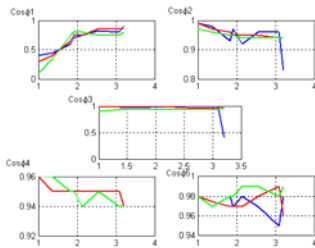
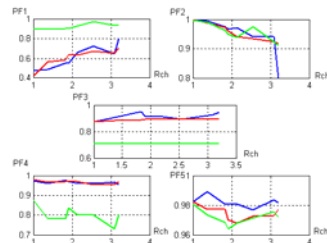
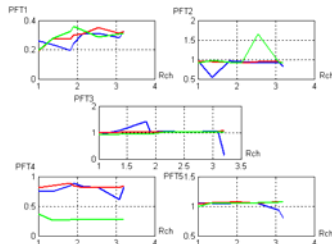


Fig. 7 $I_k = f(R_{ch})$

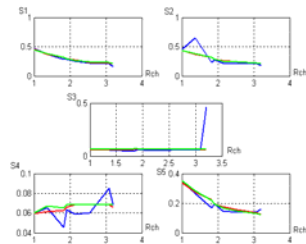
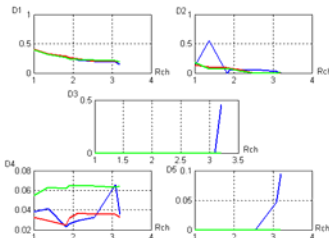

 Fig.8 $P_k=f(R_{ch})$

 Fig.9 $Q_k=f(R_{ch})$

 Fig.10 $\cos \phi_k=f(R_{ch})$

Résultats de calcul : $PF_k = \cos(\arctan(\frac{Q_k}{P_k}))$


 Fig.11 $PF_k=f(R_{ch})$

 Fig.12 $PF_{tk}=f(R_{ch})$

$$S_k = \sqrt{3} U_k \cdot I_k$$

$$D_k = \sqrt{S_k^2 - P_k^2 - Q_k^2}$$


 Fig.13 $S_k=f(R_{ch})$

 Fig.14 $D_k=f(R_{ch})$

Analyse des grandeurs électriques mesurées:

On remarque d'après les résultats expérimentaux et de simulation :

- **$U_k=f(R_{ch})$ Fig.6:** la tension U_1 est fixe =240V correspondant à la tension de la mini-centrale, nous constatons que chaque fois qu'on augmente la charge, la tension dans les différents nœuds augmente progressivement, avec des chutes de tensions relative à l'éloignement du nœud de consommation, cette augmentation est plus claire dans le cas (Résistif Inductif et résistif) que dans le cas Résistif Capacitif. Pour la charge non linéaire capacitive on remarque la présence de résonance série et parallèle se manifestant par des creux et amplifications de tensions.
- **$I_k=f(R_{ch})$ Fig.7:** Les courants varient d'une manière inversement proportionnelle à la charge ce qui est conforme au régime de fonctionnement linéaire, par contre les courant des nœuds I2 et I4 prennent des allures différentes dues à notre sens à des propagations préférentielles des harmoniques dans les différentes branches du réseau.
- **P_k et $Q_k=f(R_{ch})$ Fig.8 et Fig.9:** Les puissances actives et réactives montrent clairement le caractère non linéaire et la différence dans la distribution des harmoniques dans le réseau d'alimentation étudié. Notre déduction est la grande dépendance de la puissance réactive avec les harmoniques existants puisqu'ils s'interagissent d'une manière conservatrice (caractère réactif) et faiblement dissipatifs (caractère actif).
- **$\cos \phi_k=f(R_{ch})$ Fig.10:** Pendant les essais surtout dans le cas de la forte non linéarité les cosphimètres oscillent entre deux valeurs la valeur représentée et la moyenne des deux. A cet effet ces représentations nous permettent

une analyse quantitative. Nous recommandons dans ce cas de mesure d'utiliser d'autres types d'appareils de mesure peu influencés par la non sinusoïdalité des grandeurs.

Analyse des grandeurs électriques calculées:

- **PF_k et $PFT_k=f(Rch)$ Fig.11 et Fig.12 :** Nous remarquons qu'il y a une nette différence entre les facteurs de puissance calculés avec différentes méthodes et ceux mesurés, comme il a été signalé plus haut ceci est dû à l'incompatibilité des appareils de mesure utilisés (ampèremètre, wattmètre, varmètre et cosphimètre) cette observation a été aussi signalée par le fréquencemètre qui même à la vitesse du synchronisme (réglé grâce au tachymètre), le fréquencemètre indique une survitesse qui devient de plus en plus importante avec l'augmentation de la non linéarité.
- **S_k et $D_k=f(Rch)$ Fig.13 et Fig.14 :** Autre que la puissance apparente, nous avons montré une autre grandeur (la puissance déformante) qui prend une grande part de la puissance apparente puisque cette dernière englobe les trois différentes puissances (P, Q, et D). La non prise en charge de cette grandeur déformante induit une erreur dans le réglage du facteur de puissance (surcompensation ou sous compensation).

CONCLUSION :

Les résultats expérimentaux montrent que les appareils actuellement utilisés sont compatibles aux charges linéaires ou faiblement perturbées car le traitement numérique tiré par l'interface de mesure montrent clairement la dépendance de ces appareils électromécaniques avec les formes d'ondes mesurées, même pour les appareils à haute précision, la solution que nous préconisons serait la mesure numérique avec échantillonnage.

V. REFERENCES

- [1] F. De Chateaufieux, "Creux de tension et coupures brèves", Notes EDF, Groupe de travail UIE power quality: Guide sur la qualité de l'électricité pour l'alimentation des installations industrielle, partie 2, HR- 22/96/045.A, 1996.
- [2] Vanya Ignatova (Méthodes d'analyse de la qualité de l'énergie électrique. Application aux creux de tension et à la pollution harmonique) Thèse de Doctorat d'état 2006.
- [3] Harmonics and power systems. Copyright 2006 by Taylor & Francis Group, LLC.
- [4] Techniques de l'ingénieur « Qualité de la tension Harmonique par Roger OTT D4264-
- [5] Cahier Technique Schneider Electric n° 199 (La qualité de l'énergie électrique).

[6] Thierry Deflandre et Philippe Mauras, « Les harmoniques sur les réseaux électriques ». Direction des Etudes et Recherche en France. Edition EYROLLES, 1998.

[7] What is power quality? M.H.J. Bollen *Electric Power Systems Research 66 (2003) 5_ 14 Sciences Direct.

[8] Power Quality S.M. Halpin Mississippi State University. 2000

Propagation and Filtering of Harmonics in Electrical Networks

Y.Djeghader*, H.Labar**, L.Zellouma*, R.Labdani*

*Department of Electrical Engineering, University Center of El-Oued; Email: *djeghaderyacine@yahoo.fr*

**Department of Electrical Engineering, University of Annaba; Email: *labarhocine@yahoo.fr*

Abstract In recent years, harmonics are considered as one of the most essential problems in electrical power systems. Even though, this new highly efficient electronic technology provides improved product quality with increased productivity by the use of smaller and lighter electrical components but they are the sources of harmonics. As a result, the perfect sinusoidal voltage and current waveform are very much distorted. To solve this problem, a simple and practical approach to reduce harmonics current in power distribution system is proposed. The using of LC filter will reduce the harmonic problem in the system. This LC filter is depending on value of capacitor and inductor. This application also can improve power factor and reduced the total harmonic distortion (THD) system. Our application has been made on a section of the electrical network (35 KV). The proposed procedure is based primarily on optimizing filters used (cost and place); the results show the effectiveness of this method especially with the use multiple filtering.

Key words : Power Quality, Harmonics, Electrical Network ,Filtering

I. INTRODUCTION

Harmonic distortion is increasing in industrial and commercial power factor due to proliferation of nonlinear load and development of industry [2, 5]. Thus, reduction of harmonics is becoming an important topic among electric power engineers in these days [1, 3, and 6]. The electrical energy is usually distributed in sinusoidal three phase power system . One of the parameters of this system is the waveform which must be as close as possible to a sinusoid [10, 11]. The correction of the waveform is required if the deformation exceeds certain limits. More and more electrical receivers, in industry, services and even domestic, are non-linear loads [3, 4]. These types of loads absorb no sinusoidal currents, crossing the electrical lines between the feeder and customer node trough the impedance network, causes power quality problems [8, 9]. In this paper, a simple method for minimizing the harmonics distortion associated with a three-phase bridge rectifier is presented. The method employs the LC filter for minimizing harmonics currents and voltages.

II. MODEL SIMULATION

Figure 1 shows the principles of the system application is a distribution network (35 KV). The coupling of the transformer star- triangle is served to eliminate the harmonic of the order 3.

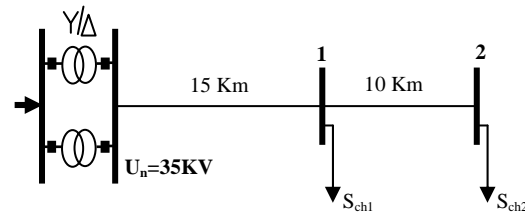


Fig. 1 Distribution network [12]

Where:

$$S_{ch1} = 6,1 \angle 0,6435^\circ \text{ MVA}$$

$$\cos \varphi = 0,8$$

And

$$S_{ch2} = 2,72 \angle 0,5548^\circ \text{ MVA}$$

$$\cos \varphi = 0,85$$

II.1. Parameters and loads

The loads are modelled as transversal impedance given in an operated rate:

$$Z_{ch1} = \frac{|U|^2}{\hat{S}_{ch1}} = \frac{35^2}{4,88 - j3,66} = 160,66 + j120,49\Omega$$

$$Z_{ch2} = \frac{|U|^2}{\hat{S}_{ch2}} = \frac{35^2}{2,312 - j1,4328} = 382,82 + j237,24\Omega$$

II.2 Harmonics consideration

we take the load at node 2 as no linear, for example a rectifier which injects harmonic currents, and we chose to study the first three harmonic amplitudes that have the greatest, and are the closest to the fundamental “5, 7, and 11”

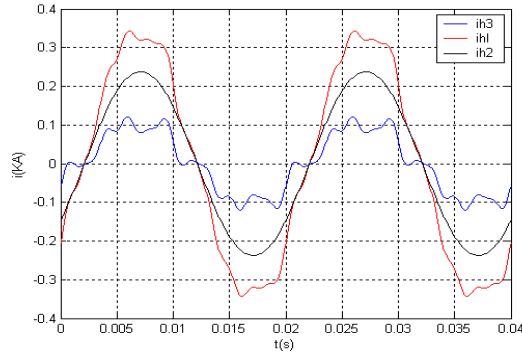


Fig. 2 Harmonics Currents

Where:

i_{h1} : harmonic current in the line.

i_{h2} : harmonic current in load 01.

i_{h3} : harmonic current in load 02.

II.3. Spectral representation

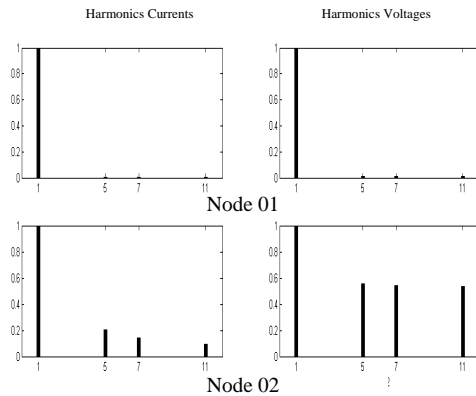


Fig. 3 Schemas of principle

III.1. Passive filters parameters

Before implementing the filter; we must first specify its L C parameter. Which is the filter impedance

$$Z = j \left(L\omega - \frac{1}{C\omega} \right) \quad (1)$$

If resonance becomes the inductive reactance equals the capacitive reactance, and you can write:

$$L\omega_r = \frac{1}{C\omega_r} \quad (2)$$

ω_r : Is the resonant frequency, it is equal to

$$\omega_r = 2\pi F_r \quad (3)$$

$$F_r = \frac{\omega_r}{2\pi} = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (4)$$

The capacitive or inductive reactance which correspond to the frequency is:

$$\text{Hence: } \omega_r^2 \cdot L \cdot C = 1$$

In harmonic regime:

$$X_{Lh} = hX_L \text{ and } X_{Ch} = X_C/h$$

In the case of resonance: $X_{Lh} = X_{Ch}$

$$X_r = L\omega_r = \frac{1}{C\omega_r} \quad (5)$$

Therefore: $hX_L = X_C/h$

Either $h^2 = X_C/X_L$

Hence:

$$h = \sqrt{\frac{X_C}{X_L}} \quad (6)$$

III. HARMONIC & FILTERING

LC filter is designed for the second-order passive filter, which contains two reactive components that are inductor and capacitor [7, 8]. When a capacitor and an inductor are placed in the same filter, there are two reactive devices responding in opposite ways to the changes of frequency [9]. The inductor blocks high frequencies and passes low frequencies, while the capacitor passes high frequencies but blocks low frequencies. The filtering action of resistor /capacitor filters are also dependent on the impedance that will vary the frequency. The impedance of a capacitor is inversely proportional to frequency or increasing frequency leads to reducing impedance [7, 9]. For an inductor, its impedance is directly proportional to the frequency. Increasing frequency leads to increasing impedance. So, with these two reactive components, most of the frequency can block and reduce the number of harmonic frequency that goes through the system. Because of this, it can reduce the current harmonics for phase and neutral conductor.

But we can express in terms of reactive power “ Q ” and short-circuit power “ S_{cc} ”. As follows:

$$h = \sqrt{\frac{S_{cc}}{Q}} \quad (7)$$

With:

h: order harmonic resonance producing parallel

III.2. Single branch filter

The filter is turned to a specified rank harmonic rang (Ex: $h = 5.7 \dots$). This branch is constituted by the elements LC, the resonance gives one relation

$$\omega h = \frac{1}{\sqrt{LC}} = \frac{1}{\sqrt{\frac{X_{Lf}}{X_{Cf}}}} \quad (8)$$

So we must have a second equation to solve this system with 2 unknown parameters. our filter branch play in this case double rule: filtering and injection of reactive power

$$X_{Lf} - X_{Cf} = X_{ch} \quad (9)$$

With:

L, C: Are the parameters of the filter

H: The rank harmonic.

X_{Lf} : Inductive reactance filter agreement

X_{Cf} : Capacitive reactance filter agreement

X_{ch} : Reactance inductive load

After simplification we obtain capacitive and inductive reactance respectively as follows:

$$\begin{cases} X_{Lf-h} = \frac{X_{ch-h}}{(1-h^2)} \\ X_{Cf-h} = \frac{h^2 \cdot X_{ch-h}}{(1-h^2)} \end{cases} \quad (10)$$

$$(11)$$

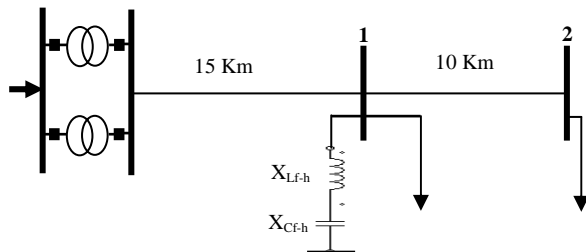
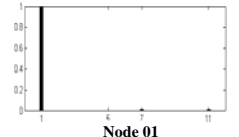
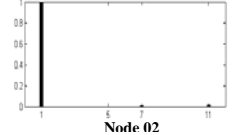
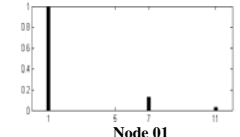
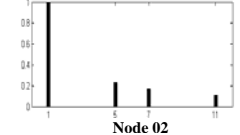
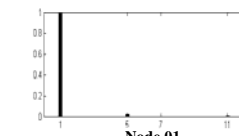
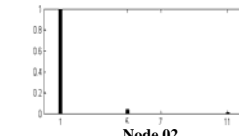
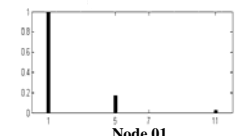
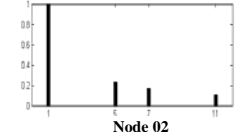
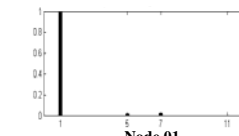
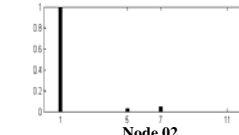
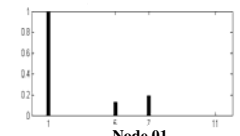
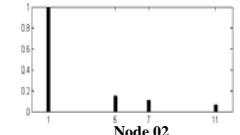


Fig. 4. Implantation of only one passive filter

TABLE I
FILTERING AT NODE 01

Filter 5	
Harmonics Voltages	Harmonics Currents
Node 01	Node 01
Node 02	Node 02
THDv (%)	THDi (%)
0,9691 2,2085	3,2681 11,551 25,822
Filter 7	
Harmonics Voltages	Harmonics Currents
Node 01	Node 01
Node 02	Node 02
THDv (%)	THDi (%)
4,1261 5,3657	25,911 29,322 25,822
Filter 11	
Harmonics Voltages	Harmonics Currents
Node 01	Node 01
Node 02	Node 02
THDv (%)	THDi (%)
5,3775 5,2220	23,2068 24,0015 26,5923

TABLE II
 FILTERING AT NODE 02

Filter 5	
Harmonics Voltages	Harmonics Currents
 <p>Node 01</p>  <p>Node 02</p>	 <p>Node 01</p>  <p>Node 02</p>
THDv (%)	THDi (%)
1,1083 1,9066	8,2572 13,0547 30,5300
Filter 7	
Harmonics Voltages	Harmonics Currents
 <p>Node 01</p>  <p>Node 02</p>	 <p>Node 01</p>  <p>Node 02</p>
THDv (%)	THDi (%)
2,2254 3,8280	8,1768 17,4521 30,5300
Filter 11	
Harmonics Voltages	Harmonics Currents
 <p>Node 01</p>  <p>Node 02</p>	 <p>Node 01</p>  <p>Node 02</p>
THDv (%)	THDi (%)
2,8529 5,5255	8,9289 23,0613 19,5471

III. 3. Multiple harmonic filtering

The filters are placed at node 2 and turned to two harmonics rang (Example (h, h')); 5 and 7 or 7 and 11....

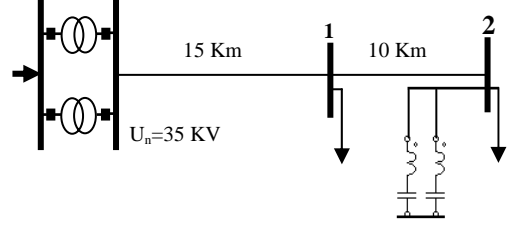


Fig. 5. Implantation of two passives filters

This method requires several conditions to achieve:

$$h^2 = \frac{X_{Cf-h}}{X_{Lf-h}} \quad (12)$$

$$h^{2'} = \frac{X_{Cf-h'}}{X_{Lf-h'}} \quad (13)$$

$$\frac{U^2}{X_{Cf-h} - X_{Lf-h}} + \frac{U^2}{X_{Cf-h'} - X_{Lf-h'}} = Q_{ch2} \quad (14)$$

$$Z_{f-h}' = \frac{h'}{h} \cdot Z_{f-h} \quad (15)$$

✓ After simplification we found

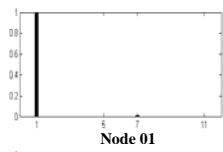
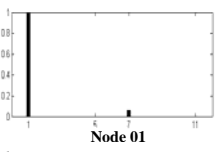
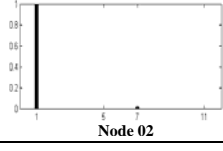
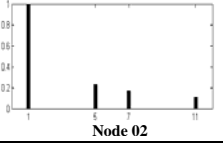
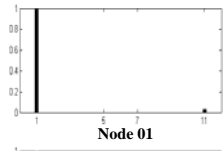
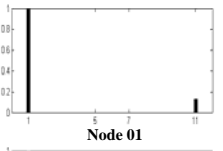
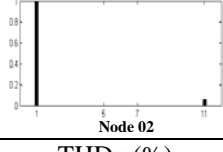
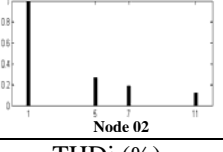
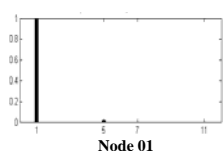
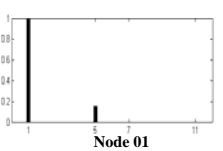
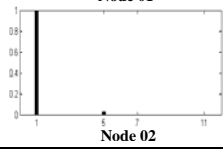
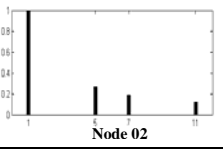
$$X_{Lf-h} = \frac{(h + h')U^2}{(h^2 - 1)h'Q_{ch2}} \quad (16)$$

$$X_{Cf-h} = \frac{h^2(h + h')U^2}{(h^2 - 1)h^2Q_{ch2}} \quad (17)$$

$$X_{Lf-h'} = \frac{(h + h')U^2}{(h^{2'} - 1)hQ_{ch2}} \quad (18)$$

$$X_{Cf-h'} = \frac{h^{2'}(h + h')U^2}{(h^{2'} - 1)hQ_{ch2}} \quad (19)$$

TABLE III
MULTIPLE FILTERING

Filter 5 and 11	
Harmonics Voltages	Harmonics Currents
	
	
THDv (%)	THDi (%)
1,0040 1,7273	7,3139 5,8129 30,5300
Filter 5 and 7	
Harmonics Voltages	Harmonics Currents
	
	
THDv (%)	THDi (%)
3,3885 5,8355	10,4689 12,5064 34,8575
Filter 7 and 11	
Harmonics Voltages	Harmonics Currents
	
	
THDv (%)	THDi (%)
1,8835 3,2440	7,5013 15,1785 34,8575

The following figures summaries the filtering results at node 2 with and without filter branch

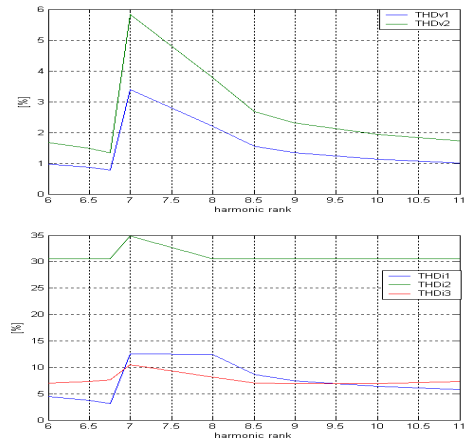


Fig.6. Variation of THD at node 2 with filter 5 & different filters

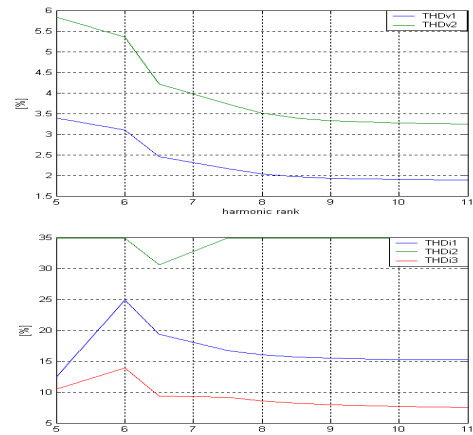


Fig.7. Variation of THD at node 2 with filter 7 & different filters

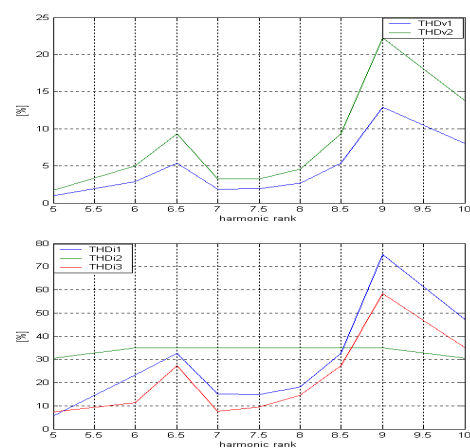


Fig. 8. Variation of THD at node 2 with filter 11 & different filters

According to the figures “6, 7 and 8”, we can pull the frequencies of resonances that make an amplification of the THD_v and THD_i therefore it counsel to avoid connecting some filters on these frequencies.

we note that according to the figure “ 6 ”, that we have the values of the THD_v and THD_i are predominant to the rank of the filter 7, therefore we avoid to connect the filters of the ranks (5 and 7) in the same node, and according to the figure “8” we avoid connecting the filter of the rank 11 with the filter of the rank 9, or of the rank 6,5.

IV. CONCLUSION

The experimental results show the effectiveness of the method presented. The application of the proposed procedure hearts the uses of passive filters to reduce harmonics, and the offsetting deficit of reactive power. The model can be drawn from the following concepts:

- Acceptable results given by a specific harmonic filtering, requires a prior study of its design.
- The multiple harmonic filtering provides are eliminated. The location of filters must be carefully selected, in order to avoid dangerous oscillation, and sensitivity of filter parameters to supply frequency deviation.
- Our study lead to the implantation of two filters “5 and 11” is better than other, this choice has yielded good results in terms of network performance (technical) and economic (cost), more this method assures offsetting the deficit in reactive power.

V. REFERENCES

- [1] D. Rivas, L. Moran, J. Dixon, and J. Espinoza, “Improving Passive Filter Compensation Performance with Active Techniques”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 50, no. 1, February 2003, pp. 161–170.
- [2] M. Mc Granaghan , D. Mueller, “Designing Harmonic Filters for Adjustable-Speed Drives to Comply with IEEE-519 Harmonic Limits,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 35, no. 2, March/April 1999, pp. 312–318.
- [3] PA.Dahono, Radpandji E.Widjaya. Syafrudin and Qamaruzzaman. "A Practical Approach to Minimize the Zero- Sequence Current Harmonics in Power Distribution Systems", *IEEE Trans. On PCC-Nagaoka*. 1997.
- [4] P.N.Enjeti, et al. "Analysis and Design of a New Active Power Filter to cancel Neutral Current Harmonics in Three Phase Four-Wire Electric Distribution Systems", *IEEE Trans. On Industry Applications*. Vol. 30, No.6. Nov/Dec 1994.
- [5] L.M.Tolberr, H.D.Hollis and P.S.Hale Jr. "Survey of Harmonics Measurements in Electrical Distribution Systems", *IEEE IAS Annual Meeting San Diego, CA*, pp 2333-2339, Oct 1996

[6] T.S.Key and J.S.Lai. "IEEE and International Harmonic Standards Impact on Power Electronic Equipment Design". *IEEE IECON*, New Orleans, LA, pp. 430-436, Nov. 1998.

[7] Najwa Mahamad, C. M. Hadzer and Syafrudin Masri “Application of LC Filter in Harmonics Reduction” *National Power & Energy Conference (PECoo) 2004 Proceedings*, Kuala Lumpur, Malaysia pp 268-271

[8] T.P. Deflandre , Maurs “The harmonics on electricity grids”, *Management Study and Research in France-EYROLLES Edition* -1998.

[9] N.Mahamad, C. M. Hadzer and S.Masri “Application of LC Filter in Harmonics Reduction”, *National Power & Energy Conference (PECoo) 2004 Proceedings*, Kuala Lumpur, Malaysia

[10] R. Calvas, “The electrical disturbances in BT.”, *Technical Paper No. 141*

[11] C. Collombert, J.-M. Lupin and J. Schonek “Harmonic disturbances in networks and their treatment.”, *Technical Paper No. 152*.

[12] Guide of SONELGAZ

Commande adaptative avec identification neuronale par retour d'état (SSNN) du système UPFC pour la compensation des puissances active et réactive

A. Bouanane¹, A. Chaker², S.zebirate²

¹Université Dr Moulay Tahar, Département d'électrotechnique, Saïda.

² ENSET d'Oran, Département de génie électrique – BP 1523. EL Mnaouer. Oran

E-MAIL : bouananeabd@yahoo.fr

Résumé— Dans notre présente communication, nous présentons l'efficacité du contrôleur électrique du flux de puissance universel (unified power flow controller UPFC) avec le choix d'une stratégie de commande. Pour évaluer les performances et la robustesse du système, on propose une commande hybride combinant le concept des réseaux neurones avec les régulateurs classiques vis-à-vis des variations des caractéristiques de la ligne de transmission dans le but d'améliorer la stabilité du réseau électrique de puissance.

Mots Clés : Système UPFC, commande adaptative, réseaux neurones, espace d'état (SSNN).

I. INTRODUCTION

Avec l'évolution rapide du monde moderne, la demande en énergie électrique ne cesse de croître et les installations électriques sont continuellement renforcées afin de faire face à ces exigences. La construction des nouvelles centrales et nouvelles lignes est nécessaire ; mais avec les dispositifs FACTS, on peut résoudre certains problèmes tout en utilisant les installations existantes.

Après avoir mis en évidence la nécessité d'un contrôle rapide du flux de puissance dans la ligne de transport et la description du nouveau concept « FACTS » qui est né pour répondre aux difficultés croissantes dans les réseaux et notamment la maîtrise du flux sur les axes de transport, on s'intéresse dans notre travail au contrôleur électrique du flux de puissance universel [1], [2] (unified power flow controller UPFC).

L'UPFC est constitué de deux convertisseurs de commutation (série et shunt) (Fig.1) et même ce dispositif est l'union d'un compensateur parallèle et d'un compensateur série. Il est capable de contrôler simultanément et indépendamment la puissance active et la puissance réactive. Il peut contrôler les trois paramètres associés au transit de puissance à savoir la tension de la ligne, l'impédance de la ligne et l'angle de transport.

II. CONFIGURATION DE VARIATEUR DE CHARGE UNIVERSEL (UPFC) :

On suppose que l'UPFC [3] représenté par la fig. 1 est branché dans un système de transmission simplifié, à l'arrivée de la ligne de transmission (Receiving End).

Les deux onduleurs à source de tension constituant l'UPFC sont connectés entre eux à travers un circuit continu commun.

Deux transformateurs T1 et T2 sont utilisés pour relier les deux onduleurs, l'un en série et l'autre en parallèle, à la ligne de transmission.

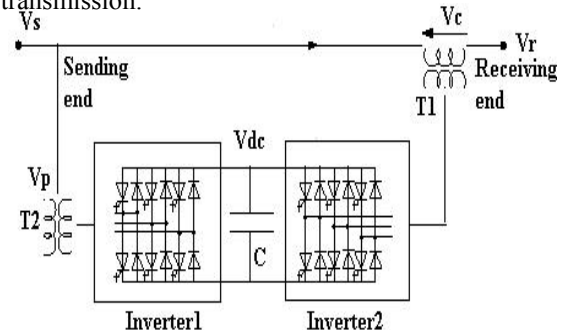


Fig.1 configuration du système UPFC

Toute fois, cette composition offre à l'UPFC la possibilité de contrôler la puissance active et la puissance réactive indépendamment d'où :

- L'onduleur série(2) « Inverter2 » accomplit la fonction principale de l'UPFC, en injectant en série une tension alternative (AC) avec une amplitude et un angle de phase réglables.
 - L'onduleur parallèle(1) « Inverter1 » a pour rôle de fournir ou d'absorber de la puissance effective demandée par l'onduleur (2) à la liaison (DC), comme il peut aussi produire ou absorber de la puissance réactive selon la demande, et assurer une compensation shunt indépendante à la ligne de transport.
- L'onduleur série (2) fournit ou absorbe la puissance réactive nécessaire localement et produit de la puissance active comme résultat de l'injection en série d'une tension.

III. MODELISATION DU SYSTEME UPFC :

Le circuit simplifié du système de contrôle et de compensation de l'UPFC est représenté sur la (Fig.2) la modélisation de ce circuit est basé sur des hypothèses simplificatrices sous la forme de sources de tension idéales donc Les équations dynamiques de l'UPFC sont divisées en trois systèmes d'équations : les équations de la branche série, les équations de la branche parallèle et celles du circuit de courant continu.

En appliquant les lois de KIRCHOFF on aura les équations suivantes de chaque branche.

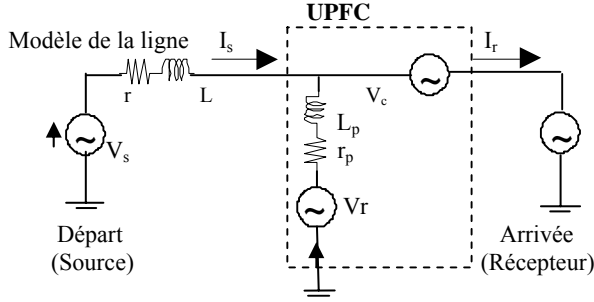


Fig. 2. Circuit équivalent de l'UPFC

a- La modélisation de la branche série est donnée par les équations suivantes :

$$\begin{aligned} \frac{di_{sa}}{dt} &= -\frac{r}{L} \cdot i_{sa} + \frac{1}{L} (v_{sa} - v_{ca} - v_{ra}) \\ \frac{di_{sb}}{dt} &= -\frac{r}{L} \cdot i_{sb} + \frac{1}{L} (v_{sb} - v_{cb} - v_{rb}) \\ \frac{di_{sc}}{dt} &= -\frac{r}{L} \cdot i_{sc} + \frac{1}{L} (v_{sc} - v_{cc} - v_{rc}) \end{aligned} \quad (1)$$

La transformation de Park pour but de modéliser ce système triphasé (a, b, c) en biphasé (d, q) comme suit : (2)

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \\ x_o \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & -\sin(\omega t) & 1/2 \\ \cos(\omega t - 120^\circ) & -\sin(\omega t - 120^\circ) & 1/2 \\ \cos(\omega t + 120^\circ) & -\sin(\omega t + 120^\circ) & 1/2 \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix}$$

Où x peut être une tension ou un courant.

Dans notre cas, la composante x_o n'existe pas vu que le système d'alimentation est supposé symétrique. Après la transformation de Park, l'équation (1) se traduit dans le repère d-q selon les équations

$$\begin{aligned} \frac{di_{sd}}{dt} &= \omega \cdot i_{sq} - \frac{r}{L} \cdot i_{sd} + \frac{1}{L} (v_{sd} - v_{cd} - v_{rd}) \\ \frac{di_{sq}}{dt} &= -\omega \cdot i_{sd} - \frac{r}{L} \cdot i_{sq} + \frac{1}{L} (v_{sq} - v_{cq} - v_{rq}) \end{aligned} \quad (3)$$

La forme matricielle de l'axe d-q peut être réécrite sous la forme suivante :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -r/L & +\omega \\ -\omega & -r/L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{bmatrix} + \frac{1}{L} \begin{bmatrix} v_{sd} - v_{cd} - v_{rd} \\ v_{sq} - v_{cq} - v_{rq} \end{bmatrix}$$

b- La Modélisation de la branche shunt :

Le modèle mathématique de l'UPFC shunt est donné de même manière par les équations suivantes :

$$\begin{aligned} \frac{di_{pa}}{dt} &= -\frac{r_p}{L_p} \cdot i_{pa} + \frac{1}{L_p} (v_{pa} - v_{ca} - v_{ra}) \\ \frac{di_{pb}}{dt} &= -\frac{r_p}{L_p} \cdot i_{pb} + \frac{1}{L_p} (v_{pb} - v_{cb} - v_{rb}) \\ \frac{di_{pc}}{dt} &= -\frac{r_p}{L_p} \cdot i_{pc} + \frac{1}{L_p} (v_{pc} - v_{cc} - v_{rc}) \end{aligned} \quad (4)$$

Avec une transformation en repère d,q on aura le système d'équation (5) :

$$\begin{aligned} \frac{di_{pd}}{dt} &= \omega \cdot i_{pq} - \frac{r_p}{L_p} \cdot i_{pd} + \frac{1}{L_p} (v_{pd} - v_{cd} - v_{rd}) \\ \frac{di_{pq}}{dt} &= -\omega \cdot i_{pd} - \frac{r_p}{L_p} \cdot i_{pq} + \frac{1}{L_p} (v_{pq} - v_{cq} - v_{rq}) \end{aligned} \quad (5)$$

La forme matricielle est donnée comme suite :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{pd} \\ i_{pq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -r_p/L_p & -\omega \\ \omega & -r_p/L_p \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{pd} \\ i_{pq} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_p} \begin{bmatrix} v_{sd} - v_{cd} - v_{rd} \\ v_{sq} - v_{cq} - v_{rq} \end{bmatrix}$$

c- La modélisation de la branche continue de l'UPFC :

En se passant sur le principe d'équilibre des puissances et en négligeant les pertes des convertisseurs. La tension continue V_{dc} par l'équation suivante :

$$\frac{dv_c}{dt} = \frac{1}{C v_c} (p_e - p_{ep}) \quad (6)$$

D'où $p_e = v_{ca} i_{sa} + v_{cb} i_{sb} + v_{cc} i_{sc}$

$$p_{ep} = v_{pa} i_{pa} + v_{pb} i_{pb} + v_{pc} i_{pc}$$

Avec p_e : la puissance active absorbée du système AC

p_{ep} : la puissance active injectée par l'onduleur shunt en système AC

En appliquant la transformation de PARK sur l'équation (6) on obtient :

$$\frac{dv_{dc}}{dt} = \frac{3}{2 C v_{dc}} (v_{pd} i_{pd} + v_{pq} i_{pq} - v_{cd} i_d - v_{cq} i_q) \quad (7)$$

L'UPFC série et L'UPFC shunt sont identiques à tout point de vue. Les commandes utilisées pour l'onduleur série sont aussi les mêmes pour l'onduleur shunt.

IV. CONFIGURATION DU CIRCUIT DE REGLAGE :

Théoriquement l'UPFC devrait être traité comme un système multivariable car les deux convertisseurs série et shunt sont connectés d'un côté à la ligne de transmission et l'autre côté au circuit continu DC et donc comportent chacun deux entrées et deux sorties. Ce pendant pour faciliter la synthèse des réglages, le traitement des deux convertisseurs se fera séparément. La possibilité de cette séparation est justifiée par deux facteurs principaux. Premièrement, le couplage entre les deux convertisseurs sur la ligne de transmission est assez faible. Deuxièmement, la variation dynamique de la tension du côté du continu DC est dominée par le convertisseur parallèle. Le contrôle du convertisseur parallèle dans l'UPFC est très similaire au celui du compensateur SVC. Donc pour contrôler le flux de puissance active dans la ligne de transmission, le régulateur de l'UPFC série doit ajuster l'angle de la phase de la tension de compensation V_c tandis que pour régler le flux de puissance réactive, l'amplitude de la tension injectée série doit être contrôlé. Pour assurer la stabilité du système, une chaîne de contrôle est implémentée avec le contrôle PI.

❖ Contrôle de la branche série

❖ Contrôle de la branche parallèle et la partie continue.

IV.1 DESCRIPTION DU SYSTEME DE COMMANDE DE L'UPFC :

Les puissances actives et réactives P et Q, sont donnés par les équations :

$$P = \frac{3}{2}(V_{sd} \cdot i_{sd} + V_{sq} \cdot i_{sq})$$

$$Q = \frac{3}{2}(V_{sd} \cdot i_{sq} - V_{sq} \cdot i_{sd}) \quad (8)$$

Où $i_{rd} = i_{sd} + i_{pd}$
 $i_{rq} = i_{sq} + i_{pq}$

Les puissances de référence active et réactive P^* et Q^* des puissances réelles désirées P et Q sont utilisées comme entrée au système de commande de l'UPFC. A partir de l'équation (8) les courants de référence i_{sd}^* et i_{sq}^* peuvent être calculés comme suit:

$$i_{sd}^* = \frac{2}{3} \left(\frac{P^* \cdot V_{sd} - Q^* \cdot V_{sq}}{\Delta} \right) \quad i_{sq}^* = \frac{2}{3} \left(\frac{P^* \cdot V_{sq} + Q^* \cdot V_{sd}}{\Delta} \right) \quad (9)$$

Avec

$$\Delta = V_{sd}^2 + V_{sq}^2$$

Les courants de référence I_{rdref} et I_{rqref} sont calculés suivant les équations (8). Ces valeurs de référence I_{rdref} et I_{rqref} sont ensuite comparées aux courants de ligne réels du récepteur. Les sorties des correcteurs PI en courants fournissent les valeurs des tensions de commandes V_{sd} et V_{sq} .

L'objectif est d'avoir des puissances active et réactive à l'arrivée de la ligne (Receiving End) identiques à celles des consignes (P^* , Q^*) en forçant les courants de ligne (i_{sd} , i_{sq}) de suivre correctement leurs références.

Les courants de référence calculés en (8) sont comparés aux courants de ligne réels, et après une correction en courant on aboutit aux tensions de commande (UPFC série) V_{cd} et V_{cq} qui représentent les tensions de référence du circuit de commande à MLI (PWM) de l'onduleur de la fig. 3.

IV.2 REGULATEUR PI-DECOUPLE :

D'après le système d'équation (3) ou (5), on peut avoir que le système contient un couplage entre les courant actif Id et réactif Iq. L'interaction entre les boucles de courant causé par le terme de couplage (ω) (fig.3). Cela explique la déviation de la puissance réactive par rapport à la référence. Pour réduire l'interaction entre la puissance active et réactive, un découplage des deux boucles de courants est nécessaire.

La fonction de découplage est de soustraire le produit de ωL et Iq du contrôleur selon l'axe d et d'ajouter le produit de terme ωL et Id au contrôleur selon l'axe q. La conception du système de régulation doit commencer par la sélection des variables à régler et ensuite celle des variables de commande et leur association aux variables réglées.

Il existe différentes techniques d'ajustement bien adapté au régulateur PI. Il existe deux approches empiriques bien connues proposées par Ziegler et Nichols, pour la détermination des paramètres optimaux du régulateur PI. La méthode de Ziegler-Nichols, utilisée dans cette présente thèse, est basée sur un essai conduit en boucle fermée avec un simple régulateur proportionnel analogique. Le gain K_p de ce régulateur est

graduellement augmenté jusqu'à la limite de stabilité, ce qui se manifeste par un régime permanent oscillatoire. Sur la base des résultats ainsi obtenus, les paramètres du régulateur PI analogique donnés par la fonction de transfert.

$$K(s) = K_p \left(1 + \frac{1}{T_i s} \right)$$

On peut dire dans les conditions du convertisseur, le dépassement des courants doit être minimal. Par conséquent, l'introduction d'une condition simple $K_i = (r/L) \cdot k_p$. On obtient la fonction de transfert sous la forme $F(s) = k_p / (k_p + s)$ qui est de premier ordre avec une constante de temps $T = 1/k_p$.

$$D'où \quad F(s) = \frac{1}{1 + s \cdot T} \quad (10)$$

Ainsi, la détermination de la constante de temps dépend des changements admissibles maximaux des grandeurs de contrôle V_{cd} et V_{cq} pour le contrôleur série et de même pour le convertisseur shunt. Donc d'après la méthode de Ziegler-Nichols, le gain critique K_{pc} et la période T_c des oscillations est mesurés d'après le choix du tableau comme suite :

$$K_p = 0,45 k_{pc} \quad \text{et} \quad T_i = 0,83 T_c \quad \text{avec} \quad T_d = 0$$

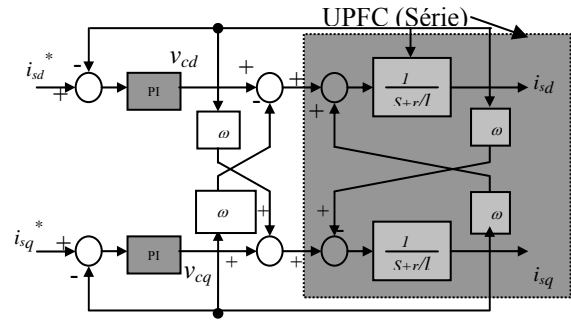
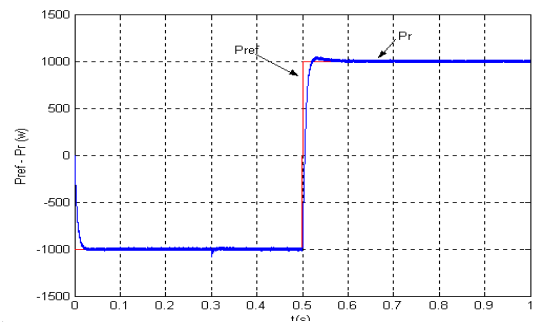


Fig.3. SCHEME EN BLOCS DE REGLAGE DEUPFC (série)

IV.3 RESULTATS DESIMULATION UPFC AVEC PI-D :



(b)

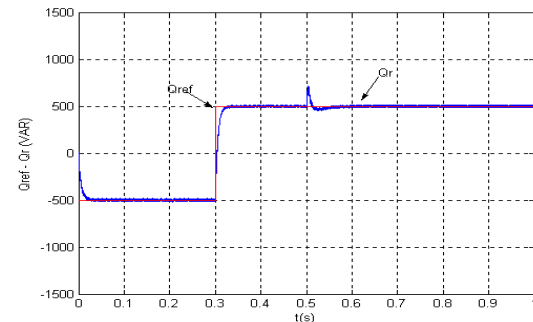


Fig.4 (a), (b). REPONSES DES PUISSANCES AVEC UN PI-D

Les figures (4-a, b) illustrent le comportement des puissances active et réactive, où on remarque que le contrôle du système a une réponse dynamique rapide pour que les puissances atteignent leurs régimes permanents après un changement dans les valeurs de référence.

On remarque aussi la présence de l'interaction entre les deux composantes (d et q). Ces influences sont causées par l'onduleur à MLI qui est incapable de produire les signaux continus dont a besoin le découplage, ce qui fait croître l'erreur au niveau des régulateurs PI-D.

Pour le test de Robustesse, nous avons testé pour une variation de la réactance X_L à 30% d'où j'ai eu les variations sur les puissances de sortie suivantes

Suite à ces changements, les puissances active et réactive (fig. 5) subissent de larges déviations plus ou moins importante avec un dépassement remarquable aux moments de changement des consignes (P_{ref} , Q_{ref}) ; ce qui signifie la dégradation des performances du régulateur PI, interprétée par la perte de la stabilité du système

On a simulé cette fois-ci en introduisant une perturbation (fig.6) de durée 25 ms et d'amplitude 1.5 pour tester encore une fois sa robustesse et la stabilité du système.

La réponse des puissances active et réactive à 30% de X_L n'a pu être relevée, le message d'erreur donné par « MATLAB command » indiquait la saturation de la commande à l'infini lors des variations brusques des signaux de consigne.

On peut vérifier la réponse de l'asservissement pas uniquement en poursuite mais également en régulation en ajoutant une perturbation.

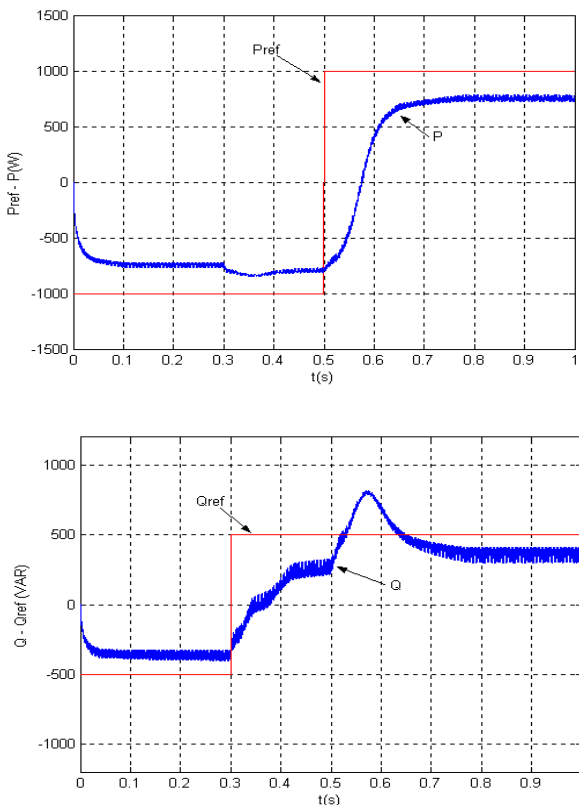


Fig.5. REPONSES DES PUISSANCES AU CHANGEMENT DE LA REACTANCE DE 30%.

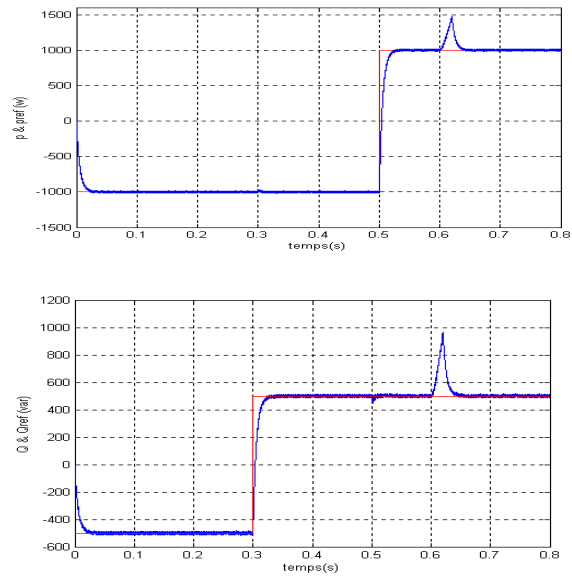


Fig.6.SYSTEME UPFC PERTURBE POUR TESTER LA STABILITE.

V. COMMANDE ADAPTATIVE NEURONALE.

L'intérêt de la commande adaptative [4] apparaît essentiellement au niveau des perturbations paramétriques, c'est à dire agissent sur les caractéristiques du processus à commander, les perturbations agissent sur les variables à réguler ou à commander. Dans cet article on présente la méthode de réglage proposé pour L' UPFC, en privilégiant l'approche classique fondée sur les réseaux neurones.

V.1CHOIX D'UN RESEAU DE NEURONE :

Dans cet article le réseau d'Elman [5] dit réseau à couche cachée, est un réseau récurrent, donc mieux adapté pour la modélisation des systèmes dynamiques. Son choix dans la commande neuronale par retour d'état, est justifié par le fait, qu'en particulier, ce réseau peut être interprété comme un modèle d'espace d'état non linéaire. L'apprentissage par l'algorithme de rétropropagation standard est la loi utilisée pour l'identification de l'UPFC.

V.2 COMMANDE ADAPTATIVE NEURONALE PAR RETOUR D'ETAT « SSNN ».

L'intégration de ces deux approches (commande adaptative+neuronale) [6] dans une seule structure hybride, fait que chacune d'elles tire profit de l'autre ; mais pour modifier le comportement dynamique du système UPFC, on a ajouté une contre réaction calculée à partir du vecteur d'état (retour d'état) (fig.7).

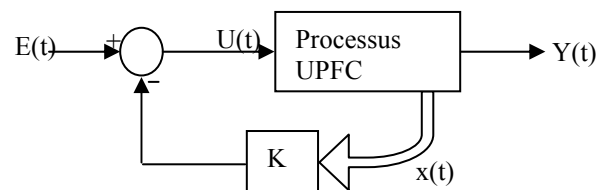


Fig.7 SCHEME FOCTIONNEL D'UNE COMMANDE PAR RETOUR D'ETAT DE L'UPFC.

La commande par retour d'état consiste à considérer le modèle du processus sous la forme d'une équation d'état :

$$X^*(t) = A x(t) + B u(t) \quad (11)$$

Et équation d'observation :

$$Y(t) = C x(t) + D u(t) \quad (12)$$

Où $u(t)$ est le vecteur de commande, $x(t)$ le vecteur d'état, et $y(t)$ le vecteur de sortie de dimension pour un système discrétisé au pas d'échantillonnage T_e les paramètres du processus aux instants d'échantillonnage $k T_e$ se formalisent ainsi :

$$x(t+1) = A_d x(t) + B u_d(t) \quad (13)$$

$$y(t) = C_d x(t) + D_d u(t) \quad (14)$$

La fonction de transfert $G(s) = Y(s) / U(s)$ de notre processus UPFC s'écrit sous la forme :

$$G(s) = \frac{1}{s + r/L} \quad (15)$$

On déduit les équations de la représentation d'état de l'UPFC :

$$\begin{cases} \dot{x}^* = -\left(\frac{r}{L}\right)x + u \\ y = x \end{cases} \quad (16)$$

Avec : $U(t) = e(t) - k x(t)$

$$\text{Soit : } X(t+1) = [A_d - K B_d] x(t) + B_d e(t) \quad (17)$$

$$Y(t) = C_d x(t) \quad (18)$$

La dynamique du processus corrigé par retour d'état est présente fonction de l'équation caractéristique de la matrice $[A_d - K B_d]$, K étant la matrice retour d'état du processus asservi.

Notre système est décrit sous forme matricielle dans l'espace d'état :

$$\begin{cases} \dot{x}^* = A x + B u \\ y = C x + D u \end{cases} \quad (19)$$

Où :

$$A = \begin{bmatrix} -\frac{r}{L} & \omega \\ \omega & -\frac{r}{L} \end{bmatrix} \quad B = \begin{bmatrix} -\frac{1}{L} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{L} \end{bmatrix} \quad C = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \quad D = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}$$

$$u = \begin{bmatrix} v_{cd} \\ v_{cq} \end{bmatrix} \quad y = \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{bmatrix} \quad x = \begin{bmatrix} i_{sd} & i_{sq} \end{bmatrix}^T$$

V.3 IDENTIFICATION BASE SUR RESEAU D'ELMAN:

Un processus identifié [7] [8] sera alors caractérisé par la structure du modèle (fig.8), de son ordre et par les valeurs des paramètres. Il s'agit donc, d'un corollaire de la simulation de processus pour lequel on utilise un modèle et un jeu de coefficients afin de prédire la réponse de système. Le réseau Elman constitué de trois couches : une couche d'entrée, couche cachée et une couche de sortie. Les couches d'entrée et de sortie interfèrent avec le milieu extérieur, ce qui n'est pas le cas pour la couche intermédiaire dite couche cachée c.à.d. l'entrée du réseau est la commande $U(t)$ et sa sortie est $Y(t)$. Le vecteur d'état $X(t)$ issu de la couche cachée est injecté dans la couche d'entrée.

On déduit les équations suivantes :

$$X(t) = W_r X(t-1) + W_h U(t-1) \quad (20)$$

$$Y(t) = W_o X(t) \quad (21)$$

Où, W_h , W_r et W_o sont les matrices poids. Les équations sont les descriptions standards de l'espace d'état des systèmes dynamiques. L'ordre du système dépend du nombre d'états qui est égal au nombre de couches cachées. Quand une donnée entrée-sortie est présentée au réseau à l'itération k l'erreur quadratique à la sortie du réseau est définie comme suit

$$E_t = \frac{1}{2} (y_d(t) - y(t))^2 \quad (22)$$

Pour toutes les données $u(t)$, $y_d(t)$ de $t = 1, 2, \dots, N$, la somme des erreurs quadratiques est :

$$E = \sum_{t=1}^N E_t \quad (23)$$

Les poids sont modifiés à chaque itération, pour W_o on a :

$$\begin{aligned} \frac{\partial E_t}{\partial W_o} &= -(y_d(t) - y(t)) \frac{\partial y(t)}{\partial W_o} \\ &= -(y_d(t) - y(t)) x^T(t) \end{aligned} \quad (24)$$

$$\begin{aligned} \text{Pour } W_h \text{ et } W_r, \text{ On a : } \frac{\partial E_t}{\partial W_h} &= -\frac{\partial E_t}{\partial y(t)} \cdot \frac{\partial y(t)}{\partial x(t)} \cdot \frac{\partial x(t)}{\partial W_h} \\ &= -(y_d(t) - y(t)) W_o^T \cdot u(t) \end{aligned} \quad (25)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial E_t}{\partial W_r^i} &= -\frac{\partial E_t}{\partial y(t)} \cdot \frac{\partial y(t)}{\partial x_i(t)} \cdot \frac{\partial x_i(t)}{\partial W_r^i} \\ &= -(y_d(t) - y(t)) W_o^i \frac{\partial x_i(t)}{\partial W_r^i} \end{aligned} \quad (26)$$

De cette dernière on obtient :

$$\frac{\partial x_i}{\partial W_r^i} = X^T(t-1) + W_r^i \cdot \frac{\partial x(t-1)}{\partial W_r^i} \quad (27)$$

La variation de la matrice de poids en fonction du gain d'apprentissage s'écrit sous la forme :

$$\Delta W = -\eta \cdot \frac{\partial E_t}{\partial W} \quad (28)$$

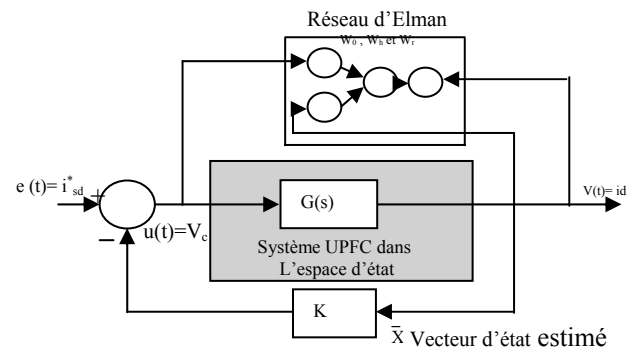


Fig.8 RESEAU D'ELMAN ET RETOUR D'ETAT.

Notons que les performances de l'identification sont meilleures lorsque le signal d'entrée est suffisamment riche en fréquences pour exciter les différents modes de processus. Les trois poids W_o , W_r et W_h qui sont respectivement les matrices de l'équation d'état du processus (système UPFC) $[C, A \text{ et } B]$ sont devenus stable après un temps approximatif $t=0.3s$ et plusieurs itérations (fig.9).

Remarque : Pour le réseau neurone de type Elman on suppose le vecteur biais est nul ($D=0$)

Dans l'apprentissage **en ligne** du réseau **Elman**, les tâches d'identification et de synthèse même la correction se font l'une après l'autre. Ou la correction des valeurs numériques des paramètres se fait de façons récurrente donc l'erreur d'estimation (fig.10) met environ presque une seconde ($t=1s$) pour converger vers zéro c.à.d. la régulation en poursuite.

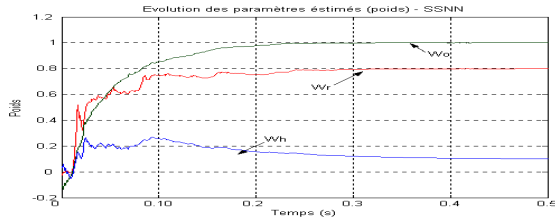


Fig.9 EVOLUTION DES POIDS

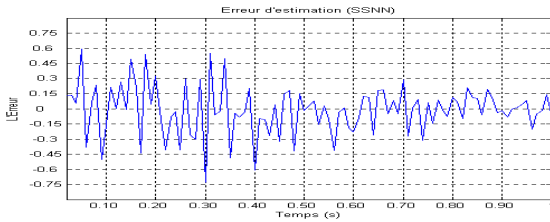
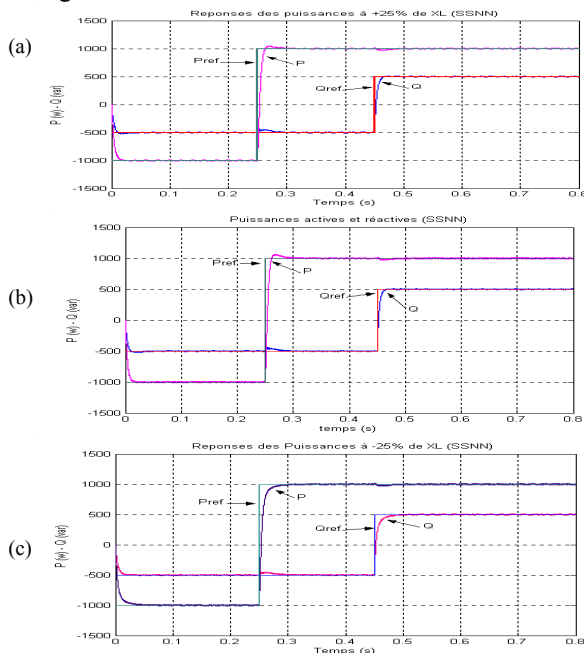


Fig.10 ERREUR D'ESTIMATION

V.4 TEST DE ROBUSTESSE :

Pour vérifier la robustesse de se contrôleur, deux tests ont été réalisés. Pour chaque test nous avons varié les paramètres de la ligne de la transmission mais le contrôleur est resté inchangé. On peut constater que la variation de la réactance ($\pm 25\%$) n'a presque pas d'influence sur les caractéristiques de sortie du système UPFC (fig.11).

Pour pouvoir comparer les réponses des puissances active et réactive du système UPFC, on a donné les trois cas de (fig.11) Où (a)et (c) sont les réponses à des variations de ($\pm 25\%$) et (b) est la réponse du système sans aucun changement de réactance.

fig.11 COMMANDE ADAPTATIVE NEURONALE (SSNN) DES PUISSANCE P et Q à ($\pm 25\%$ de X_i)

VI. CONCLUSION

L'identification de processus sera alors caractérisée par la structure du modèle, de son ordre et par les valeurs des paramètres. Il s'agit donc, d'un corollaire de la simulation de processus pour lequel on utilise un modèle et un jeu de coefficients afin de prédire la réponse de système. L'emploi d'une identification plus avancée à basse de réseaux de neurones peut être fiable à l'algorithme de calcul de la commande.

Dans cet article on a utilisé pour l'identification des paramètres du système un réseau neurone dit réseau d'Elman avec trois couches. Comme on l'a déjà vu. Notons que les performances de l'identification sont meilleures lorsque le signal d'entrée est suffisamment riche en fréquences pour exciter les différents modes de processus.

La commande adaptative neuronale par retour d'état (SSNN : state space neural network) est une commande hybride basée sur la représentation d'état du système UPFC, a été testée. Les performances de cette dernière, se trouvent légèrement dégradée, ceci est peut être dû au retard causé par l'algorithme, ce dernier ne peut pas être réduit à volonté ou il est peut être dû au choix du gain K de la boucle fermée.

Enfin le processus d'identification basé sur l'apprentissage du réseau de neurones d'Elman, permet d'obtenir le comportement dynamique du processus et d'estimer la sortie de système aussi que son vecteur d'état à partir des informations que sont le signal de commande et la sortie mesurée.

VII. REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] I. Papic, P. Zunko, D. Povh, M. Weinhold, "Basic control of unified power flow controller". *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, no. 4, pp. 1734–1739, 1997.
- [2] Y. H. Song and A. T. Johns, 'flexible AC transmission systems (FACTS)', IEE power and Energy series 30.1999.
- [3] Gyugyi L.: unified power flow control concept for flexible AC transmission systems. *IEE Proc.* 139 (1992) 323-331
- [4] O. pages 'étude de comparaison de différentes structures de commande multi- contrôleurs application à un axe robotise.' thèse 2001. (LAMII/CESALP). université de Savoie.
- [5] Xiang Li, Guanrong C., Zengqian C., and Z. Yuan 'Chaotifying Linear Elman Networks' *IEEE transaction neural networks.* vol 1, 3, 5 September 2002.
- [6] M. A. Denai, T. Allaoui, "Adaptive fuzzy Decoupling of UPFC- Power Flow Compensation", 37th UPEC2002, 9-11 September 2002, Strathordshires University UK.
- [7] S. zebirate, A.chaker, O.traiaia, 'commande adaptative decouple neuronale d'un compensateur de flux de puissance UPFC' reference 480. laboratoire LAAS.CCECE 03-CCGEI 2003. Montreal. IEEE May 2003.
- [8] S. zebirate, A.chaker, 'commande adaptative decouple neuronale d'un UPFC (unified power flow control)', JCCE Saint Nazaire, Juin 2003.

DGA Results Comparison between ANN Methods and Tested Sampling from Sonelgaz-GRTE Transformers Fleet

L. Bouchaoui*, K. E. Hemsas*, S. Benlahneche**

*LAS, Ferhat Abbas University, Sétif

**Transmission Chief Engineer - Sonelgaz- GRTE - SETIF

Abstract: Transformer insulation aging diagnosis is important for all the condition assessment. Dissolved gas analysis (DGA) is one of the most useful techniques and tools to detect the incipient faults in large oil filled transformers. Various methods have been developed to interpret DGA results. Among them are the Key Gas, Rogers Ratio, Logarithmic Nomograph, Dorenenburg, IEC Ratio and Duval Triangle. This paper uses the DGA data from different cases to test the accuracy and consistency of these methods in interpreting the transformer condition. It also describes the structure and specific features of transformer insulation ageing diagnosis based on artificial neural networks. MATLAB programs using neural network were developed to automate and to compare the evaluation of each method with those of Sonelgaz – Grte findings.

Index Terms: Transformer, Insulation Aging, DGA, interpretation methods, Artificial Neural Network (ANN), Fault gases.

1. Introduction

As a major apparatus in a power system, the power transformer is vital to system operation. Techniques for diagnosis and incipient-fault detection are valuable. A transformer is subject to electrical and thermal stresses which could break down the insulating materials and release gaseous decomposition products. Overheating, corona and arcing are three primary causes of fault related gases.

Principally, the fault related gases commonly used are hydrogen (H_2), carbon monoxide (CO), carbon dioxide (CO_2), methane (CH_4), acetylene (C_2H_2), ethane (C_2H_6), and ethylene (C_2H_4). The analysis of dissolved gases is a powerful tool to diagnose developing faults in power transformers. Many diagnostic criteria have been used for the interpretation of the dissolved gases. These methods would find the relationship between the gases and the fault conditions, some of which are obvious and others may not be apparent (hidden relationships).

However, much of the diagnostics relies on experts to interpret the results correctly. New computer-aided

techniques can consistently diagnose incipient-fault conditions for the novice and in some cases may provide further insight to the expert. Expert system and fuzzy-set approach have been developed to reveal some of the hidden relationships in transformer fault diagnosis. Expert system derives the decision rules from the previous experience while the fuzzy-set represents the decision rules by using vague quantities. Artificial neural network method (ANN) has also been used for this purpose since the hidden relationships between the fault types and dissolved gases can be recognized by ANN through training process. A two-step ANN approach is presented in this paper. The accuracy of the ANN is carefully verified. With two ANNs, high diagnosis accuracy is obtained. [1]

2. Dissolved Gases -in-Oil Analysis

Dissolved gases-in-oil analysis (DGA) is a common practice in transformer fault diagnosis. Electrical insulation such as mineral oils and cellulosic materials degrade under excessive thermal and electrical stresses, forming by product gases which can serve as indicators of the type of stress and its severity. Dissolved gas-in-oil concentrations, relative proportion of gases, and gas generation rates (gassing rates) are used to estimate the condition of a transformer. Commonly used gases include hydrogen (H_2), methane (CH_4), acetylene (C_2H_2), ethylene (C_2H_4), ethane (C_2H_6), carbon monoxide (CO), and carbon dioxide (CO_2). These gases are extracted from the oil under high vacuum and analyzed by Gas Chromatograph to get each gas concentration separately. By interpretation of gas contents, the developing faults in the power transformers can be diagnosed. Many diagnostic techniques have been developed for the interpretation of these gases. [2]

This technique includes the conventional key gas method, ratio methods, and recently, the artificial intelligent methods. The key gas method relates key gases to fault types and attempts to detect four fault types (overheating of oil, overheating of cellulose, partial discharge, and arcing) based on key gas

contents (C_2H_4 , CO , H_2 , C_2H_2). The ratio methods are coding systems that assigns certain combination of codes to a specific fault type.

The Codes are generated by calculating gas ratios and comparing the ratios to predefined ratio intervals. A fault condition is detected when a code combination fits the code pattern of the fault. Because the number of possible code combination is larger than the number of fault types, “no decision” often results from the ratios Methods such as Doemenburg Ratios, Rogers Ratios and IEC Ratios. All of these methods are able to detect thermal decomposition, partial discharge, and arcing faults.

In an actual diagnosis process, other information such as the variability of dissolved-gas data and the influence of loading and environmental factors on these data is usually also taken into consideration. Recently, application of artificial intelligence (AI) has shown very promising results in DGA. These techniques include expert system, fuzzy logic, evolutionary algorithm, and artificial neural network (ANN). [3]

The Artificial Neural Network method can be used more accurately for this purpose since the hidden relationships between the fault types and dissolved gases can be recognized by ANN through training process. [2]

3. Gas ratio methods

In condition monitoring, the advantage of using ratio methods is that, they overcome the issue of volume of oil in the transformer by looking into the ratio of gas pairs rather than absolute values. The ratio methods considered in this paper are Rogers Ratio Method and IEC Method.

3.1 Rogers Ratio Method:

The Roger’s method utilizes four ratios, CH_4/H_2 , C_2H_6/CH_4 , C_2H_4/C_2H_6 and C_2H_2/C_2H_4 . Diagnosis of faults is accomplished via a simple coding scheme based on ranges of ratios. Four conditions are detectable, i.e. normal ageing, partial discharge with or without tracking, thermal fault and electrical fault of various degrees of severity.

Ratios	Range	Code
CH_4/H_2	≤ 0.1	5
	$>0.1 < 1$	0
	$\geq 1 < 3$	1
	≥ 3	2
C_2H_6/CH_4	< 1	0
	≥ 1	1
C_2H_4/C_2H_6	< 1	0
	$\geq 1 < 3$	1
	≥ 3	2
C_2H_2/C_2H_4	< 0.5	0
	$\geq 0.5 < 3$	1
	≥ 3	2

Tab.1-Roger’s Ratio Codes [4]

N°	Code				diagnosis
1	0	0	0	0	Normal
2	5	0	0	0	Partial discharge of low energy
3	1,2	0	0	0	Overheating $< 150^\circ C$
4	1,2	1	0	0	Overheating $150-200^\circ C$
5	0	1	0	0	Overheating $200-300^\circ C$
6	0	0	1	0	Conductor Overheating
7	1	0	1	0	Overheating by Winding circulating current
8	1	0	2	0	Overheating by Core and tank circulating currents
9	0	0	0	1	Arcing of low energy
10	0	0	1,2	1,2	Arcing of high energy
11	0	0	2	2	continuous sparking to floating potential
12	5	0	0	1,2	Partial discharge with high energy

Tab.2-Roger’s Fault Diagnosis Table [4]

3.2. IEC Method:

For diagnosis scheme recommended by IEC originated from Rogers’ method, except that the ratio C_2H_6/CH_4 was dropped since it only indicated a limited temperature range of decomposition. Four conditions are detectable, i.e. normal ageing, partial discharge of low and high energy density, thermal faults and electrical faults of various degrees of severity. In this method three gas ratios are used to interpret the faults.

Table 3 and 4 shows the codes for different gas ratios depending on the range of gas ratios and their interpretation. But, the drawback of these ratio methods is that it fails to cover all ranges of data and quite often ratios fall outside the scope of the tables. In this paper, an Artificial Neural Network approach was used to overcome the above drawback of ratio methods

defined range of the gas ratio	Codes of different gas ratios		
	$\frac{CH_4}{C_2H_6}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
< 0.1	0	1	0
$0.1-1$	1	0	0
$1-3$	1	2	1
> 3	2	2	2

Tab.3: IEC Ratio Codes [5]

N	Fault type			
1	No fault	0	0	0
2	Partial discharge with low energy density	0	1	0
3	Partial discharge with high energy density	1	1	0
4	Discharge of low energy	1, 2	0	1, 2
5	Discharge of high energy	1	0	2
6	Overheating < 150°	0	0	1
7	Overheating 150°<T<300°	0	2	0
8	Overheating 300°<T<700°	0	2	1
9	Overheating T>700°	0	2	2

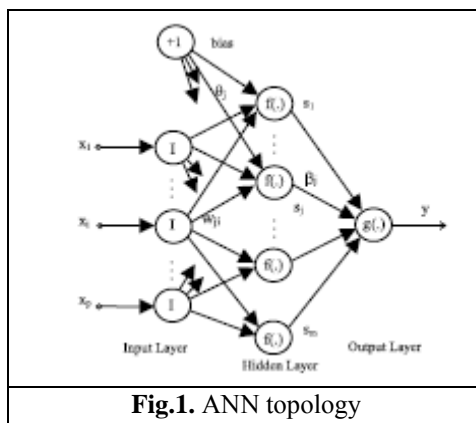
Tab.4- IEC Fault Diagnosis Table [5]

4. Artificial Neural Networks

The ability of Artificial Neural Networks (ANN) in mapping functional relationships has become then as an attractive approach that can be used in several types of problem. This characteristic is particularly important when the relationship among the process variables is non-linear and/or not well defined, and thus difficult to model by conventional techniques. An artificial neural network is a dynamic system that consists of highly interconnected and parallel non-linear processing elements that shows extreme efficiency in computation. The main benefits of using ANN'S on the oil contamination processes are the following:

- The ability of learning and therefore generalization.
- The facility of implementation in hardware.
- The capacity of mapping complex systems without the necessity of knowing the eventual mathematical models associated with them.
- The possibility of time reduction involved with tests in laboratory. [6]

An ANN is characterized by having in its architecture many low-level processing units with a high degree of interconnectivity via weighted connections. Among many ANN concepts, the most commonly used is the Multilayer Feed forward Neural Network (Figure 1).



For this ANN, each neuron in a hidden layer H calculates:

$$S_j = f\left(\sum_{i=1}^n x_i w_{ij} + \theta_j\right) \quad (1)$$

Where x_i is the i -th input to the net, w_{ij} is the weight of the connection from input neuron i to hidden neuron j , θ_j is the bias of the j -th hidden neuron and $f(-)$ is the activation function of the neuron. [7]

5. Topology of the used ANN

We will use the networks of neurons with training supervised especially of the multi-layer networks, pulled by the algorithm of Back propagation which remains more used. The algorithm of Levenberg - Marquardt has a good robustness for the diagnosis by networks of neurons and seems to be most effective according to the researchers in this field. The architecture of the RNA (a number of hidden layers, a number of neurons) is a significant factor deciding on the quality of the training more than the parameters of training. One made this architecture one base on the functions of Matlab.

The choice of the characteristics of input is a first essential stage. To have been a very careful choice, so that these inputs, reflect the characteristics of the problem.

The number of neurons in the layer of input will be equal to the number of data input and the number of neurons in the layer of output will be defined according to the number of variables and the answers which you seek. In my case, five principal precursory gases with failures in transformers, H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 and C_2H_2 , are selected like characteristics of input.

5.1. Inputs:

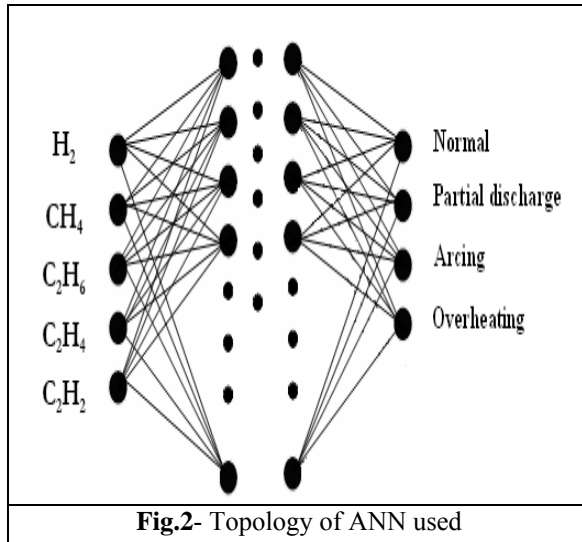
Inputs of the ANN, therefore, the vectors of the codes of the ratios of concentrations of H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 and C_2H_2 in ppm. It is different for each method.

5.2. Outputs:

The outputs which we want are the types of defect which to occur from the input, who are discharges partial of weak and strong energy, the electric arc and overheats it or the case normal, if the data of input does not act of a failure to the transformer. In each standard method, different type defect.

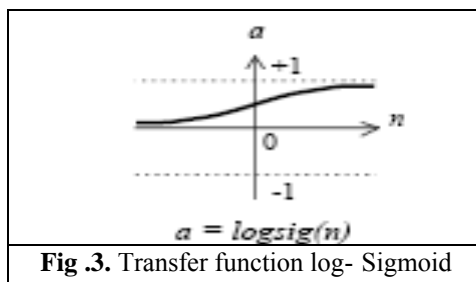
5.3. Hidden Layer:

The use of a great number of hidden layers not recommended. The large majority of the problems of standards of classification, used only, one has more than two hidden layers. The number of neurons in the hidden layer is generally defined in an empirical way.



5.4.Transfer function:

sigmoid tangent (**logsig**) most common of function of activation is used in the networks of neurons.



The optimization of the RNA used in the diagnosis is carried out by changing topology of the network and the criterion of optimization is based on the exactitude of the results.

The methods of ratio considered in this research are the method of ratio of Rogers and the method of the CEI.

5.5. Data of inputs:

They are the gas concentrations found in the analysis chromatographic test of samples taken on the life of the transformer (formation) or suspected in the sample (net value under normal conditions of use).

The bank of data of the diagnoses made on the park of the transformers of the area of SETIF enabled us to see the sensitivity of our program and the level of its reproducibility. The comparison of the results obtained is made compared to software DELTA X used in the laboratories of Sonelgaz-GRTE [J DUCKARM] or the data of share and others are examined to see established convergences. [9]

Concentrations of principal gases in ppm:

Samples	H ₂	CH ₄	CO	CO ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂	Known Fault
1	6	9	25	290	10	4	<1	Overheating
2	1046	2809	681	7820	321	675	7	DP
3	127	76	879	3471	23	32	49	ARC
4	230	402	90	600	579	176	<1	Overheating
5	<1	115	469	3319	16	147	<1	Overheating
6	39	33	991	3280	9	7	2	Normal
7	72	278	53	610	176	289	<1	Overheating
8	1	39	361	4081	9	36	1	Normal
9	239	41	841	4964	59	21	227	ARC
	17	15	292	6956	78	20	35	ARC

Tab .5. Samples data [8]

6. Application of ANN to DGA

6.1. Diagnosis using the method of the CEI:

The vector of inputs $E = [C1, C2, C3] = [\text{code } \frac{C_2H_2}{C_2H_4}, \text{code } \frac{CH_4}{H_2}, \text{code } \frac{C_2H_4}{C_2H_6}]$ (codes obtained according to the method of CEI (see table 3)

The vector of exit $S = [S1, S2, S3, S4, S5, S6, S7, S8, S9]$ (nine defects found by the method of CEI (see table 4)

The network of neuron with the method of the CEI is composed of layer of input of 3 neurons; the hidden layers contain a variable number of neurons and the exit with 9 neurons.

The output produces real numbers between 0 and 1 indicating the probability of existence of a defect among the nine defects indicated by standards CEI. The models of formation for the method of the CEI are shown in table 6.

inputs			outputs								
C1	C2	C3	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9
0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
1	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
1,2	0	1,2	0	0	0	1	0	0	0	0	0
1	0	2	0	0	0	0	1	0	0	0	0
0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0
0	2	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
0	2	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0
0	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Tab.6 - Database Trained By IEC Method

6.2. Diagnosis using the method of Rogers:

The vector of inputs $E = [C1, C2, C3, C4] = [\text{code} \frac{CH_4}{H_2}, \text{code} \frac{C_2H_6}{CH_4}, \text{code} \frac{C_2H_4}{C_2H_6}, \text{code} \frac{C_2H_2}{C_2H_4}]$ (codes obtained according to the method of Rogers (see table 1)

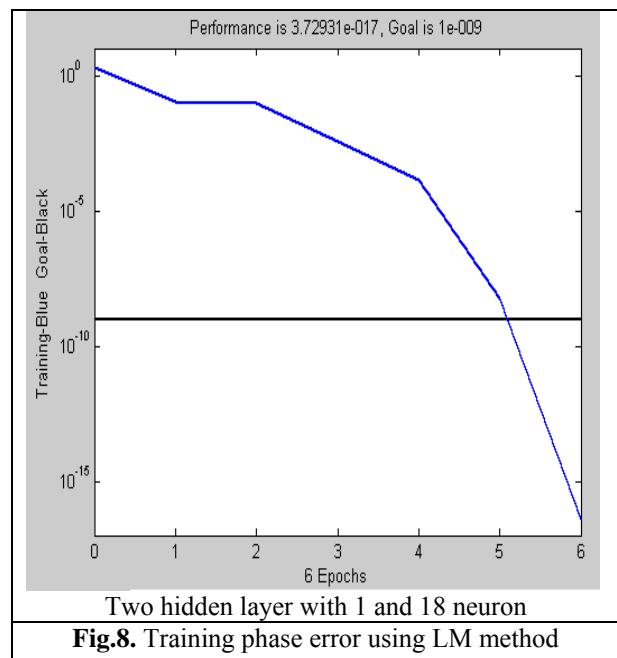
The vector of output $S = [S1, S2, S3, S4, S5, S6, S7, S8, S9, S10, S11, S12]$ (12 defects found by the method of Rogers (see table 2)

The network of neuron with the method of Rogers is composed of layer of input of 4 neurons; the hidden layers contain a variable number of neurons and the output with 12 neurons.

The output produces real numbers between 0 and 1 indicating the probability of existence of a defect among the nine defects indicated by the method of Rogers. The models of formation for the method of Rogers are shown in table 7.

inputs				outputs											
C1	C2	C3	C4	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	S11	S12
0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1,2	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1,2	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
1	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
0	0	1,2	1,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
0	0	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
5	0	0	1,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Tab.7 – Database Trained By Rogers Method



7. Results

Once the training is completed, the network needs to be tested. In order to test the trained network, 10 test samples given in Table 5 were considered with a known cause of fault.

The results obtained during testing are presented in Table 8. From Table 8 it is observed that the trained network made a correct diagnosis in 8 out of 10 cases in Rogers Methods and 7 out of 10 cases in IEC Method.

samples	Actual fault	Predicted fault from ANN	
		IEC Method	Rogers Method
1	Overheating	Overheating	Overheating
2	DP	Overheating	Overheating
3	ARC	ARC	ARC
4	Overheating	Overheating	Overheating
5	Overheating	Overheating	Overheating
6	Normal	DP	Normal
7	Overheating	Overheating	Overheating
8	Normal	Overheating	Overheating
9	ARC	ARC	ARC
10	ARC	ARC	ARC

Tab.8 – Results of DGA by ANN

8. Conclusions:

DGA has been recognized as an important tool in condition monitoring of power transformer. The main advantage of using ratio methods is that, volume of oil involved in the dissolution of gas is not required as only ratios of gases are involved. But the drawback is that they fail to cover all ranges of data. Therefore an ANN approach is used to overcome the drawback. The results obtained through ANN are highly reliable.

References

- [1] **Y. Zhang, X. Ding, Y. Liu**, "An Artificial Neural Network Approach to Transformer Fault Diagnosis," IEEE Transactions on Power Delivery, IEEE Power Engineering Society, NY, 1996, pp. 1836-1841.
- [2] **N K Patel, R K Khubchandani**, "ANN Based Power Transformer Fault Diagnosis," Faculty of Engineering, J N V University, Jodhpur, Rajasthan 342 001, IE (I) Journal. EL Vol 85, June 2004, pp.60-63.
- [3] **Zhenyuan Wang, Yilu Liu, Paul J. Griffin** "A Combined ANN and Expert System Tool for Transformer Fault Diagnosis," IEEE Transactions on Power Delivery, IEEE Power Engineering Society, NY, 2000, pp. 1261-1269.
- [4] **Rogers, R.R.**, "IEE and IEC Codes to Interpret Incipient Faults in Transformers, using Gas in Oil Analysis", IEEE Trans. Electr.Insul.1978, EL., 13, N° 5, pp.349-354.
- [5] **IEC 60599**, Norme Internationale "Matériels électriques imprégnés d'huile minérale en service - Guide pour l'interprétation de l'analyse des gaz dissous et des gaz libres" Deuxième édition 03-1999.
- [6] **I N da Silvat, A N de Souzat, R M C Hossrit, J H C Hossrit**, "intelligent system applied in diagnosis of transformer oil" Dielectric Materials, Measurements and Applications Conference Publication No. 473, IEE 2000, pp.330-334.
- [7] **Adriana R. Garcez Castro, Vladimiro Miranda**, "An Interpretation of Neural Networks as Inference Engines with Application to Transformer Failure Diagnosis", 8th international Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Iowa State University, Ames, Iowa, September 12-16,2004, p.p. 997-1002.
- [8] Regional Analysis Laboratory - **Sonelgaz- GRTE – SETIF**.
- [9] **L. Bouchaoui**, "Diagnostic des Transformateurs de Puissance par la Méthode d'Analyse des Gaz Dissous: Application des Réseaux de Neurones," Thèse de Magister; 06.01.2010. Université Ferhat Abbas Sétif.

Stabilité transitoire d'un système électrique multimachine par la théorie des catastrophes & les TIA

A. Bahri, A. Boukadoum, S. Leulmi, B. Ayachi, N. Mezhoud

Laboratoire d'Electrotechnique de Skikda « LES »

Département d'Electrotechnique

Université du 20 Août 1955 – Skikda, Algérie

bahridoc@yahoo.fr, boukadoum2003@yahoo.fr, salah.leulmi@yahoo.fr, Ay_bilel@yahoo.fr, mezhouab@yahoo.fr

مقدمة - من بين المشاكل الهامة، في حالة دراسة نظام طاقي معقد، هو دراسة استقراره. هذا ناجم على التطور الهام للمنظومات خلال السنوات الأخيرة. الهدف من هذه الدراسة هو فحص و تحليل سلوك النظام في حالة ظهور اضطرابات ضعيفة ومهمة. هذه الأخيرة خضت بالعديد من البحوث بطرق مختلفة و بطرق حديثة مثل التقنيات الذكية. الهدف الأساسي لهذا البحث يرتكز على بحث مشكلة الإستقرارية العابرة في نظام متعدد المكان باستعمال طريقتين مختلفتين: طريقة الكوارث و طرق التقنيات الذكية و خاصة منها الشبكات العصبونية. تعزيز النتائج، والتأكد من صحتها يكون بتطبيق الطرق المقترحة على شبكة مرجعية و مقارنتها بنتائج بعض المراجع الأخرى. البرمجة أو الخوارزم المستعمل يكون عن طريق الـ Matlab 6.5.

Abstract - One of the most significant problems of the study of a complex electric power system is its stability. This is due to the significant development of the systems. To examine the behaviour of the system related to the weak or to the significant disturbances, many researchers were investigating different methods, indirect or direct & were developing, recently, new techniques such as the so-called artificial intelligent techniques.

The principal goal of our work consists in dealing with the problem of transient stability in the multimachine system by 2 different methods: Method of the catastrophes and artificial intelligent techniques, specially the artificial neuron network "ANN".

The validation of the suggested methods will be carried out by simulation based on the Matlab 6.5 software. The obtained results will be compared to certain chosen references.

Résumé - L'un des problèmes les plus importants, lors de l'étude d'un système électroénergétique complexe, est celui de sa stabilité. Ceci est dû au développement important des systèmes. L'étude et l'analyse du comportement des systèmes face à de faibles ou importantes perturbations ont été l'objet de nombreuses recherches utilisant différentes méthodes, indirectes ou directes et récemment par l'emploi de nouvelles techniques telles que les TIA, en l'occurrence les réseaux de neurones artificiels « RNA ».

Le but principal de notre travail consiste à traiter le problème de la stabilité transitoire dans les systèmes multimachines par 2 méthodes différentes, à savoir la méthode des catastrophes et celle des TIA.

La validation des 2 méthodes proposées sera effectuée par voie de simulation basée sur le logiciel MATLAB 6.5. Les résultats obtenus seront validés par comparaison avec ceux obtenus dans certaines références bien choisies.

Mots clés - Stabilité transitoire, système multimachine, théorie des catastrophes, TIA, RNA.

1. NOMENCLATURE

a - Acronymes utilisés

ANN	Artificial neuron network
BVD	Busbar voltage distribution
CT	Catastrophe theory
CC	Courant continu
CCT	Critical clearing time

cus	Critical unstable point
EP	Ecoulement de puissance
JdB	Jeu de barres
PMC	Perceptron multicouche
PPPT	Défaut triphasé-terre
N-R	Newton – Raphson
RNA	Réseau de neurones artificial
ST	Stabilité transitoire
SSE	Sum of square errors
TIA	Technique d'intelligente artificielle

b - Symboles utilisés

A_{iD}	Coefficient A_i ($i = 1, 2$) pendant le défaut
A_{iA}	Coefficient A_i ($i = 1, 2$) après le défaut
D	Amortissement
E'	F.e.m derrière sa réactance transitoire
G_{ij}	Conductance de transfert entre les JdB i et le JdB j
H	Constante d'inertie
N	Tubulure de catastrophe
O_i^k	Sortie du neurone i à l'exemple k
P	Puissance active de la machine
t_e	Temps d'élimination
W_{ij}	Poids associée à la i^{eme} entrée du neurone j
x_1, \dots, x_n	Grandeurs d'entrée du neurone de la couche d'entrée
X_d	Réactance sur l'axe d
X_q	Réactance sur l'axe q
Y_{ij}	Admittance de transfert entre les JdB i et j
Y_{red}	Matrice admittance réduite
Y_{bus}	Matrice d'admittances nodales du réseau
δ_c	Angle critique d'élimination
ε	Tolérance

2. INTRODUCTION

La théorie de catastrophe comme technique qualitative et efficace a été appliquée pour évaluer la stabilité transitoire des systèmes électroénergétiques. La théorie de catastrophe a été, au commencement, appliquée à l'étude de la stabilité équilibrée des systèmes électroénergétiques par Sallam et Dineley [1]. Il a été démontré que cette théorie visualise les points de fonctionnement des machines du système sur l'écran de visualisation, dans un manifold ayant défini les limites de la stabilité. L'endroit de ces points de fonctionnement est déterminé par les paramètres de commande qui sont calculés par des relations algébriques. Par conséquent, cette méthode d'évaluation transitoire, en ligne, de stabilité est très rapide. Mal et Mihirig ont commencé par l'application de la théorie de catastrophe, à l'évaluation de la stabilité transitoire d'une machine simple d'un système à un JdB infini. Puis, ils ont développé leur travail dans la référence [2] pour convenir au système électroénergétique multimachine en utilisant une machine équivalente du système électroénergétique [3].

Sur un autre volet, on assiste à l'emploi de nouvelles techniques dites TIA. Ces dernières sont des approches visant à émuler, dans des systèmes artificiels, les capacités des espèces vivantes pouvant identifier l'environnement et prendre les décisions adéquates en présence d'incertitudes et d'imprécisions. Les RNA, la logique floue et les algorithmes génétiques sont des techniques qui disposent, aujourd'hui, d'une théorie bien fondée et qui ont été, efficacement, utilisées dans divers domaines [4].

3. FORMULATION DU PROBLEME

Le problème de la stabilité transitoire d'un système électrique peut être formulé de la manière suivante: Etant donné un système des machines synchrones interconnectées par un réseau électrique, initialement considéré en fonctionnement stable, soumis à l'instant t_0 à une grande perturbation. Alors, les questions, qui se posent, sont :

- Existe-t-il une position d'équilibre après l'élimination de la perturbation?
- Si oui, quel est le temps critique d'élimination de cette perturbation?

L'étude de la stabilité transitoire suit les phases suivantes :

- Déterminer les conditions initiales avant perturbation.
- Etudier l'évolution du système à partir de l'instant t_0 jusqu'au temps d'élimination de la perturbation t_e .
- Etudier l'évolution du système à partir de l'instant t_e [5].

4. THEORIE DES CATASTROPHES

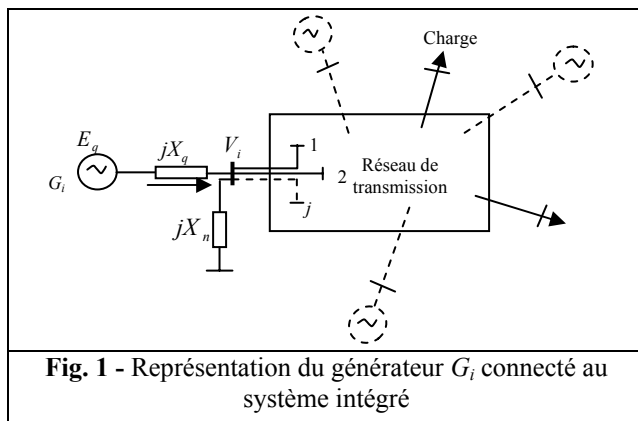
La figure 1 illustre une configuration reliant les générateurs G_i au système intégré [1].

$$P_{ei} = \text{Re} [V_i I_i^*] \quad (1)$$

$$I_i = \frac{(E_q - V_i)}{jX_q} \quad (2)$$

$$V_i = \left(\frac{-1}{Y_{ii}} \right) \sum_{j=1}^N Y_{ij} V_j \quad (3)$$

$$V_i = \frac{1}{\left(\frac{1}{jX_n} \right) + \sum_{j=1}^N \left(\frac{1}{jX_{ij}} \right)} \sum_{j=1}^N \left(\frac{V_j}{jX_{ij}} \right) \quad (4)$$



Soient e et f les composantes réelles et imaginaires de la tension V , respectivement. La substitution de l'équation (4) dans l'équation (1), donne :

$$P_{ei} = \frac{\left(\frac{1}{X_q} \right)}{\frac{1}{X_n} + \sum_{j=1}^N \left(\frac{1}{X_{ij}} \right)} \left[f_{qi} \sum_{j=1}^N \left(\frac{e_j}{X_{ij}} \right) - e_{qi} \sum_{j=1}^N \left(\frac{f_j}{X_{ij}} \right) \right] \quad (5)$$

Soient:

$$X_{eq} = \left(\frac{1}{X_q} \right) \left(\frac{1}{X_n} + \sum_{j=1}^N \frac{1}{X_{ij}} \right) \quad (6)$$

$$i_1 = \sum_{j=1}^N \frac{e_j}{X_{ij}}$$

$$i_2 = \sum_{j=1}^N \frac{f_j}{X_{ij}}$$

$$A_1 = X_{eq} E_q i_1$$

$$A_2 = X_{eq} E_q i_2$$

Puis l'équation (5) peut s'écrire sous la forme :

$$P_{ei} = A_1 \sin \delta_i - A_2 \cos \delta_i \quad (7)$$

$$\delta_i = \tan^{-1} \left(\frac{f_q}{e_q} \right)_i \quad (8)$$

Pour déterminer la puissance fournie de chaque machine, quand un défaut apparaît dans le système, les coefficients A_1 et A_2 dans l'équation (7) doivent être déterminés pour les 3 états : avant, pendant et après le défaut.

L'équation du mouvement du générateur G_i , par rapport aux axes de référence du réseau, est :

$$M_i \ddot{\delta}_i = P_{in} - P_{ei} \quad (9)$$

La multiplication de l'équation (9) par $d\delta/dt$ et après intégration, nous donne:

$$(d\delta_i/dt)^2 = \int_{\delta_0}^{\delta_n} (P_{in} - P_{ei}) d\delta \quad (10)$$

En d'autres termes, la machine est stable si l'énergie cinétique générée pendant le défaut est inférieure ou égale (totalement convertie) à l'énergie potentielle pendant la période du post défaut. Cette inégalité des 2 énergies prend place en cas d'élimination critique, c'est-à-dire :

$$F = F_{ke} + F_{pe} = 0 \quad (11)$$

Selon la théorie de catastrophe, la surface d'équilibre U d'une fonction uniforme F est donnée par :

$$U = \nabla F_c(x) = F_{ke} + F_{pe} = 0 \quad (12)$$

L'ensemble S qui est défini comme étant l'ensemble des limites de la stabilité statique, est obtenu par :

$$\nabla^2 F_c(x) = 0 \quad (13)$$

L'énergie cinétique transitoire peut être évaluée par la quantité de la réduction du rendement de puissance pendant le défaut, c'est-à-dire :

$$F_{ke} = \int_{\delta_0}^{\delta_c} (P_{in} - P_{ei}) d\delta \quad (14)$$

L'énergie potentielle après le défaut est :

$$F_{pe} = \int_{\delta_c}^{\delta_m} (P_{in} - P_{ei}) d\delta \quad (15)$$

A partir des équations (12), (14) - (15), on obtient la relation suivante :

$$(A_{1D} + A_{1A})\cos\delta_c + (A_{2A} - A_{2D})\sin\delta_c + K = 0 \quad (16)$$

$$\begin{aligned} K_1 &= A_{1D}\cos\delta_0 - A_{2D}\sin\delta_0 - P_{in}\delta_0 \\ K_2 &= -(A_{1A}\cos\delta_m + A_{2A}\sin\delta_m + P_{in}\delta_m) \end{aligned} \quad (17)$$

Remplaçons $\sin\delta_c$ et $\cos\delta_c$, par leur développement en série de Taylor. Soit $\delta_c = x$, l'équation (16) peut être écrite comme suit :

$$(A_{1D} + A_{1A})\left(1 - \frac{x^2}{2!} + \frac{x^4}{4!} \dots\right) + (A_{2A} - A_{2D})\left(x - \frac{x^3}{3!} + \frac{x^5}{5!} \dots\right) + K = 0 \quad (18)$$

Si les séries de développement de Taylor dans l'équation (18) sont limitées aux termes du quatrième ordre, on obtient l'équation :

$$B_4x^4 + B_3x^3 + B_2x^2 + B_1x + B_0 = 0 \quad (19)$$

Avec :

$$\begin{aligned} B_0 &= A_{1D} + A_{1A} + K \\ B_1 &= A_{2A} - A_{2D} \\ B_2 &= -(A_{1A} + A_{1D})/2 \\ B_3 &= (A_{2D} - A_{2A})/6 \\ B_4 &= (A_{1D} + A_{1A})/24 \end{aligned} \quad (20)$$

L'équation (19) est du quatrième ordre et étroitement équivalent à l'équation (19). On peut éliminer le terme cubique par un changement de variables $x = y - \alpha$ et $\alpha = B_3/4B_4$ pour obtenir la forme :

$$y^4 + ay^2 + by + c = 0 \quad (21)$$

$$a = (6B_4\alpha^2 - 3B_3\alpha + B_2)/B_4 \quad (22)$$

$$b = (3B_3\alpha^2 - 2B_2\alpha + B_1)/B_4 - 4\alpha^3 = 8\alpha^3 \quad (23)$$

$$c = \alpha^4 + (B_0 - B_1\alpha + B_2\alpha^2 - B_3\alpha^3)/B_4 \quad (24)$$

L'équation (21) représente la fonction Swallowtail de catastrophe. Les paramètres de contrôles a et b sont une fonction de l'EP. La plus petite racine réelle positive de l'équation de Swallowtail y , qui satisfait la relation $\delta_0 < y - \alpha < \delta_m$, donne l'angle critique δ_c d'élimination, pour les machines stables dans le système. Elles peuvent être représentées par les points de fonctionnement qui se trouvent à l'intérieur de l'ensemble de bifurcation B .

Le temps critique d'élimination t_c peut être calculé en employant des approximations de Taylor de δ_c et sa dérivée $\dot{\delta}_c$, qui donne un bon résultat pour l'analyse de la première oscillation, comme suit :

$$\dot{\delta}_c = \omega_c = \gamma t_c \quad (25)$$

$$\gamma = \left(\frac{1}{M}\right)[P_{in} - P_e(t_{0+})] \quad (26)$$

γ : Accélération de la machine à l'instant d'occurrence de défaut.

$$\delta_c = \delta_0 + \frac{1}{2}\gamma t_c^2 \quad (27)$$

$$t_c = \sqrt{\frac{2}{\gamma}(\delta_c - \delta_0)} \quad (28)$$

5. METHODE DES RNA

L'application des RNA considère les étapes suivantes [6]:

a - Génération de l'apprentissage & test de forme

Dans cette étape, il est important d'obtenir un ensemble de modèles de l'apprentissage qui représente en juste proportion l'espace des conditions de fonctionnement possibles. Différentes combinaisons des conditions de fonctionnement sont produites en considérant des changements des niveaux de topologie, de demande et de génération. Des états dynamiques possibles sont produits en considérant différentes éventualités à plusieurs points dans le système. L'ensemble de l'apprentissage doit créer un espace multidimensionnel, où la frontière entre les régions stable/et instable doit être identifiée. Pendant que plus de points sont considérés, une meilleure représentation est obtenue, mais un problème combinatoire peut être créé.

b - Choix des variables d'entrée-sortie

Le choix des variables pour l'apprentissage et test d'essai peut être obtenu en utilisant des considérations pragmatiques, tirées d'une expérience et de la connaissance de fonctionnement du problème, ou par les formes statistiques, en tant que ceux utilisées dans les techniques d'identification.

Les différents états d'équilibre et les variables d'état dynamiques ont été employés comme variables d'entrée dans les études précédentes relatives à ce domaine. Par contre, les positions angulaires initiales du rotor, l'accélération initiale et l'énergie d'accélération ont été utilisées comme variables d'entrée [6]. Des angles du point d'équilibre et la marge instables d'énergie. Des données historiques des charges et les paramètres du climat ont été utilisés comme, variables de sortie.

c - Choix du RNA

Le RNA peut être classifié selon l'algorithme utilisé. Si le traitement de l'apprentissage est considéré, le RNA peut être classifié comme algorithmes de propagation

avant ou de retropropagation (arrière) « feedforward ou feedback ». Dans cette application, le réseau de propagation avant avec la connaissance est choisi.

d - Apprentissage & essais des RNA

Quand un RNA de ce type est employé, comme PMC, l'apprentissage est un processus itératif, où la somme d'erreurs carrées est réduite progressivement. La convergence est obtenue en utilisant une limite d'itérations ou en fixant une tolérance en valeur SSE. L'essai du RNA peut être fait à chaque étape itérative ou quand l'apprentissage est terminé.

6. SIMULATION & RESULTATS

a - Choix & modèle des réseaux à simulé

Le réseau électrique choisi pour cette application est un réseau à 4 générateurs et 15 JdB présenté par la figure 2 [1].

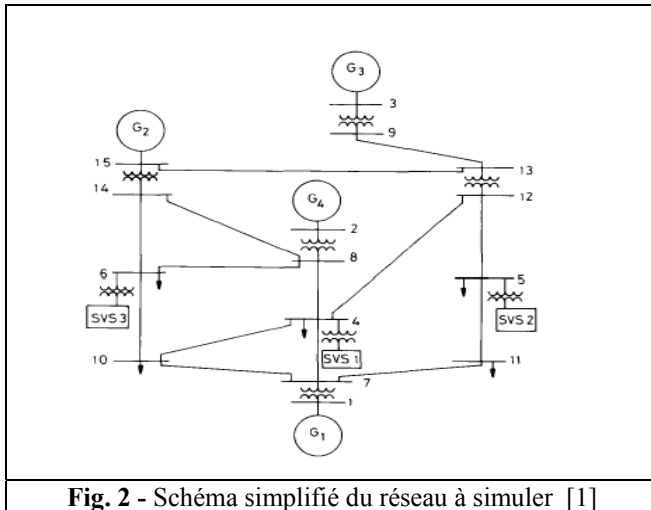


Fig. 2 - Schéma simplifié du réseau à simuler [1]

b - Résultats obtenus par la théorie des catastrophes

La stabilité transitoire du réseau est étudiée pour un défaut triphasé appliqué au JdB 15.

Les puissances des générateurs 1, 3 et 4 sont tracées à partir des paramètres calculés A_1 et A_2 avant, pendant et après le défaut. Elles sont présentées par les figures 3 - 5.

Les paramètres A_1 , A_2 obtenus et ceux de la référence [1] sont présentés par les tableaux 1 - 3.

Les paramètres de contrôle et les racines de l'équation Swallowtail sont calculés à partir des paramètres A_{1b} , A_{2b} , A_{1d} , A_{2d} , A_{1a} et A_{2a} . Ils sont présentés par le tableau 4.

L'équation Swallowtail des générateurs 1, 3 et 4 est donnée selon la forme : $z_i = y^4 + a_i y^2 + b_i y + c_i$ avec $i = 1, 3$ et 4. A partir de ces équations, on calcule les racines y_1 , y_2 , y_3 et y_4 de chaque générateur. Ces derniers sont présentés par le tableau 5.

Tab. 1 - Paramètres A_{1b} & A_{2b} avant défaut					
Calculés par catastrophe		Obtenus par [1]		Erreurs absolues	
A_1	A_2	A_1	A_2	delta A_1	delta A_2
0.8579	- 0.0420	1.0615	- 0.12	0.2036	0.0780
0.8706	0.0701	0.906	0.07	0.0354	0.0001
0.8955	- 0.0660	0.956	- 0.05	0.0605	0.0160

Tab. 2 - Paramètres A_{1d} & A_{2d} pendant défaut					
Calculés par catastrophe		Obtenus par [1]		Erreurs absolues	
A_{1d}	A_{2d}	A_{1d}	A_{2d}	delta A_{1d}	delta A_{2d}
0.8589	- 0.0007	0.756	- 0.05	0.1029	0.0493
0.8660	0.1140	0.432	0.06	0.4340	.0540
0.8976	0.0333	0.840	0.02	0.0576	0.0133

Tab. 3 - Paramètres A_{1a} & A_{2a} après défaut					
Calculés par catastrophe		Obtenus par [1]		Erreurs absolues	
A_{1a}	A_{2a}	A_{1a}	A_{2a}	delta A_{1a}	delta A_{2a}
0.8403	- 0.1166	1.009	- 0.26	0.1687	0.1434
0.8466	- 0.0830	0.88	- 0.08	0.0334	0.0030
0.8605	- 0.1821	0.936	- 0.13	0.0755	0.0521

Tab. 4 - Paramètres de contrôle a , b & c						
G	Calculés par catastrophe			Obtenus par [1]		
1	-12.0286	0.0026	13.427	-12.085	0.014	14.714
3	-12.0794	0.0122	14.592	-12.085	0.013	15.012
4	-12.0430	0.0049	11.736	-12.0	0.007	11.705

Tab. 5 - Racines des équations Swallowtail												
N° Gé	Calculées				Obtenues par [1]				Erreurs absolues			
	y_1	y_2	y_3	y_4	y_1	y_2	y_3	y_4	delta y_1	delta y_2	delta y_3	delta y_4
1	-3.2837	3.2840	-1.1160	1.1157	-3.273	3.272	-1.171	1.173	0.01	0.01	0.05	0.05
3	-3.2732	3.2745	-1.1675	1.1662	-3.269	3.267	-1.185	1.1865	0.00	0.00	0.01	0.01
4	-3.3124	3.3129	-1.0344	1.0339	-3.320	3.319	-1.130	1.131	0.00	0.00	0.09	0.09

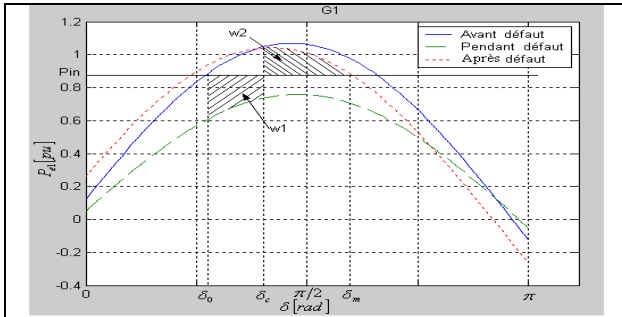


Fig. 3 - Puissances électriques du générateur 1

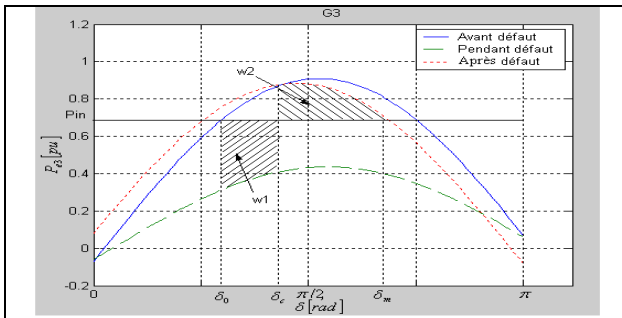


Fig. 4 - Puissances électriques du générateur 3

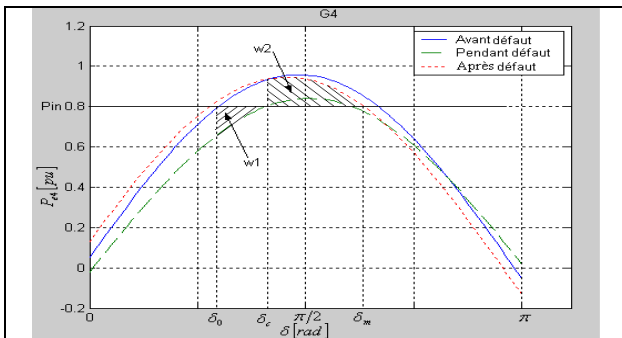


Fig. 5 - Puissances électriques du générateur 4

Choisissons la plus petite racine du tableau 5 pour calculer les angles critiques δ_c de chaque générateur selon la formule : $y - \alpha$. Ces angles sont présentés par le tableau 6. Les points de fonctionnement sont représentés par le tableau 7.

Selon le tableau 7 et la figure 6, il est trouvé que les points de fonctionnement existent dans la zone de stabilité. Ceci montre que les générateurs sont stables. Si l'un de ces points existe à l'extérieur de la zone de stabilité, le générateur qui correspond à ce point est instable.

Tab. 6 - Angles critiques en [deg] & les CCTs en [s]

Gé	Calculés par catastrophe		Obtenus par [1]		Erreurs absolues	
	δ_c	CCT	δ_c	CCT	delta δ_c	delta CCT
1	60	0.224	60.5	0.22	0.50	0.002
3	60.23	0.203	62.1	0.128	1.87	0.075
4	54.4	0.195	54.4	0.266	0.00	0.071

Tab. 7 - Points de fonctionnement dans l'espace des variables de contrôle b & c avec $a = -12$

Gé	Points	Obtenus par catastrophe	Obtenus par [1]	Erreurs absolues
1	k_I	(0.0026, 13.427)	(0.014, 14.714)	(0.011, 1.28)
3	l_I	(0.0122, 14.592)	(0.013, 15.012)	(0.008, 0.42)
4	m_I	(0.0049, 11.736)	(0.007, 11.705)	(0.0021, 0.031)

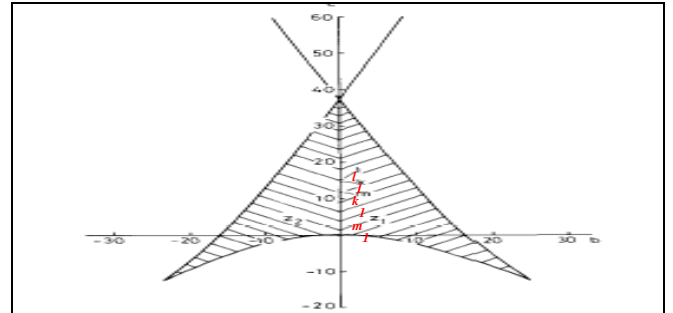


Fig. 6 - Zone de stabilité

c - Résultats obtenus par la l'application du RNA

Les tableaux 8 - 10 montrent les valeurs obtenues des parties réelles A_1 et parties imaginaires A_2 pour différents états : avant, pendant et après le défaut par l'application des RNA.

Tab. 8 - Paramètres A_{1b} & A_{2b} avant défaut

A_{1b}	A_{2b}	SSE	Itération
1.0518	-0.1100	0.0002	400
0.9051	0.0701	0.0001	350
0.9516	-0.0455	0.0000	300

Tab. 9 - Paramètres A_{1d} & A_{2d} pendant défaut

A_{1d}	A_{2d}	SSE	Itération
0.7558	-0.0493	0.0000	350
0.432	0.0594	0.0000	350
0.8400	0.0200	0.0000	480

Tab. 10 - Paramètres A_{1a} & A_{2a} après défaut

A_{1a}	A_{2a}	SSE	Itération
1.009	-0.2595	0.0000	300
0.8798	-0.0791	0.0000	350
0.9356	-0.1291	0.0000	350

Le tableau 11 montre les valeurs obtenues des paramètres de contrôles a , b et c par l'application des RNA.

Tab. 11 - Paramètres de contrôle a , b & c

N° Ge	a	b	c	SSE	Itération
1	-12.0745	0.0150	14.7024	0.0003	450
3	-12.0797	0.0135	15.0062	0.0001	450
4	-11.9933	0.0069	11.6990	0.0001	700

Le tableau 12 montre les valeurs obtenues des angles critiques et du CCT par l'application des RNA.

Tab. 12 - Angles critiques en [deg] & les CCTs en [s]				
N° Ge	δ_c	CCT	SSE	Itération
1	60.3583	0.2225	0.0000	300
3	61.9540	0.1286	0.0000	300
4	54.2122	0.2666	0.0000	280

Les points de fonctionnement sont représentés par le tableau 13 par l'application des RNA.

Tab. 13 - Points de fonctionnement dans l'espace des variables de contrôle b & c avec $a = -12$		
N° Gé	Points	RNA
1	k_I	(0.0150, 14.7024)
3	l_I	(0.0135, 15.0062)
4	m_I	(0.0069, 11.6990)

D'après les tableaux 8 - 13 correspondant à la méthode des RNA, on observe les différents paramètres, de notre application, sont presque égaux à ceux de la référence [1].

c - Résultats, comparaison & commentaires

Selon les tableaux 1 - 3, on a trouvé quelques erreurs de calcul des coefficients A_1 et A_2 . Ces dernières sont un peu plus grandes par rapport à ceux obtenus par la référence [1] à cause des erreurs de calcul. Ces erreurs n'influent pas beaucoup sur le calcul des points de fonctionnement dans l'espace des variables de contrôle. Ceci est remarqué dans le tableau 4. ($0 < |\varepsilon| < 1.286$).

Selon le tableau 5, les racines de l'équation Swallowtail de chaque générateur du réseau sont approximatives à celles obtenues par la même méthode de la référence [1].

Selon le tableau 6, les angles critiques du générateur 1, 3 et 4 s'approchent de ceux trouvés dans la référence [1].

Les points obtenus par la technique de catastrophe et ceux de la référence [1] existent à l'intérieur de la zone de stabilité.

Les CCT obtenus et ceux trouvés par la référence [1] sont approximatifs.

Selon les tableaux 8 - 10, on a trouvé que le calcul des coefficients A_1 et A_2 obtenus par les RNA et ceux trouvés par la référence [1] sont approximatifs.

Le tableau 11 montre les valeurs obtenues des paramètres de contrôle a , b & c par l'application de la théorie de catastrophe et des RNA.

Selon le tableau 12, les angles critiques des générateurs 1, 3 et 4 obtenus par les RNA s'approchent de ceux trouvés dans la référence [1].

Les points obtenus par les RNA existent à l'intérieur de la zone de stabilité avec une bonne précision par rapport à la théorie de catastrophe.

7. CONCLUSIONS

Dans cet article, on a présenté des détails sur les 2 méthodes de calcul sur un réseau à 4 générateurs et 15 JdB [1], dans le but de prédire si le système est stable ou non, après l'élimination d'un défaut Ainsi, la prédiction de la région de la stabilité s'établit par le calcul du CCT.

L'estimation du temps d'élimination par la théorie de catastrophe est, purement, mathématique et directe. La méthode de catastrophe se base dans son calcul sur les résultats de l'EP avant, pendant et après l'application du défaut. La théorie de catastrophe est appliquée dans cet article sur un réseau à 4 machines. Se basant sur l'équation Swallowtail qui est une transformée de l'équation de l'énergie transitoire du système, on peut évaluer la stabilité transitoire de chaque machine. Ceci est fait par la vérification si les points de fonctionnement dans le nouveau plan des variables de contrôle a , b et c , existent ou non dans la zone de stabilité générale (zone de bifurcation).

Le calcul des différents paramètres de la théorie de catastrophe (A_1 , A_2 , a , b , c , CCT et δ) en utilisant la méthode des RNA a donné une bonne évaluation.

8. REFERENCES

- [1] A. A. Sallam, "Power systems transient stability assessment using catastrophe theory", IEE Proceedings, Vol. 136, Pt. C, No. 2, Port-Said, Egypt, 1989.
- [2] M. D. Wvong, "Prediction of power system stability by catastrophe theory", University of British Columbia, Vancouver, Canada, CH 3006-4/91/0000-0974 \$1.00 IEEE, 1991.
- [3] H. Zaier, "Stabilité transitoire des systèmes multimachines par différentes techniques mathématiques", Mémoire de Magister encadré par Prof. S. Leulmi, Dpt d'ELT, Université du 20 Août 1955, Skikda, Algérie, 2006.
- [4] M. Kamel eddine Hemsas, "Développement d'un nouveau modèle de la machine asynchrone pour la commande et la surveillance", Thèse de Doctorat encadrée par Prof. S Leulmi, Dpt d'ELT, Université Ferhat Abbas, Setif, Algérie, Juin 2006.
- [5] A. Bahri " Stabilité transitoire d'un système électrique multimachine par la théorie des catastrophes & les techniques intelligentes", Mémoire de Magister, encadré par Prof. S. Leulmi, Dpt d'ELT, Université du 20 Août 1955, Skikda, Algérie, 2009.
- [6] F. Aboytes, R. Ramirez, "Transient stability assessment in longitudinal power systems using artificial neural networks", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 4, 1996.
- [7] E.S. Gopi, "Algorithm collections for digital signal processing applications using matlab", National Institute of Technology, Tiruchi, ISBN 978-1-4020-6410-4, India, 2007.

ADVANCED HYBRID CONTROL TECHNIQUES APPLIED ON THE POWER SYSTEM STABILIZER TO ENHANCE DYNAMIC PERFORMANCES OF ELECTRICAL NETWORKS

A. NACER¹, Y. RAMDANI¹, H. BOUNOUA¹, M. ABID¹

¹IRECOM Laboratory, Dept. of Electrical engineering, University of SBA, BP 98, 22000 Algeria

Corresponding author E-mail: abdnaceri@yahoo.fr

Abstract - This paper presents a comparative study between two advanced control techniques, applied on the AVR – PSS systems of the synchronous generators. The first method used the non-linear unified Neuro - Fuzzy PSS automated design, based on hybrid technology ANFIS (Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System). This technology includes the transformation of fuzzy system into the adaptive network which has the property to train itself on a wide range of operating conditions. Using this technology, it is possible to get quality indexes, which are similar to the results achieved now with the use of conventional PSS, but having various gains of stabilization channels in different operating conditions. The second method, it is by using the robust linear H_{∞} Stabilizer, who was applied as a test control system in this work. The simplest "single machine-infinite Bus" (SMIB) system was used for evaluation of effectiveness of the proposed methods. Stabilizers suggested in this work have the same structure as the traditional Russian PSS. The simulation results show that a high performance using the first regulation technique method (ANFIS), due to the physical initial (real) non-linear power system.

Key words: Synchronous machines and Excitations, AVR and PSS, adaptive Neuro - fuzzy algorithms, ANFIS, robust loop-shaping H_{∞} approach, linear and non-linear control.

1. INTRODUCTION

Power system oscillations are damped by the introduction of a supplementary signal to the Automatic Voltage regulator (AVR) in power system. This is done through a regulator called Power System Stabilizer. Classical PSS rely on mathematical models that evolve quasi-continuously as load conditions vary. This inadequacy is somewhat countered by the use of new intellectual adaptive and robust generation of the PSS, and using numerical methods (fuzzy logic for examples) in modelling of the power system. Fuzzy logic power system stabilizer is a technique of incorporating expert knowledge in designing a controller. Past research of universal approximation theorem shown that any nonlinear function over a compact set with arbitrary accuracy can be approximated by a fuzzy system. There have been significant research efforts on adaptive fuzzy control for nonlinear system [16, 19]. First generation of fuzzy regulators possessing the rather small knowledge base and including the simplest operations with fuzzy sets has been created and recognized as being perspective [1, 6]. The choice of membership functions of linguistic variables and formation of rule base for such a regulator was made by a trial and error, which took a lot of time and was considered as non-effective. At the same time, the fuzzy regulator is shown to expand the areas of small signal stability in comparison with classical AVR-PSS (using a conventional PSS), particularly in modes of under - excitation.

The first regulator of the second generation, suggested in this paper, was developed on the basis of hybrid technologies combining the advantages of fuzzy logic and Adaptive networks [2,3]. The modern neuro - fuzzy systems (ANFIS [4], NEFCON [3], FuNe, GARIC, Fuzzy RuleNet) possess both adaptability of fuzzy methods and opportunity of training on the given data set. In order to train such a Neuro - Fuzzy PSS, the hybrid technology of Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System (ANFIS) was chosen. This method in comparison with other ones has high speed of training, the most effective algorithm and simplicity of the software.

The second stabilizer of this new generation for the system AVR – PSS, aimed to improving power system stability, was suggested in this paper and applied as a controller test, was developed using the robust loop-shaping H_{∞} approach [14-15]. This has been advantage of maintaining constant terminal voltage and frequency irrespective of conditions variations in the system study. The closed loop is available for H_{∞} control. This loop is dedicated for regulating the terminal voltage of the Synchronous Generator to a set point by controlling the field voltage of the machine. The H_{∞} control design problem is described and formulated in standard form with emphasis on the selection of the weighting function that reflects robustness and performances goals [9]. The proposed system has the advantages of advantages of robustness against model uncertainty and external disturbances, fast response and the ability to reject noise.

Simulation results shown the evaluation of the proposed adaptive non-linear ANFIS stabilizer and the robust linear H_{∞} control schemes against system variation in the SMIB power system, and make a comparative study between these two advanced generations of control techniques for AVR – PSS.

2. ADAPTIVE FUZZY PSS AUTOMATED DESIGN BASED ON TECHNOLOGY ANFIS

The development of the PSS automated designing methods using Neuro - Fuzzy identification algorithms is an important direction of automatic excitation control perfection, which should provide high quality of transients in the wide operating conditions.

Basically a fuzzy inference system is composed of five functional blocks (Figure 1):

- A rule base containing a number of fuzzy if-then rules;
- □ A database which defines the membership functions of the fuzzy sets used in the fuzzy rules;
- A decision-making unit which performs the inference operations on the rules;
- □ A fuzzification interface which transforms the crisp inputs into degrees of match with linguistic values;
- □ A defuzzification interface which transform the fuzzy results of the inference into a crisp output.

Usually, the rule base and the database are jointly referred to as the knowledge base.

The steps of fuzzy reasoning (inference operations upon fuzzy if-then rules) performed by fuzzy inference systems are:

1. Comparison the input variables with the membership functions on the premise part to obtain the membership values (or compatibility measures) of each linguistic label (Fuzzification step).
2. Combining (usually multiplication or min.) the membership values on the premise part to get firing strength (weight) of each rule.
3. Generating the qualified consequent of each rule depending on the firing strength.
4. Aggregating the qualified consequents to produce a crisp output (Defuzzification step).

Several types of fuzzy reasoning have been proposed in the literature. Depending on the types of fuzzy reasoning and fuzzy if-then rules employed, most fuzzy inference systems can be classified into three types.

The Figure 2 utilizes a two-rule two-input fuzzy inference system to show different types of fuzzy rules and fuzzy reasoning mentioned above. Be aware that most of the differences lie in the specification of the consequent part (monotonically non-decreasing or bell shaped membership functions, or crisp function) and thus the defuzzification schemes (weighted average, centroid of area, etc...) are also different.

An adaptive network (Figure 3) is a multi-layer feed-forward network in which each node performs a particular function (node function) on incoming signals as well as a set of parameters pertaining to this node. The nature of the node functions may vary from node to node, and the choice of each node function depends on the overall input-output function which the adaptive network is required to carry out. The links in an adaptive network only indicate the flow direction of signals between nodes; no weights are associated with the links. The parameter set of an adaptive network is the union of the parameter

sets of each adaptive node. In order to achieve a desired input-output mapping, these parameters are updated according to given training data and a gradient-based learning procedure described below.

Suppose that a given adaptive network has L layers and the k -th layer has $\#(k)$ nodes. The node in the i -th position of the k -th layer can be denoted by $(k; i)$, and its node function (or node output) by O_i^k . Since a node output depends on its incoming signals and its parameter set, we have:

$$O_i^k = O_i^k(O_1^{k-1}, \dots, O_{\#(k-1)}^{k-1}, a, b, c, \dots) \quad (1)$$

Where a, b, c , etc... are the parameters pertaining to this node. Assuming the given training data set has P entries, we can define the error measure for the p -th ($1 \leq p \leq P$) entry of training data entry as the sum of squared errors:

$$E_p = \sum_{m=1}^{\#(L)} (T_{m,p} - O_{m,p}^L)^2, \quad (2)$$

where $T_{m,p}$, is the m -th component of p -th target output

vector; and $O_{m,p}^L$ is the m -th component of actual output vector produced by the presentation of p -th input vector. The overall error measure is :

First we have to calculate the error rate $\frac{\partial E_p}{\partial O}$ for p -th training data and for each node output O . The error rate for the output node at $(L; i)$ can be calculated readily from equation (2):

$$\frac{\partial E_p}{\partial O_{i,p}^L} = -2(T_{i,p} - O_{i,p}^L) \quad (3)$$

For the internal node at $(k; i)$ the error rate can be derived by the chain rule:

$$\frac{\partial E_p}{\partial O_{i,p}^k} = \sum_{m=1}^{\#(k+1)} \frac{\partial E_p}{\partial O_{m,p}^{k+1}} \cdot \frac{\partial O_{m,p}^{k+1}}{\partial O_{i,p}^k}, \quad (4)$$

Where $1 \leq k \leq L-1$. That is, the error rate of an internal node can be expressed as a linear combination of the error rates of

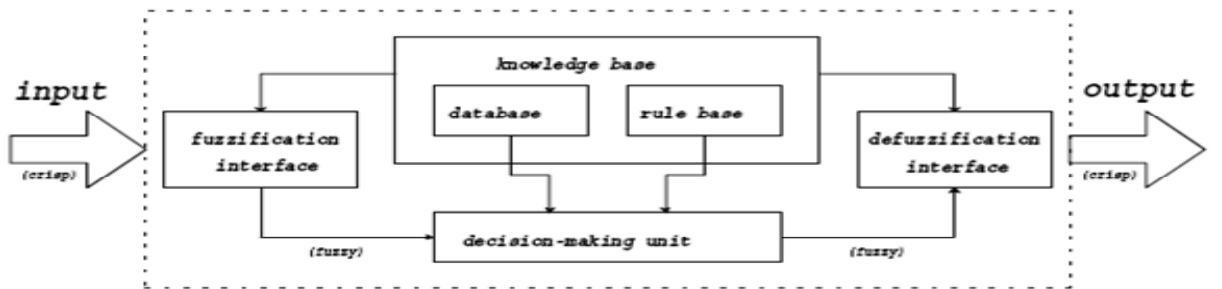


Figure 1 - Fuzzy inference system.

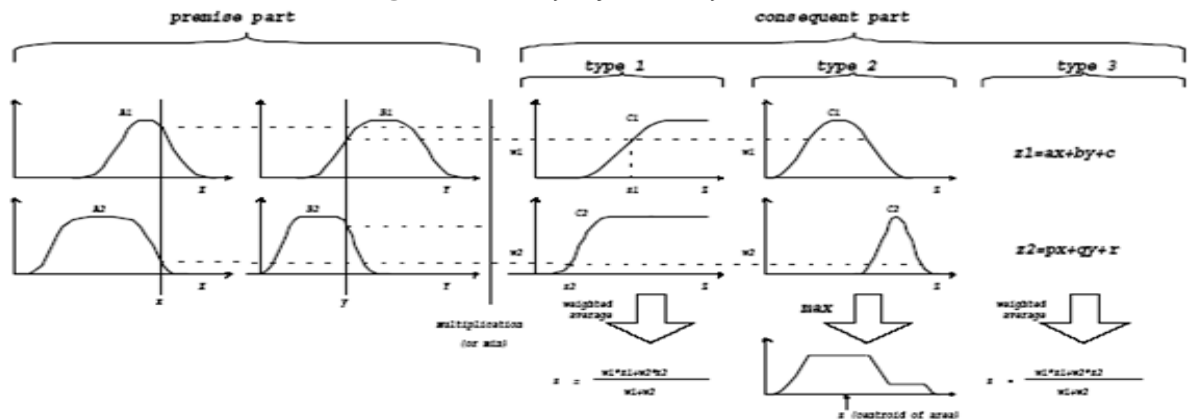


Figure 2 - Commonly used fuzzy if-then rules and fuzzy reasoning mechanisms.

the nodes in the next layer. Therefore for all $1 \leq k \leq L$ and $1 \leq i \leq \#(k)$

we can find $\frac{\partial E_p}{\partial O_{i,p}^k}$ by equations (3) and (4).

Actually, there are two learning paradigms for adaptive networks. With the *batch learning (off-line learning)*, the update action takes place only after the whole training data set has been presented. On the other hand, if we want the parameters to be updated immediately after each input-output pair has been presented, then it is referred to as the pattern learning (On-line learning).

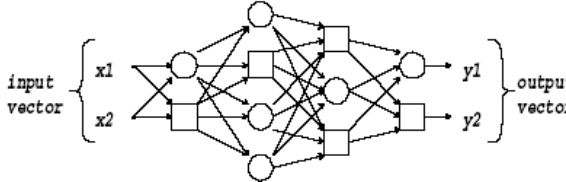


Figure 3 - An adaptive network.

Assume that the adaptive network has only one output:

$$\text{output} = F(\vec{I}, S) \quad (5)$$

Where \vec{I} is the set of input variables and S is the set of parameters. If there exists a function H such that the composite function $H \circ F$ is linear in some of the elements of S , then these elements can be identified by the least squares method. More formally, if the parameter set S can be decomposed into two sets :

Such that $H \circ F$ is linear in the elements of S_2 , then upon applying H to equation (5), we have:

$$H(\text{output}) = H \circ F(\vec{I}, S) \quad (7)$$

which is linear in the elements of S_2 . Now given values of elements of S_1 , we can plug P training data into equation (7) and obtain a matrix equation:

$$AX = B, \quad (8)$$

where X is an unknown vector whose elements are parameters in S_2 . Let $|S_2| = M$, then the dimensions of A , X and B are $P \times M$, $M \times 1$, $P \times 1$, respectively. Since P (number of training data pairs) is usually greater than M

(number of linear parameters), a least squares estimate of X , is sought to minimize the squared error $\|AX - B\|^2$.

Now we can combine the gradient method and the least squares estimate to update the parameters in an adaptive network. Each epoch of this hybrid learning procedure is composed of a forward pass and a backward pass. In the forward pass, we supply input data and functional signals go forward to calculate each node output until the matrices A and B in equation (8) are obtained, and the parameters in S_2 are identified by the least squares formulas. After identifying parameters in S_2 , the functional signals keep going forward till the error measure is calculated. In the backward pass, the error rates (equation (3) and (4)) propagate from the output end toward the input end, and the parameters in S_1 are updated by the gradient method.

Let consider the fuzzy inference system has two inputs x and y and one output z .

Suppose that the rule base contains two fuzzy if-then rules of Takagi and Sugeno's type:

Rule 1: If x is A_1 and y is B_1 , then $f_1 = p_1x + q_1y + r_1$;

Rule 2: If x is A_2 and y is B_2 , then $f_2 = p_2x + q_2y + r_2$.

Then the type-3 fuzzy reasoning is illustrated in Figure 4(a), and the corresponding equivalent ANFIS architecture is shown in Figure 4(b).

Layer 1: Every node i in this layer is an adaptive node with a node function:

$$O_i^1 = \mu_{A_i}(x), \quad (9)$$

where x is the input to node i , and A_i is the linguistic label (*small*, *large*, etc.) associated with this node function. In other words, O_i^1 is the membership function of A_i and it specifies the degree to which the given x satisfies the quantifier A_i . Usually we choose $\mu_{A_i}(x)$ to be bell-shaped with maximum equal to 1 and minimum equal to 0, such as the generalized bell function:

$$\mu_{A_i}(x) = 1 / \left(1 + \left[\left(\frac{x - c_i}{a_i} \right)^2 \right]^{b_i} \right), \quad (10)$$

where $\{a_i, b_i, c_i\}$ is the parameter set. Parameters in this layer are referred to as *premise parameters*.

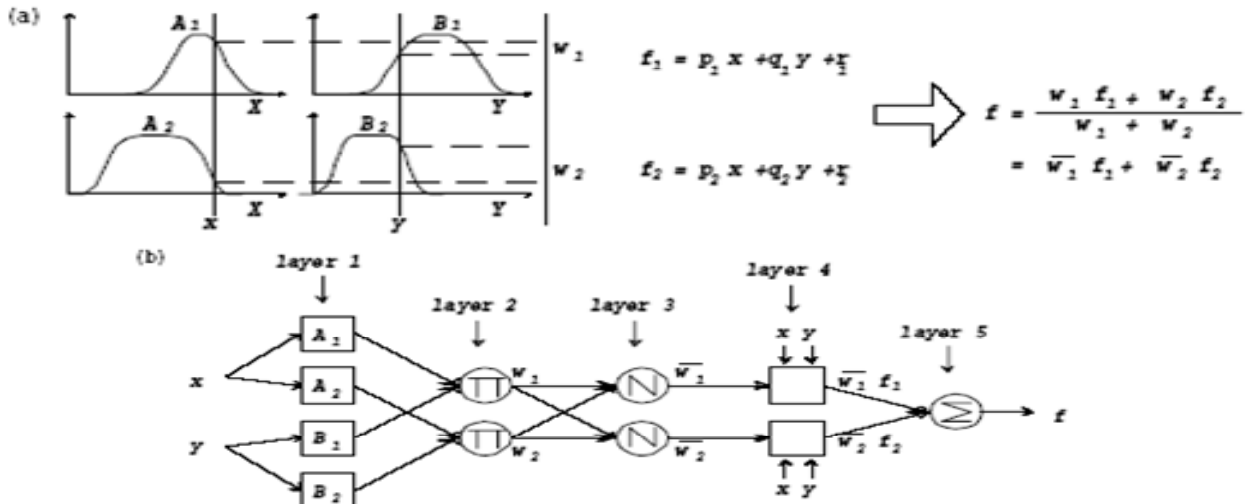


Figure 4 - (a) Type-3 fuzzy reasoning; (b) equivalent ANFIS.

Layer 2: Every node in this layer is a fixed node which multiplies the incoming signals and sends the product out. For instance,

$$\omega_i = \mu_{A_i}(x) \times \mu_{B_i}(x), \quad i = 1, 2. \quad (11)$$

Each node output represents the firing strength of a rule.

Layer 3: Every node in this layer is a fixed node. The i -th node calculates the ratio of the i -th rule's firing strength to the sum of all rules' firing strengths:

$$\bar{\omega}_i = \frac{\omega_i}{\omega_1 + \omega_2}, \quad i = 1, 2. \quad (12)$$

Outputs of this layer will be called *normalized firing strengths*.

Layer 4: Every node i in this layer is an adaptive node with a node function

$$O_i^4 = \bar{\omega}_i f_i = \bar{\omega}_i (p_i x + q_i y + r_i) \quad (13)$$

where $\bar{\omega}_i$ is the output of layer 3, and $\{p_i, q_i, r_i\}$ is the parameter set. Parameters in this layer are referred to as *consequent parameters*.

Layer 5: The single node in this layer is a fixed node that computes the overall output as the summation of all incoming signals, i.e.,

$$O_i^5 = \sum_i \bar{\omega}_i f_i = \frac{\sum_i \omega_i f_i}{\sum_i \omega_i} \quad (14)$$

It is observed that given the values of premise parameters, the overall output can be expressed as a linear combinations of the consequent parameters. The output f in Figure 4 can be rewritten as

$$\begin{aligned} f &= \frac{\omega_1}{\omega_1 + \omega_2} f_1 + \frac{\omega_2}{\omega_1 + \omega_2} f_2 = \bar{\omega}_1 f_1 + \bar{\omega}_2 f_2 = \\ &= (\bar{\omega}_1 x) p_1 + (\bar{\omega}_1 y) q_1 + (\bar{\omega}_1) r_1 + (\bar{\omega}_2 x) p_2 + (\bar{\omega}_2 y) q_2 + (\bar{\omega}_2) r_2, \end{aligned} \quad (15)$$

Which is linear in the consequent parameters p_1, q_1, r_1, p_2, q_2 and r_2 . As a result, we have S being a set of total parameters, S_1 being a set of premise parameters and S_2 being a set of consequent parameters in equation (6); $H(\cdot)$ and $F(\cdot, \cdot)$ are the identity function and the function of the fuzzy inference system, respectively. Therefore the hybrid learning algorithm described above can be applied without any modification. In the forward pass of the hybrid learning algorithm, functional signals go forward till layer 4 and the consequent parameters are identified by the least squares estimate. In the backward pass, the error rates propagate backward and the premise parameters are updated by the gradient descent.

3. THE ROBUST LOOP – SHAPING H_∞ SYNTHESIS OF POWER SYSTEM STABILIZER

Advanced control techniques have been proposed for stabilizing the voltage and frequency of power generation systems. These include output and state feedback

control [20], variable structure and neural network control [21], fuzzy logic control [1,6, 19], Robust H2 (linear quadratic Gaussian with KALMAN filter) and robust H_∞ control [8,15].

H_∞ approach is particularly appropriate for the stabilization of plants with unstructured uncertainty [15]. In which case the only information required in the initial design stage is an upper band on the magnitude of the modelling error. Whenever the disturbance lies in a particular frequency range but is otherwise unknown, then the well known LQG (Linear Quadratic Gaussian) method would require knowledge of the disturbance model [8]. However, H_∞ controller could be constructed through, the maximum gain of the frequency response characteristic without a need to approximate the disturbance model. The design of robust loop – shaping H_∞ controllers based on a polynomial system philosophy has been introduced by Kwakernaak [10] and Grimbel [11].

H_∞ synthesis is carried out in two phases. The first phase is the H_∞ formulation procedure. The robustness to modelling errors and weighting the appropriate input – output transfer functions reflects usually the performance requirements. The weights and the dynamic model of the power system are then augmented into an H_∞ standard plant. The second phase is the H_∞ solution. In this phase the standard plant is programmed by computer design software such as MATLAB [12-13], and then the weights are iteratively modified until an optimal controller that satisfies the H_∞ optimization problem is found [9].

Time response simulations are used to validate the results obtained and illustrate the dynamic system response to state disturbances. The effectiveness of such controllers is examined and compared with using the Non-linear adaptive Neuro – Fuzzy PSS at different operating conditions. The advantages of the proposed linear robust controller are addresses stability and sensitivity, exact loop shaping, direct one-step procedure and close-loop always stable [8].

The H_∞ theory provides a direct, reliable procedure for synthesizing a controller which optimally satisfies singular value loop shaping specifications [7-9]. The standard setup of the control problem consist of finding a static or dynamic feedback controller such that the H_∞ norm (a uncertainty) of the closed loop transfer function is less than a given positive number under constraint that the closed loop system is internally stable.

The robust H_∞ synthesis is carried in two stages:

- i. **Formulation:** Weighting the appropriate input – output transfer functions with proper weighting functions. This would provide robustness to modelling errors and achieve the performance requirements. The weights and the dynamic model of the system are then augmented into H_∞ standard plant.
- ii. **Solution:** The weights are iteratively modified until an optimal controller that satisfies the H_∞ optimization problem is found.

Figure 5 shows the general setup of the design problem where:

$P(s)$: is the transfer function of the augmented plant (nominal Plant $G(s)$ plus the weighting functions that reflect the design specifications and goals),

u_2 : is the exogenous input vector; typically consists of command signals, disturbance, and measurement noises,

u_1 : is the control signal,

y_2 : is the output to be controlled, its components typically being tracking errors, filtered actuator signals,

y_1 : is the measured output.

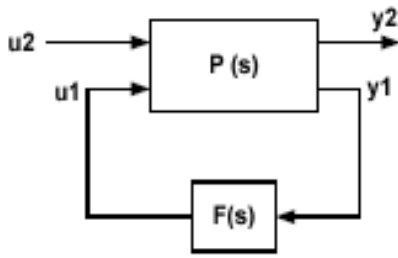


Figure 5 - General setup of the loop-shaping H_∞ design

The objective is to design a controller $F(s)$ for the augmented plant $P(s)$ such that the input / output transfer characteristics from the external input vector u_2 to the external output vector y_2 is desirable. The H_∞ design problem can be formulated as finding a stabilizing feedback control law $u_1(s) = F(s)y_1(s)$ such that the norm of the closed loop transfer function is minimized.

In the power generation system including H_∞ controller, two feedback loops are designed; one for adjusting the terminal voltage and the other for regulating the system angular speed as shown on fig. 6. The nominal system $G(s)$ is augmented with weighting transfer function $W_1(s)$, $W_2(s)$, and $W_3(s)$ penalizing the error signals, control signals, and output signals respectively. The choice proper weighting functions is the essence of H_∞ control. A bad choice of weights will certainly lead to a system with poor performance and stability characteristics, and can even prevent the existence of solution to the H_∞ problem.

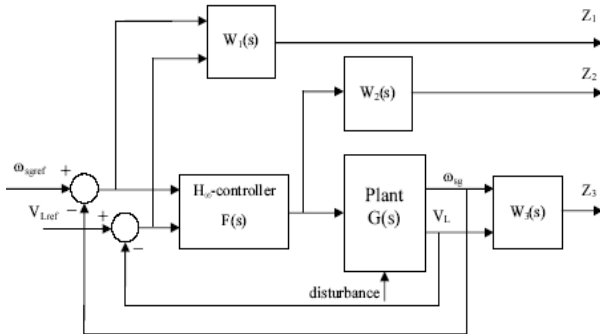


Figure 6 – Simplified block diagram of the augmented plant including H_∞ controller

The control system design method by means of modern neuro - fuzzy identification algorithms is supposed to have some linear H_∞ test regulator. It is possible to collect various optimal adjustment of such a regulator in different operating conditions into some database. Robust H_∞ technique was used in this work as a test system, which enables to trade off regulation performance, robustness of control effort and to take into account process and measurement noise [8].

4. DYNAMIC POWER SYSTEM MODEL

In this paper a simplified dynamic model of power system, namely, a single machine connected to an infinite bus (SMIB) is considered [17-18]. It consists of a single synchronous generator connected through a parallel transmission line to a very large network approximated by an infinite bus as shown in figure 7.

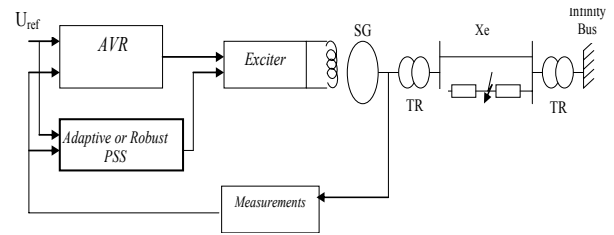


Figure 7 – Block schematic diagram of the proposed SMIB Power system

Let the state variable of interest be the machine's rotor speed variation and the power system acceleration.

$$\dot{x}_1 = \Delta\omega \quad (16)$$

$$\dot{x}_2 = \Delta P = P_m - P_e \quad (17)$$

Where x_1 is the speed deviation and x_2 is accelerating power, P_m and P_e represents respectively the mechanical and electrical power. It is possible to represent the power system in the following form [16].

$$\dot{x}_1 = \alpha x_2$$

$$\alpha \dot{x}_2 = f(x_1, x_2) + g(x_1, x_2)u \quad (18)$$

$$y = x_1$$

Where $\alpha = 1/2H$ and H is the per unit inertia constant of the machine. $x = [x_1 \ x_2]$ is the state vector of the system and $f(x_1, x_2)$ and $g(x_1, x_2)$ are nonlinear functions and u is the PSS (Power System Stabilizer) control signal to be designed. We need to express f and g as function of active power P and reactive power Q . The governor time constant is large compared to the time constants of synchronous machine and its exciter, the power system can be easily be put in the form (18) for a transient period after a major disturbance has occurred in the system [19].

Figure 8, shows the proposed regulated excitation system (AVR and PSS) under Simulink – Matlab [7-9].

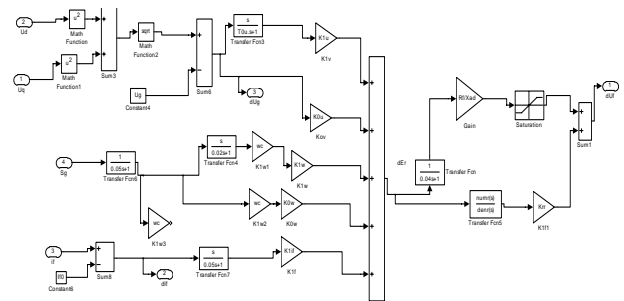


Figure 8 - System of regulation (AVR and controller PSS) under Simulink - Matlab.

On the basis of investigation carried out, the main points of adaptive Neuro – Fuzzy and robust H_∞ PSS automated design methods were formulated [1, 6]. The nonlinear model of power system can be represented by the set of different linearized models [7-9]. For such models, the robust linear H_∞ and Adaptive Non-linear ANFIS compensators can be synthesis and calculated by means of MATLAB Software [12, 13].

The family of test regulators is transformed into united fuzzy knowledge base with the help of hybrid learning procedure. In order to solve the main problem of the rule base design, which called “the curse of dimensionality”, and decrease the rule base size the scatter partition method [2] was used. In this case, every rule from the knowledge base is associated with some optimal gain set. The advantage of this method is the practically unlimited expansion of rule base. It can be probably needed for some new operating conditions, which are not provided during learning process.

5. SIMULATION RESULTS AND DISCUSSION

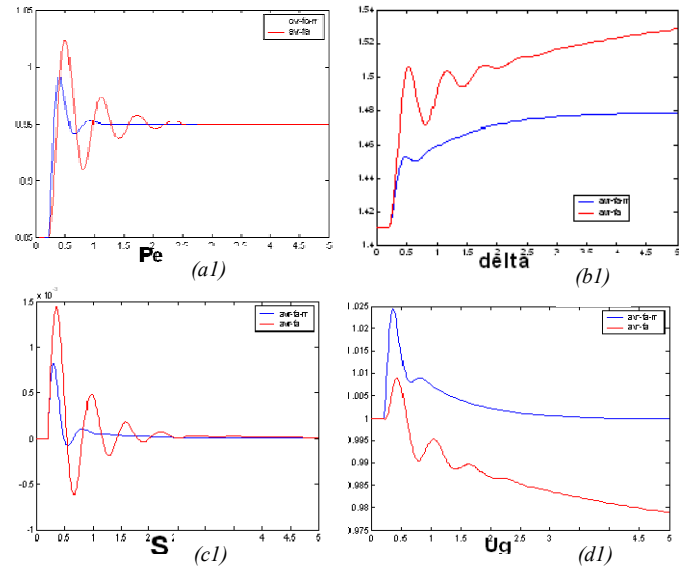
In the system study type 'SMIB' (Single Machine Infinite bus system), based on "Synchronous generator–transmission line–infinite bus" the main attention was devoted to receive adaptive Neuro – Fuzzy Control Power System Stabilizer 'NFCPSS' (based on Hybrid technology ANFIS) and robust H_∞ PSS 'HinfPSS', working in the wide spectrum of operating conditions. The change of operating conditions corresponds to the variation of transmission line parameters (X_e) and the powers of the generator (P_G , Q_G). Certain attention was devoted to the problem of the reactive power consumption (under - excitation modes), which is very important for all electric power systems. The illustration with using conventional PSS (Russian PSS with Strong Action AVR-SA [1,7]), and with the proposed Robust linear H_∞ controller and Adaptive Non-linear Neuro - fuzzy PSS method opportunities is given in Table 1 on the basis of the damping coefficient α comparison. Adaptive Neuro - Fuzzy regulator allows receiving the same performance quality as the application of robust linear compensator, but without resetting optimal gain of the regulator.

The electromechanical damping oscillations of the parameters of the SG under different operating mode in controllable power system, equipped by HinfPSS (Red) and NFCPSS (Blue) are given in Figures 7 (a, b, c, d). Results of time domain simulations confirm both a high effectiveness of test robust H_∞ Regulator, which has various adjustments of regulation channels in different operating conditions, but more large degree of performances and much more robustness of the dynamic of power system are improving and obtained by using the adaptive ANFIS PSS (figures 7 (b) and (d), due to the initial non-linear system study. After appearance of the real non-linear properties of the power system, especially in the under - excitation mode (2), the PSShinf quickly loses his effectiveness under condition of uncertainties.

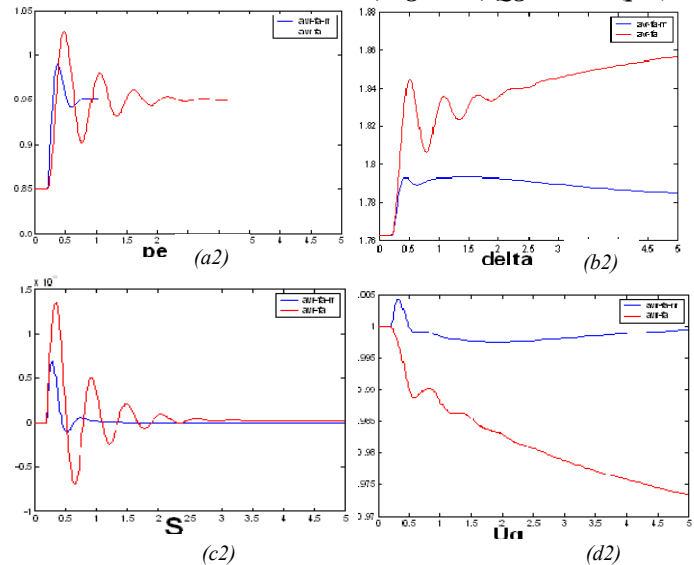
Table 1: Damping coefficients ' α ' in the Close Loop system with AVR, HinfPSS and NFCPSS in different operating Conditions of the power system

X_e (p.u)	P_g (p.u)	Q_g (p.u)	α (AVR-SA)	α (HinfPSS)	α (NFCPSS)
0.5	0.85	0.20	-0.78	-2.18	-2.60
0.5	0.85	0.65	-0.48	-2.10	-2.38
0.5	0.85	-0.25	-0.89	-2.62	-2.85
0.5	1	0.25	-0.99	-2.51	-2.60
0.4	0.85	0.15	-0.72	-2.46	-2.50
0.4	0.85	0.6	-0.48	-2.05	-2.10
0.4	0.85	-0.25	-0.84	-2.14	-2.20
0.4	1	0.20	-0.86	-2.42	-2.50
0.3	0.85	0.15	-0.66	-2.2	-2.30
0.3	0.85	0.65	-0.52	-1.78	-1.90
0.3	0.85	-0.25	-0.79	-1.85	-2.00
0.3	1	0.20	-0.76	-2.26	-2.30
0.2	0.85	0.15	-0.65	-2.10	-2.10
0.2	0.85	0.60	-0.55	-1.69	-1.70
0.2	0.85	-0.20	-0.76	-1.88	-1.90
0.2	1	0.20	-0.70	-1.90	-2.00
0.1	0.85	0.20	-0.68	-1.57	-1.60
0.1	0.85	0.55	-0.62	-1.30	-1.40
0.1	0.85	-0.25	-0.77	-1.25	-1.35
0.1	1	0.20	-0.69	-1.50	-1.53

1. Nominal mode: $X_e=0.5$, $P_g=0.85$, $Q_g=0.1865$ (p.u)



2. Under-excited mode: $X_e=0.5$, $P_g=0.85$, $Q_g=-0.245$ (p.u)



3. Over-excited mode: $X_e=0.5$, $P_g=0.85$, $Q_g=0.635$ (n.u)

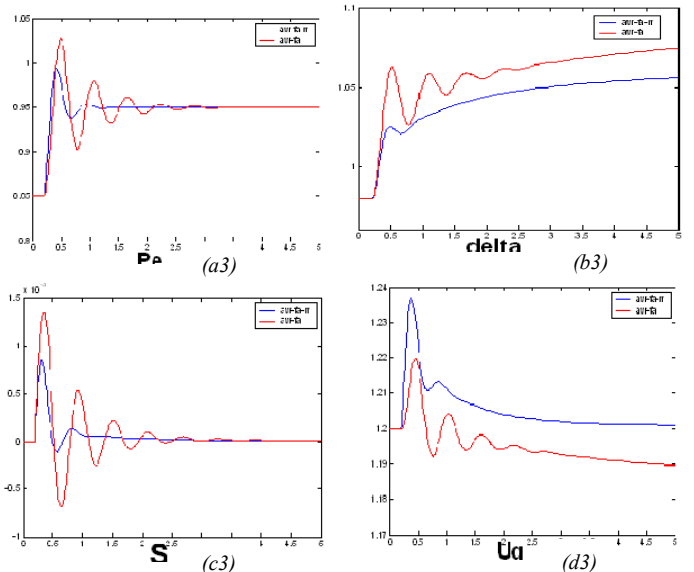


Figure 7 – Electromechanical damping oscillations of SG under different operating mode With HinfPSS (Red) and NFCPSS (Blue): (a) Active Power, (b) Interior angle, (c) Speed deviation, (d) Stator terminal voltage of SG Responses

6. CONCLUSION

This paper proposes two control methods: an adaptive non-linear stabilizer based on hybrid technology ANFIS and an optimal robust linear controller based on the loop-shaping H_∞ approach, applied on system AVR - PSS of the synchronous generator, to improve transient stability of a single machine-infinite bus system (SMIB). This concept allows accurately and reliably carrying out transient stability study of power system and its controllers for voltage and speeding stability analyses. It considerably increases the power transfer level via the improvement of the transient stability limit.

The computer simulation results have proved the efficiency and robustness of the Neuro - Fuzzy Control, in comparison with using robust H_∞ Controller, showing stable system responses almost insensitive to large parameter variations. This learning control possesses the capability to improve its performance over time by interaction with its environment. The results proved also that good performance and more robustness in face of uncertainties with the Non - Linear adaptive stabilizer (NFCPSS), in comparison with using linear robust H_∞ controller, due to the initial non-linear power system.

REFERENCES

- [1] Yurganov A.A., Shanbur I.J. Fuzzy regulator of excitation with strong action // Proceeding of SPbSTU scientific conference "Fundamental Investigation in Technical Universities", Saint-Petersburg, 1998. (in Russian)
- [2] Jang J.S.R. and Sun C.-T. Neuro - Fuzzy modelling and control, The Proceedings of the IEEE. vol. 83. pp. 378 - 406. Mar. 1995.
- [3] Nauck D. Neuro-fuzzy systems: review and prospects // Proc. Fifth European Congress on Intelligent Techniques and Soft Computing. pp. 1044-1053. 1997.
- [4] Jang J.S.R. ANFIS: Adaptive network based fuzzy inference systems. IEEE Trans. On Systems, Man, and Cybernetics. 23(03): 665-685. May 1993.
- [5] Kwakernaak H., Sivan R. Linear Optimal Control Systems, Wiley-Interscience, 1972.
- [6] Belyaev A.N., NACERI A., The training of PSS on the basis of fuzzy logic. // Proceeding of SPbSTU scientific conference "Fundamental Investigation in Technical Universities", Saint-Petersburg, 1999 (In Russian).
- [7] NACERI A., "Study and Application of the advanced methods of the robust H_2 and H_∞ control theory in the AVR-PSS systems of Synchronous machines", PhD Thesis, SPBSPU, Saint Petersburg, Russia, 2002 (In Russian).
- [8] NACERI A., SMOLOVSK S.V., 'Estimation des lois de commande robustes H_2 et H_∞ dans les contrôleurs automatiques d'excitations des générateurs synchrones puissants' // Proc. VI conférence internationale "problèmes scientifiques et techniques", St. Petersburg, 6 - 7 Juin 2002 (Tom. 1), édition SPBSPU, pp. 222 - 228 (in Russian).
- [9] Nacéri, A. N Belyaev, S. V Smolovik "rational Choices of the weight functions in the process of construction of the robust H_∞ regulators for synchronous generators", the IX international conference "High intellectual technology of sciences", Saint Petersburg, January - February 2002, pp. 251-257.
- [10] Kwakernaak H. "Robust control and H_∞ optimisation, Tutorial paper", Automatica, vol. 29, № 2. June 1994, pp. 201-207.
- [11] Grimbel M.J., "New direction in adaptive control theory and application". IFAC - IFIP- IMACS Conf., Control of industrial systems, Belfort, France 1997, pp. 95 - 110.
- [12] MATLAB Math library User's Guide, by the Math works Inc., 2006.
- [13] R. Y. Chiang, M. G. Sofonov "Robust control Toolbox User's guide", the Mathworks, INC, 1992.
- [14] M. Sofonov, D. J. Limbeer, R. Y. Chiang "Simplifying the H_∞ PSS theory via loop shaping matrix pencil and descriptor concept", INT. J. Of control, vol. 50, № 6. 1994, pp. 2467-2488.
- [15] K. Glover, J.C. Doyle, P.P. Khargonekar, B.A. Francis "State-space solutions to standard H_2 and H_∞ control problems", IEEE Trans. On A.C. 19 89, vol.34, № 8, pp.834-847.
- [16] Q. Sun, R. Li, and P. Zhang, "Stable and optimal adaptive fuzzy control of complex systems using fuzzy dynamic model". ELSEVIER, Fuzzy Sets and Systems 133 (2003) 1-17.
- [17] A. Anderson and. A. Fouad, "Power System Control and stability". IEEE Power systems, 1994.
- [18] H. M. Soliman, A.L. Elshafei, A.A. Shaltout and M.F. Morsi "Robust power system stabilizer" IEE Proc. Elect. power Vol.147.N 5 2000.
- [19] Hossein-Zadeh and A.Kalam. "An indirect adaptive fuzzy logic power system stabilizer". *Electrical Power & Energy systems Elsevier Science* 24. pp 837-842, 2002.
- [20] A. Abdin and X. Wilson, "Control design and dynamic performance analysis of a wind turbine - induction generator unit", IEEE Trans. On Energy Conversion, Vol. 15, No. 1, March, 2000, pp. 91-96.
- [21] Felix R. A., Sanchez E.N, Loukianov A.G., "Synchronous generator control combining sliding modes and neural networks". American Control Conference, Vol. 5, Issue 4-6, June 2003, No. 4, pp. 4065-4070.

APPENDIX

Power System model:

$$\begin{aligned}\dot{\delta} &= \omega_0 \Delta\omega \\ \dot{\omega} &= (P_m - P_e)/M \\ \dot{E}'_q &= (E_{fd} - (x_d - x'_d)i_d - E'_q)/T'_{do} \\ \dot{E}_{fd} &= \frac{1}{T_A}(K_A(V_{ref} - V_t + U_{PSS}) - E_{fd}) \\ V_d &= V_s \sin \delta + R_e i_d - x_c i_q \\ V_q &= V_s \cos \delta + R_e i_q + x_c i_d \\ V_t &= \sqrt{V_d^2 + V_q^2} \\ T_e &= E'_q i_q - (x'_d - x_q)i_d i_q\end{aligned}$$

Parameters of power system study:

$$\begin{aligned}X_d &= 2.56 \text{ pu}, X_0 = 2.56, R_f = 8.44 \cdot 10^{-4} \text{ pu}, X_f = 2.458 \text{ pu}, \\ X'_d &= 0.3361, X''_d = 0.3423, X''_q = 0.3316, T_{d0}' = 4.14 \text{ sec}, \\ H &= 6s, X_T = 0.12 \text{ pu}, V_{bus} = 1 \text{ pu}, U_{f0} = 9.6523 \cdot 10^{-4} \text{ pu}.\end{aligned}$$

AVR and PSS parameters:

$$\begin{aligned}T_A &= 0.05, K_A = 50, f = 50 \text{ Hz}, -1.5 \cdot E_f 0 \leq E_{fd} \leq 3 \cdot E_f 0 \\ -0.2 \text{ pu} &\leq U_{PSS} \leq 0.2 \text{ pu},\end{aligned}$$

Amélioration de la stabilité transitoire par l'utilisation des FACTS : UPFC

B. Ayachi, A. Boukadoum, S. Leulmi, A. Bahri

Laboratoire d'Electrotechnique de Skikda « LES »

Département d'Electrotechnique

Université du 20 Août 1955 – Skikda, Algérie

ay_bilel@yahoo.fr, boukadoum2003@yahoo.fr, salah.leulmi@yahoo.fr, bahridoc@yahoo.fr,

مقدمة - التصنيع و النمو الديمغرافي يعتبران العوامل التي من أجلها يتزايد استهلاك الطاقة الكهربائية. لتحقيق توازن بين الإنتاج و الاستهلاك ، يبدو لأول وهلة ، يتم بإضافة محطات توليد الطاقة الكهربائية ، الخطوط الكهربائية ، المحولات الكهربائية... إلخ. هذه الطريقة ينجم عنها زيادة في التكلفة العامة و تدني في الوسط الطبيعي. لهذا يجب استعمال شبكات لربط و نقل الطاقة الكهربائية حلقية و العمل بالقرب من حدود الاستقرار وذلك لتلبية هذه الشروط الجديدة.

الشبكات الحلقية، تحت ظروف عبور الطاقات الحلقية غير المرغوب فيها في مناطق الربط، تتعرض لزيادة في الحمل و مشاكل في الاستقرار و تزايد في الضياعات. من بين الطرق الكلاسيكية لمراقبة الشبكات، نذكر : محولات قابلة للتحكم ، محولات طورية ، معوضات بالتسلسل أو بالتفرع متحكم فيها بالقواطع، تغيير شروط الانتاج، تغيير بنية و هيكل الشبكة، التحكم في تحريض المولدات. هذه الطرق تعتبر بطيئة و غير كافية، خاصة، عند وجود اضطرابات في الشبكة الكهربائية و إجهادات جديدة.

يجب إكمال عملها باستعمال أجهزة مرنة مثل الـ FACTS للمراقبة و التحكم و خاصة في استقرار الشبكة. تطور أجهزة الـ FACTS أدى إلى الاستغلال الأمثل للشبكات الكهربائية بطريقة مستمرة و سريعة للتحكم في مختلف عوامل الشبكة الكهربائية (فرق الطور، التوتر، الممانعة) . وبالتالي نستطيع التحكم بشكل جيد في سريان الطاقة و توفير ثبوت التوتر و التردد معا بالتالي حدود الاستقرار تكون أفضل .

دراسة الاستقرار العابر يهتم ، أكثر، بالاضطرابات الكبيرة كالأعطال ، فقدان جزء من المنشآت ، محطة أو مجموعة من مولدات الطاقة... إلخ. نتائج هذه الأعطال قد تكون خطيرة جدا. مما ، قد يؤدي حتى إلى الانهيار الكامل للشبكة . الهدف من هذا العمل هو معالجة مشاكل الاستقرار العابر في الشبكات الكهربائية بوجود أجهزة الـ FACTS، بالاختيار الأحسن والمعلل لأفضلها و الذي يتوقع أن يكون الـ UPFC .

تعزيز و تنمية النتائج ، والتأكد من صحتها يكون بتطبيق الطرق المقترحة على شبكة مرجعية و مقارنتها بنتائج بعض المراجع الأخرى. البرمجة أو الخوارزم المستعمل يكون عن طريق الـ MATLAB .

Abstract - The main goal of this study is to deal with the problem of transient stability in the presence of intelligent FACTS, by justifying the best and powerful choice among them. We anticipate to be the UPFC.

The validation of the suggested methods will be carried out by simulation based on the MATLAB software. The obtained results will be compared to certain chosen references.

Résumé - Le but de notre travail consiste à traiter le problème de la stabilité transitoire dans les réseaux électriques en présence des FACTS, par un choix meilleur et justifié du plus puissant d'entre eux. Nous anticipons qu'il soit l'UPFC.

La validation des méthodes proposées sera effectuée par simulation basée sur le logiciel MATLAB. Les résultats obtenus seront validés par comparaison avec ceux obtenus dans certaines références bien choisies.

Mots clés - Stabilité transitoire, FACTS, UPFC, réseaux électriques, méthodes itératives.

1. ACRONYMES UTILISES

cct	Critical clearing time
EP	Ecoulement de puissance
EPRI	Electric power research institute
FACTS	Flexible alternating current transmission systems

JdB	Jeux de barres
MATLAB	Matrix laboratory
RE	Réseaux électriques
RK4	Runge-Kutta d'ordre 4
UPFC	Unified power flow controller

2. INTRODUCTION

L'industrialisation et la croissance de la population sont les premiers facteurs pour lesquels la consommation de l'énergie électrique augmente régulièrement. Ainsi, pour avoir un équilibre entre la production et la consommation, il est à première vue nécessaire d'augmenter le nombre de centrales électriques, de lignes, de transformateurs ... etc.

Ceci implique une augmentation de coût et une dégradation du milieu naturel (construction de nouvelles lignes et de nouvelles centrales). En conséquence, il est aujourd'hui important d'avoir des réseaux maillés et de travailler proche des limites de stabilité afin de satisfaire ces nouvelles exigences.

Le monde de l'énergie électrique enregistre des changements sans précédent ou préavis dans sa structure et son exploitation. La libération du marché de l'énergie électrique et son ouverture à la concurrence nécessite une nouvelle conception dans son exploitation et sa planification.

La bonne exploitation d'un système électrique exige l'introduction de l'analyse de la sécurité dans l'étude de l'évaluation de l'aptitude du système de résister aux perturbations brusques et sévères [1].

Les études de la stabilité transitoire et de la stabilité en petits mouvements sont des composantes essentielles dans la détermination de la sécurité des systèmes énergétiques. De grands efforts sont mis en évidence afin d'étudier ces 2 types de stabilité pour assurer la fiabilité et la sécurité de fonctionnement dans la planification et le contrôle des systèmes électriques. Les études de la stabilité s'inscrivent, généralement, dans le cadre de la préservation de la qualité de service rendue aux consommateurs [1] - [2].

Les réseaux maillés, soumis à des boucles de puissance indésirables entre zones interconnectées, subissent des surcharges de lignes, des problèmes de stabilité et très souvent, un accroissement des pertes. Parmi, les moyens classiques de contrôle des réseaux, on cite :

- Transformateurs à prises réglables en charge.
- Transformateurs déphaseurs.
- Compensateurs série ou parallèle commutés par des disjoncteurs.
- Modifications des consignes de production.
- Changements de topologie du réseau.

- Actions sur l'excitation des générateurs.

Ces moyens sont considérés comme trop lents et insuffisants pour répondre, efficacement, aux perturbations du réseau, compte tenu, notamment, des nouvelles contraintes et de la dérégulation du marché « marché libre ».

Il faut, vraisemblablement, compléter leur action par la mise en œuvre des FACTS pour le contrôle, le réglage et surtout pour la stabilité des réseaux [3].

Le développement récent des dispositifs FACTS ouvre de nouvelles perspectives pour une exploitation plus efficace des réseaux par action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau (déphasage, tension, impédance). Ainsi, les transits de puissance seront mieux contrôlés et les tensions seront, elles-aussi, mieux tenues. Par conséquent, les marges de stabilité seront meilleures.

Les études de stabilité transitoire concernent les grandes perturbations comme les courts - circuits, la perte d'ouvrages ou la perte de groupes de production ... etc. La conséquence de ces défauts peut être très grave, pouvant même conduire à l'effondrement complet du réseau.

3. FORMULATION DU PROBLEME

Un réseau électrique moderne typique est considéré comme un système multi variable d'ordre élevé dont la réponse dynamique est influencée par une grande sélection des dispositifs avec différentes caractéristiques et taux de réponse. La stabilité est un état d'équilibre entre les forces d'opposition. Ces forces dépendent de la topologie du réseau, des conditions de fonctionnement du système, de la nature et de la forme de la perturbation. Pratiquement, différents ensembles de forces d'opposition peuvent éprouver un déséquilibre dans le réseau électrique soutenu, menant ainsi, à de différentes formes d'instabilité [1].

Ces perturbations sont à l'origine de l'apparition d'une différence entre la puissance mécanique (la production) et la puissance électrique (la consommation). Cet écart en termes de puissance va se traduire par une modification de la vitesse de rotation de l'alternateur ou en d'autres termes par des variations de sa vitesse autour de la vitesse de synchronisme [3]. Il se pose, alors, le problème de la stabilité du réseau après élimination de la perturbation [2]

4. MODELISATION D'UPFC

Le principe de fonctionnement d'un UPFC est présenté par un modèle d'injection proposé par Ghandhari [3] Nous considérons le schéma équivalent d'un UPFC connecté entre le JdB i et j comme illustré sur la figure 1. L'UPFC injecte une tension \vec{V}_{se} en série avec la ligne de transmission via un transformateur série et sa réactance X_s . Celui-ci fournit ou consomme des puissances active et réactive P_{se}, Q_{se}, P_{sh} et Q_{sh} , par l'intermédiaire de ses onduleurs.

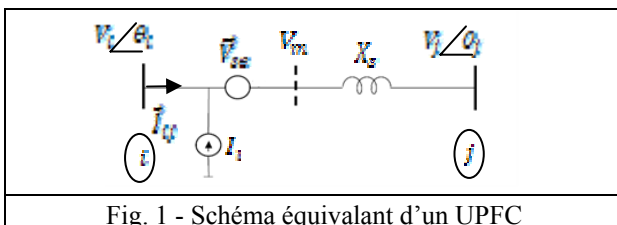


Fig. 1 - Schéma équivalent d'un UPFC

La tension injectée en série est modélisée par une source de tension idéale \vec{V}_{se} , laquelle est contrôlable en amplitude et en phase. Nous pouvons, alors, représenter \vec{V}_{se} comme suit :

$$\vec{V}_{se} = r V_i e^{j\gamma} \quad (1)$$

$$\text{avec } 0 < r \leq r_{\max} \quad \& \quad 0 < \gamma \leq 2\pi \quad (2)$$

Le modèle d'injection est obtenu, en remplaçant la tension \vec{V}_{se} par une source de courant \vec{I}_{inj} en parallèle avec X_s , comme illustré sur la figure 2 [4].

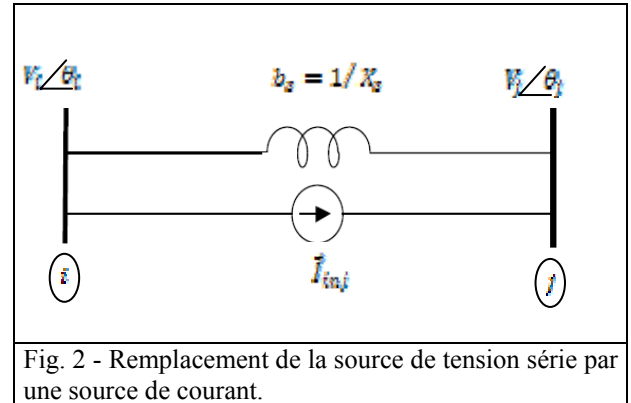


Fig. 2 - Remplacement de la source de tension série par une source de courant.

La source de courant \vec{I}_{inj} correspond aux puissances complexes injectées \vec{S}_i et \vec{S}_j aux JdB i et j qui sont définies par les équations suivantes :

$$\vec{I}_{inj} = -j b_s \vec{V}_{se} \quad (3)$$

$$\vec{S}_i = \vec{V}_i (-\vec{I}_{inj})^* = -r b_s V_i^2 \sin \gamma - j r b_s V_i^2 \cos \gamma \quad (4)$$

$$\vec{S}_j = \vec{V}_j (\vec{I}_{inj})^* = r b_s V_i V_j \sin(\theta_{ij} + \gamma) + j r b_s V_i V_j \cos(\theta_{ij} + \gamma) \quad (5)$$

$$\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j \quad (6)$$

Le modèle d'injection de l'UPFC est montré par la figure 3.

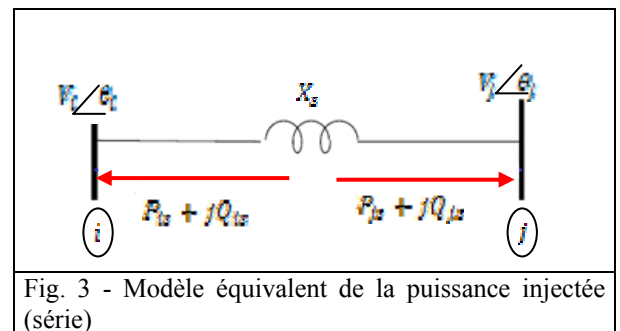


Fig. 3 - Modèle équivalent de la puissance injectée (série)

On estime que toutes les pertes de commutation des 2 convertisseurs sont égales à 0. Pour un UPFC sans pertes, on a :

$$P_{sh} = P_{se} \quad (7)$$

La puissance apparente fournie par la branche série est :

$$S_{se} = V_{se} I_{inj}^* = r e^{j\gamma} V_i \left(\frac{V_i^m - V_j}{j X_s} \right)^* \quad (8)$$

Les puissances active et réactive correspondantes à la puissance apparente fournie par la branche série sont données par :

$$S_{se} = r e^{j\gamma} V_i \left(\frac{r e^{j\gamma} V_i + V_i - V_j}{j X_s} \right)^* \quad (9)$$

$$S_{se} = r V_i e^{j(\theta_i + \gamma)} \left(\frac{r V_i e^{-j(\theta_i + \gamma)} + V_i e^{-j\theta_i} - V_j e^{-j\theta_j}}{j X_s} \right)^* \quad (10)$$

$$s_{se} = j b_s r^2 V_i^2 + j b_s r V_i^2 e^{j\gamma} - j b_s V_i V_j e^{j(\theta_i + \gamma)} \quad (11)$$

$$s_{se} = j b_s r^2 V_i^2 + j b_s r V_i^2 (\cos \gamma + j \sin \gamma) - j b_s V_i V_j (\cos(\theta_i + \gamma) + j \sin(\theta_i + \gamma)) \quad (12)$$

Les équations finales sont :

$$s_{se} = P_{se} + j Q_{se} \quad (13)$$

$$P_{se} = r b_s V_i V_j \sin(\theta_{ij} + \gamma) - r b_s V_i^2 \sin \gamma \quad (14)$$

$$Q_{se} = -r b_s V_i V_j \cos(\theta_{ij} + \gamma) + r b_s V_i^2 \cos \gamma + r^2 b_s V_i^2 \quad (15)$$

Dans ce modèle, la puissance réactive fournie ou absorbée par le convertisseur shunt n'est pas considérée. Mais, son effet peut être modélisé comme source réactive séparée contrôlable. Dans ce cas, la fonction principale de la puissance réactive est de maintenir le niveau de tension au JdB i dans des limites acceptables. En raison des explications ci-dessus, on peut assumer que Q_{se} est égale à 0 (la branche shunt fournie, seulement, la puissance active). Cette dernière est injectée au réseau par l'intermédiaire de la branche série. En conséquence, le modèle mathématique équivalent de l'UPFC est représenté comme le montre la figure 4. Les puissances active et réactive de l'UPFC sont données par les équations (16) – (19).

$$P_{i,upfc} = -r b_s V_i V_j \sin(\theta_{ij} + \gamma) \quad (16)$$

$$P_{j,upfc} = r b_s V_i V_j \sin(\theta_{ij} + \gamma) \quad (17)$$

$$Q_{i,upfc} = -r b_s V_i^2 \cos \gamma \quad (18)$$

$$Q_{j,upfc} = r b_s V_i V_j \cos(\theta_{ij} + \gamma) \quad (19)$$

Enfin, le modèle d'injection équivalent de l'UPFC est illustré par la figure 5.

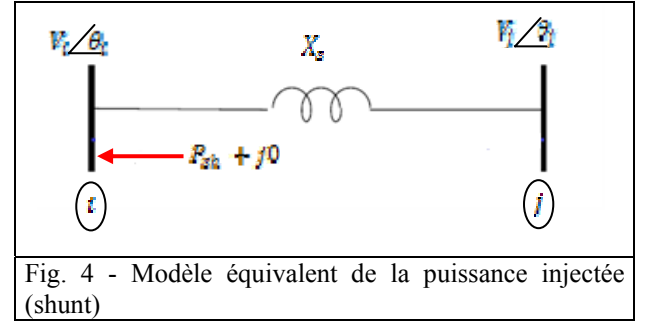


Fig. 4 - Modèle équivalent de la puissance injectée (shunt)

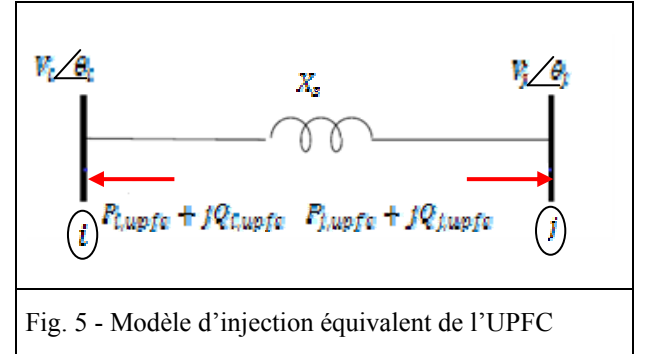


Fig. 5 - Modèle d'injection équivalent de l'UPFC

Les équations nodales générales de l'EP peuvent être exprimées en forme rectangulaire par les équations suivantes :

$$P = f_P(V, \theta, G, B) \quad (20)$$

$$Q = f_Q(V, \theta, G, B) \quad (21)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^n = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix}^n \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V/V \end{bmatrix}^n \quad (22)$$

P et Q sont des vecteurs de la puissance active et réactive, qui sont fonction des tensions nodales $V \angle \theta$, des conductances G et des susceptances B . Les vecteur de divergence de la puissance active et celui de la divergence de la puissance réactive sont, respectivement, données par $\Delta P = P_{spe} - P_{cal}$ et par $\Delta Q = Q_{spe} - Q_{cal}$.

Le modèle d'injection peut être incorporé, facilement, dans le programme de l'EP. Dans le cas de l'utilisation de la méthode de N-R, la matrice du Jacobien est modifiée par l'addition des puissances injectées et appropriées, où l'indice o dénote les éléments du Jacobien sans UPFC [2] - [5].

$$\begin{bmatrix} H_{ii} = H_{ii}^o + Q_{i,upfc} & N_{ii} = N_{ii}^o + P_{i,upfc} \\ H_{ij} = H_{ij}^o - Q_{j,upfc} & N_{ij} = N_{ij}^o + P_{j,upfc} \\ H_{ji} = H_{ji}^o - Q_{i,upfc} & N_{ji} = N_{ji}^o - P_{i,upfc} \\ H_{jj} = H_{jj}^o + Q_{j,upfc} & N_{jj} = N_{jj}^o - P_{j,upfc} \\ J_{ii} = J_{ii}^o & L_{ii} = L_{ii}^o - 2Q_{i,upfc} \\ J_{ij} = J_{ij}^o & L_{ij} = L_{ij}^o \\ J_{ji} = J_{ji}^o + P_{j,upfc} & L_{ji} = J_{ji}^o - Q_{j,upfc} \\ J_{jj} = J_{jj}^o - P_{i,upfc} & L_{jj} = L_{jj}^o - Q_{i,upfc} \end{bmatrix} \quad (23)$$

5. MODÉLISATION D'UN SYSTÈME MULTIMACHINE

Les réseaux d'énergie électrique comprennent plusieurs JdB. Mais, les JdB où sont raccordées les

génératrices sont au nombre limité. Les génératrices ne sont pas toutes de la même puissance, pour l'ensemble du réseau. Cependant, dans une centrale donnée, elles sont ordinairement de même capacité. Si les génératrices d'une centrale sont de même capacité et qu'elles sont raccordées en parallèle, on peut, comme première analyse, supposer qu'elles sont équivalentes à une très grosse génératrice et qu'elles oscilleront conjointement (ensemble) [6]. Considérons une centrale avec 2 générateurs reliés au même JdB, les équations dynamiques en [pu] sont :

$$\frac{2H_1}{\omega_s} \frac{d^2\delta_1}{dt^2} = (P_{m1} - P_{e1}) \quad (24)$$

$$\frac{2H_2}{\omega_s} \frac{d^2\delta_2}{dt^2} = (P_{m2} - P_{e2}) \quad (25)$$

L'addition des équations (24) et (25), avec $\delta_1 \cong \delta_2 \cong \delta$, donne :

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2\delta}{dt^2} = (P_m - P_e) \quad (26)$$

avec $H = (H_1 + H_2)$; $P_m = (P_{m1} + P_{m2})$ & $P_e = (P_{e1} + P_{e2})$

L'équation (26) est simple. Elle peut, donc, être résolue facilement [7].

Dans le cas d'un système à plusieurs centrales et spécialement dans un réseau très maillé, certaines machines accélèrent plus que d'autres pendant une perturbation. Comment traiter un tel problème ? La figure 6 montre la structure d'un système multi machine.

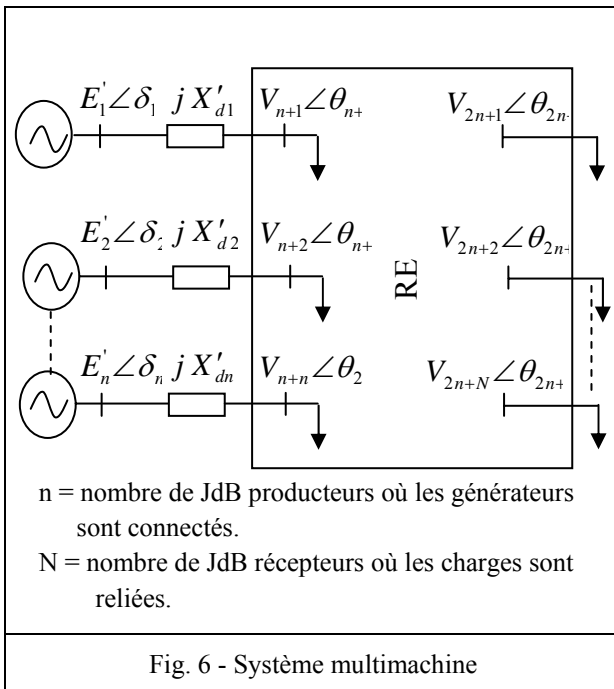


Fig. 6 - Système multimachine

Nous pourrions solutionner ce genre de problème, en utilisant la méthodologie suivante :

- Convertir toutes les données à une base commune.
- Faire entrer toutes les données du réseau.

- Calculer l'EP par l'utilisation de la matrice d'admittance nodale \bar{Y}_{bus} et la méthode de N-R, pour obtenir les différentes tensions et les différentes puissances générées & demandées.
- Calculer les impédances ou les admittances équivalentes, par l'utilisation de l'équation suivante :

$$\bar{y}_{Li} = \frac{P_{Li} - jQ_{Li}}{V_i^2} \quad \text{avec } i = n+1 \dots n+N \quad (27)$$

- Ajouter ces admittances équivalentes comme des éléments shunts à la matrice \bar{Y}_{bus} .
- Calculer les tensions de tous les générateurs, par l'utilisation de l'équation suivante :

$$\bar{E}'_i = \bar{V}_{n+i} + jX'_{di} \frac{P_{Gi} - jQ_{Gi}}{V_{n+i}^*} \quad \text{avec } i = 1 \dots n \quad (28)$$

- Déterminer la matrice d'admittance nodale \bar{Y}_{red} pour le réseau réduit.
- Éliminer les nœuds qui ne sont pas des points d'injection ou de retrait d'énergie. S'il n'y a aucun courant injecté dans les JdB du réseau, le système peut être réduit comme suit :

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_G \\ \bar{I}_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_A & \bar{Y}_B \\ \bar{Y}_C & \bar{Y}_D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{E}_G \\ \bar{V}_L \end{bmatrix} \Rightarrow$$

$$\bar{I}_G = (\bar{Y}_A - \bar{Y}_B \bar{Y}_D^{-1} \bar{Y}_C) \bar{E}_G = \bar{Y}_{red} \bar{E}_G \quad (29)$$

- Choisir un défaut à analyser.
- Recalculer la matrice d'admittance nodale \bar{Y}_{red} , pendant le défaut.
- Calculer la puissance injectée par la machine i , par l'utilisation de l'équation suivante :

$$P_{ei} = E_i^2 G_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^n E_i E_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \\ = E_i^2 G_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^n E_i E_j [B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad (30)$$

avec $i = 1, 2, \dots, n$

- Écrire les équations dynamiques de tous les générateurs.

$$\frac{2H_i}{\omega_s} \frac{d\omega_i}{dt} = P_{mi} - \left[E_i^2 G_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^n E_i E_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \right] \quad (31)$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_s \quad \text{avec } i = 1, 2, \dots, n$$

L'équation (31) présente l'état d'un système de n équations différentielles non linéaires couplées. On peut l'écrire sous la forme :

$$X = f(X, X_0, t) \quad (32)$$

tel que x est un vecteur qui contient $(2n \times 1)$ grandeurs données par :

$$x^t = [\omega_1 \ \delta_1 \ \omega_2 \ \delta_2 \ \dots \ \omega_n \ \delta_n] \quad (33)$$

- Résoudre, par une méthode itérative les équations en assumant un temps d'élimination de défaut.
- Changer ce temps jusqu'à ce que la stabilité soit atteinte, dans notre cas, la méthode de RK4 est utilisée [1] - [2] & [6] - [8].

6. SIMULATION & RESULTATS

a - Choix du réseau test

Nous avons choisi le réseau de WSCC « Western Systems Coordinating Council » USA [8]. Le réseau compose 9 JdB dont 3 sont des nœuds générateurs, 3 nœuds consommateurs et 3 nœuds de connexion. Ce réseau est utilisé dans la littérature par les chercheurs concernant l'étude de la stabilité transitoire des réseaux de transport. Son choix nous permet de comparer ou compléter des résultats obtenus avec certaines références.

b - Stabilité transitoire sans FACTS (UPFC)

Bloc 1 : Etat avant défaut.

Un calcul d'EP initial avant défaut a été réalisé en utilisant la matrice admittance nodale \bar{Y}_{JdB} et la méthode de N- R pour obtenir les différentes tensions et les puissances dans les JdB. Le tableau 1 présente les résultats obtenus. Ces derniers sont conformes avec ceux présentés dans la référence [8].

TAB. 1 - Résultats d'EP					
J d B	\bar{V} [pu]	Puissances de génération		Puissances de charge	
		P_g [pu]	Q_g [pu]	P_d [pu]	Q_d [pu]
1	1.0400 $\angle 0^\circ$	0.7164	0.2705	0	0
2	1.0250 $\angle 9.2800^\circ$	1.6300	0.0665	0	0
3	1.0250 $\angle 4.6648^\circ$	0.8500	- 0.1086	0	0
4	1.0258 $\angle -2.2168^\circ$	-	-	-	-
5	0.9956 $\angle -3.9888^\circ$	0	0	1.25	0.50
6	1.0127 $\angle -3.6874^\circ$	0	0	0.90	0.30
7	1.0258 $\angle 3.7197^\circ$	-	-	-	-
8	1.0159 $\angle 0.7275^\circ$	0	0	1.00	0.35
9	1.0324 $\angle 1.9667^\circ$	-	-	-	-

Bloc 2 : Etat pendant défaut.

À l'instant $t_d = 1$ [s], un défaut triphasé - terre se produit à la fin de la ligne 5 - 7, près du JdB 7. Pendant ce défaut, la puissance est égale à 0. Le défaut est simulé en annulant la ligne et la colonne de la matrice d'admittance nodale. Cette étape est valable, seulement, pour le défaut triphasé.

Bloc 3 : Etat après défaut.

L'élimination de la perturbation a été simulée par un déclenchement de la ligne en défaut, dans ce cas la ligne 5 - 7. Par conséquent, après la perturbation, la matrice d'admittance nodale a été reconstruite sans la ligne en défaut.

Bloc 4 : Résolution numérique « Test de stabilité du système ».

Maintenant, on a les tensions internes derrière leurs réactances transitoires pour chaque générateur et les matrices d'admittances réduites pour chaque réseau. Ainsi, tous les coefficients de l'équation (30) sont déterminés.

La dernière étape consiste de résoudre cette équation. La solution est accomplie par une méthode d'intégration numérique basée sur la méthode de RK4 selon les étapes suivantes.

- Exécuter l'intégration numérique en variant le temps.
- Choisir un temps d'élimination t_e , un temps maximum t_{max} et un pas d'intégration Δt .
- Injecter ces nouvelles données pour résoudre le système à 2 équations du premier ordre pour obtenir les variations des angles internes δ_i et la vitesse de chaque générateur ω_i pour les 4 estimées de RK4.
- Faire varier le temps d'élimination t_e jusqu'à l'instant où le système devient instable.
- Recorder la dernière valeur maximale de t_e pour laquelle le système est stable. Ce temps caractérise le temps critique d'élimination de défaut.

Si l'allure d'angles d'une seule machine ou de plusieurs machines divergent, plus loin, par rapport aux autres, le système est, alors, dit instable.

Après plusieurs simulations répétitives, on a trouvé que le cct est de 248 [ms] avec un pas d'intégration égal à 1 [ms].

c - Stabilité transitoire avec FACTS (UPFC)

D'après les résultats de simulation, le cas le plus faible «le plus petit cct» correspond au défaut dans le JdB 7 au niveau de la ligne L_{5-7} . Pour cette situation faible, nous allons montrer la possibilité d'améliorer la marge de la stabilité transitoire en termes de temps critique en installant l'UPFC.

1 – Installation d'un seul UPFC

Le tableau 2 montre l'apport de l'UPFC installé dans différents endroits du réseau test considéré.

2 – Installation de 2 UPFC

Le tableau 3 présente les résultats de simulation des 2 UPFC, installés dans des endroits différents du réseau en même temps pour un défaut demeurent dans la ligne L_{5-7} au JdB 7. Le tableau représente, respectivement, le numéro de la simulation, les lieux d'installations des 2 UPFC « numéro du JdB & nom de la ligne », paramètres à commander des 2 UPFC « r & γ » et le temps critique d'élimination du défaut « cct ».

Tab. 2 - Amélioration du cct par l'utilisation d'un seul UPFC

Tab. 2 - Amélioration du cct par l'utilisation d'un seul UPFC					
Simulation	Lieu d'installation		Paramètres de commande		cct [ms]
	JdB	Ligne	r [pu]	γ [rad]	
1	Sans UPFC				248
2	5	L ₅₋₇	0.15	3 π/2	251
	7			π/2	
3	7	L ₇₋₈	0.15	3 π/2	250
	8			π/2	
4	8	L ₈₋₉	0.15	π/2	252
	9			3 π/2	
5	6	L ₆₋₉	0.15	3 π/2	249
	9			π/2	
6	4	L ₄₋₅	0.15	π/2	249
	6			3 π/2	
7	4	L ₄₋₁	0.15	π/2	249
	5			3 π/2	
8	1	L ₁₋₄	0.15	π/2	250
	4			3 π/2	
9	3	L ₃₋₉	0.15	π/2	250
	9			3 π/2	
10	2	L ₂₋₇	0.15	3 π/2	250
	7			π/2	

TAB. 3 - Amélioration du cct par l'utilisation des 2 UPFC

TAB. 3 - Amélioration du cct par l'utilisation des 2 UPFC									
Sim ulati on	Lieux d'installations				Paramètres de commande				cct [ms]
	UPFC 1		UPFC 2		UPFC 1		UPFC 2		
	JdB	Ligne	JdB	Ligne	r ₁ [pu]	γ ₁ [rad]	r ₂ [pu]	γ ₂ [rad]	
1	Sans UPFC								248
2	5	L ₅₋₇	6	L ₆₋₉	0.15	3 π/2	0.15	3 π/2	253
3	5	L ₅₋₇	9	L ₉₋₉	0.15	3 π/2	0.15	3 π/2	255
4	5	L ₅₋₇	7	L ₇₋₈	0.15	3 π/2	0.15	π/2	255
5	8	L ₇₋₈	6	L ₈₋₉	0.15	π/2	0.15	3 π/2	251
6	8	L ₇₋₈	8	L ₈₋₉	0.15	π/2	0.15	3 π/2	263
7	6	L ₈₋₉	8	L ₈₋₉	0.15	3 π/2	0.15	π/2	260

d - Comparaison & commentaires

Les valeurs du cct dans notre étude est, très proche à ceux présentés dans la référence [9] (Tab. 4). Les différences sont, principalement, dues aux choix des modèles des UPFC.

Tab. 4 - Validation des résultats avec la référence [9]

Lieux d'installations	cct [ms]	
	Notre cas	Référence
Sans UPFC	248	246
Un seul UPFC installé dans L_{2-7}	250	247
Deux 2 UPFC installés dans L_{5-7} & L_{7-8}	255	254

L'utilisation des UPFC a permis d'améliorer d'une façon remarquable la marge de la stabilité.

7. CONCLUSIONS

L'implantation des dispositifs FACTS dans les réseaux électriques nécessite de nouvelles méthodes d'études et d'analyses des réseaux électriques. Nous avons présenté les résultats d'une analyse de stabilité transitoire accomplie en présence des UPFC. L'utilisation des UPFC nous a permis d'améliorer d'une façon remarquable la marge de la stabilité. L'amélioration apportée par ces dispositifs en terme de temps critique d'élimination du défaut, dépend des lieux d'installations et des paramètres d'entrées des UPFC. Le cct est augmenté de 0.248 [s] jusqu'à 0.263 [s]. Les résultats de simulation sont présentés dans les tableaux 2 & 3.

8. REFERENCES

- [1] H. Zaier, S. Leulmi, « Stabilité transitoire des systèmes multimachines par différentes techniques mathématiques », Mémoire de magister, Département d'électrotechnique, Université du 20 Août 55, skikda, Algérie, 2006.
- [2] S. S. S. Diaboun, S. Leulmi, « Renforcement de la stabilité transitoire par l'utilisation des FACTS », Mémoire de magister, Département d'électrotechnique, Université du 20 Août 55, Skikda, Algérie, 2005.
- [3] E. G. Shahraki, « Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques », Thèse de doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-I, France, 2003.
- [4] M. H. Namin, « Using UPFC in order to power flow control », IEEE, International conference, Tehran, Iran, 2006.
- [5] A. M. Vural, M. Tumay, « Mathematical modeling and analysis of a unified power flow controller : A comparison of 2 approaches in power flow studies and effects of UPFC location », Article, Science direct, Electrical power and energy systems 29, Turkey, 2007.
- [6] C. Aumuller, « Power system stability », Cours EE 4400, Power engineering 3, Discipline of Electrical & Computer Engineering, 2002.
- [7] W. D. Stevenson. Jr, « Elements of power system analysis », McGraw-Hill Companies, 4th edition, USA, 1982.
- [8] P. M. Anderson, A. A. Fouad, « Power system control and stability », IEEE Press, USA, 1993.
- [9] V. Azbe, U. Gabrijel, D. Povh, R. Mihalic, « The energy function of a general multimachine system with a unified power flow control », IEEE, Transactions on power systems, Vol. 20, No. 3, Slovenia, 2005.

Dissolved Oxygen and Moisture Removal System for Freely Breathing Transformers

J. Sabau¹, I. Fofana², Y. Hadjadj² and M. Brahami³

¹InsOil Canada Ltd, Canada

²Canada Research Chair on Insulating Liquids and Mixed Dielectrics for Electrotechnology (ISOLIME), University of Quebec at Chicoutimi, Qc, Canada

³Laboratoire ICEPS, Département d'électrotechnique, Faculté de l'ingénieur, Université Djillali Liabès de Sidi Bel Abbès, 22000 Algérie

Abstract - In this contribution, the outcome of an industrial experiment designed to demonstrate a new nitrogen blanketing system is presented. The technical solution involved purging of the oil surface in the conservator by a constant flow of pure nitrogen. Analysis performed over an 8 years period; clearly indicate that this innovative, environmentally friendly, and economically affordable technique can arrest/reduce the oxidation decay process of oil-paper insulation in free breathing power transformers.

I. INTRODUCTION

Power transformers are considered capital investments in the infrastructure of every country in the world. They are the "heart" of any electric power distribution and transmission systems and it is essential that they function properly. The recent blackouts (e.g. in the United States, Brazil and Europe) underscored the importance of reliable electrical energy systems. Extreme reliability is demanded of electric power distribution as when failures occur they inevitably lead to high repair costs, long downtime and possible personnel safety risks. In addition environmental aspects such as consequential damages, fire and pollution are of high risk.

In this important equipment, the most widely used insulation systems for nearly a century [1, 2] are liquid insulation (petroleum-based oil, the so-called transformer oil) combined with solid insulation (kraft paper, pressboard, wood i.e. cellulose products). When the solid paper is adequately impregnated with oil, it offers the user a material with insulating and mechanical properties of remarkable suppleness. The ready supply and cost benefit of cellulose and mineral oil has, therefore, made these the materials of choice for nearly a century [2].

Under the combined impact of electrical stress and thermal stress the oil starts evolving gases [3]. The gassing of oil raises the population of chemically highly reactive free radicals. Therefore, the random chemical reactions between the broken hydrocarbons and the oxygen molecules are inevitable [1, 4]. Beside gases that dissolve in the oil, the gassing generates colloidal sludge as well. The accumulation of these insoluble particles leads to the formation of incipient electrical failures. Thus, the gassing of oil becomes a self-sustained process [4, 5]. Rubber bladders or nitrogen cautions that seal the transformers are other solutions to stop the

oxidation decay process of oil. As the spectral ASTM test method D6802 demonstrates, none can stop the absorption of oxygen from the atmosphere [6]. Even though the content of dissolved oxygen is reduced from 20000 below 5000 ppm, the oxidation process continues [7]. The ASTM stability test D6180 shows that under the impact of electrical stress certain oxidation products are decomposed. Concomitantly, due to random secondary chemical reactions the turbidity measured by ASTM test method D6181 [8] goes up. Solely the quantitative removal of dissolved oxygen is able to keep the liquid insulation in pristine condition for the entire lifetime of power transformers.

II. INSULATION AGEING

Even though power transformer are properly designed and tested prior to installation there can be no guarantee that a fault within the insulation system will not occur in the future. Oil and other materials in a transformer degrade with time in service. The solid insulation cannot be restored unless the transformer is completely overhauled, unlike oil, which can be replaced when needed. The life of the transformer is actually the life of the internal insulation system.

The ageing or deterioration of insulating oil is normally associated with oxidation under the very harsh environment. Electrical stress together with heat and moisture in the presence of oxygen from air oxidises the oil producing free radicals, acids and sludge [1, 9-11]. These by-products are deleterious to the transformer and catalyze further oxidation of the oil. Aggressive decay products being adsorbed by the solid insulation attack on the cellulose fibers and also kill new oil after refilling. Sludge produced may stick onto the large surface of transformer boards stopping heat being dissipated. The sludge acts as barrier to the flow of heat from the oil to the cooling unit and from the core to the coils to the cool oil. Sometimes the sludge may even block the cooling ducts in which the oil flows. As a result, the transformer insulation and windings becomes too hot and would eventually be damaged thermally. Absorption of oil aging products by cellulose also masks real condition of the oil when traditional characteristics as acidity, dielectric dissipation factor are tested.

The cracking process of cellulose (depolymerisation by a succession of chemical reactions) causes chain scissions, the release of gases and water into the surrounding oil and some large molecules such as furfurals [12]. A simple schematic representation of the main processes and components released is shown in Figure 1. Moisture, which is considered as the enemy number one of the solid insulation, acts as catalyst and by-product at the same time [12, 13].

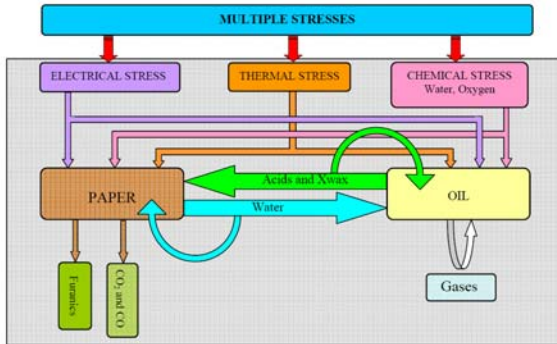


Figure 1. Interaction between different aging products and power transformer insulation system.

If the insulation systems were operated in perfect conditions, the need for testing would be needless. However, this insulation system deteriorates in time due to service conditions. In properly designed transformers, according to IEC 76-2 (thermal layout), the paper can last up to 55 years or more, provided there are no other thermal or dielectric defect present [12]. An appropriate maintenance strategy can allow a power transformer to safely function for 50 to 75 years. However, the maintenance of the insulation system largely determines the extent of a transformer's life. The Achilles' heels of paper are temperature and moisture. Cellulose can degrade rapidly at temperatures higher than 90°C [14]. The aging rate doubles roughly for each 8°C rise [14] while showing an approximately proportional aging rate to water content. For example, the life of cellulose pressboards at 110°C is calculated as ten years [15].

III. THEORETICAL BACKGROUND

The concept of quantitative removal of oxygen dissolved in the liquid insulation of windings is based upon the scientific premise that its peculiar chemical and physical properties are incompatible with the functions of this blend of hydrocarbons. The very special features of oxygen molecule that justify the above statement are the following.

- The oxygen molecule has two unpaired electrons with parallel spins. Since its ground state is a triplet, non-excited oxygen is paramagnetic. Due to this particularity it is attracted to the electro magnetic field of windings where its concentration is higher than in samples taken from the tank for DGA.
- Because of these two unpaired electrons the oxygen molecule is a highly reactive free radical. Consequently, the oxidation of free radicals generated by the gassing of oil is inevitable. These random chemical reactions have a negative effect on the interpretation of DGA.

- Free radicals that capture free electrons become charge carriers and raise the dissipation factor of oil. A growing population of such precursors, including paramagnetic oxygen molecules, pave the way for partial discharges
- The first excited states of oxygen are singlet states. These states are characterized by a very long lifetime. The transfer of this excitation energy to vulnerable hydrocarbon molecules increases the likelihood of gassing.
- When the oxygen molecule couples its free electrons with two large free radicals, large very unstable peroxides arise. This ignored side effect of gassing is the source of insoluble colloidal sludge that hinders the flow of heat from the active part to the radiators [11].
- The oxidation test does not properly simulate real life conditions because the free radicals generated by the gassing of oil are missing. The oxidation inhibitors can delay the oxidation process but cannot arrest the secondary chemical reactions between free radicals.

Currently, these fundamental chemical and physical properties of oxygen molecules are not taken in account. As a result, the existing maintenance procedures diminish ahead of time the service reliability of aging transformers. Just reliability centered maintenance techniques monitored by accurate laboratory tests can avoid the irreversible deterioration of paper insulation. The interpretation of DGA can be meaningful and cost effective only if the premature deterioration of paper insulation is carefully prevented.

IV. FREE BREATHING VS SEALED UNITS

Free breathing transformers are equipped with an oil reservoir to permit a variation in insulation oil volume. The volumetric change is due to the load and the atmospheric temperature variations. These temperature variations can cause up to a 9% change in volume. As the oil is in direct contact with the air, it absorbs moisture and oxygen which are both harmful to the oil itself and consequently to the solid insulation.

The main mechanism of water ingress inside transformers is the vicious flow of moist air. Air flow is caused by the volumetric variation of the liquid insulation. The increase of water content in transformers may result in free water formation and bubbling; it also increases electric conductivity and dissipation factor and worsens electric strength thus increasing the risk of breakdown. To hinder moisture inhalation from outside the transformer, a dehydrating breather containing silica-gel is introduced at the end of the air inlet pipe of the conservator.

The advantage of the air-breathing transformer is the absence of pressure variations. This system could theoretically allow gases, including decomposition gases and water as a product of cellulose ageing, to escape, while the most uncontroversial disadvantage is the near saturation of the oil with oxygen. It is now well established that oxidation is one of the dominant processes in the deterioration of insulating oil. According to Henry's law, the amount of gases dissolved in mineral oil is dependent upon the partial pressure of existing gases above

the surface. This is the reason why the oil in contact with air at atmospheric pressure dissolves 10% air by volume. To hinder the attack of oxygen molecules, oxidation inhibitors are added to these very complex blends of hydrocarbons [1]. As the ASTM D2440 [16] test shows, the chemical stability improves but the additive is slowly decomposed by the attack of oxygen. Since the anti-oxidant is a consumable material, the initial chemical stability of new insulating oil gradually decreases. Their amount has to be monitored and must be replenished if necessary.

Two mechanical solutions are available for hindering the contact of the oil with the outside atmosphere [17]. One method favoured in the United States is to seal the transformer using a nitrogen cushion. The other method is to use an elastic rubber or plastic bag to separate the surface of the oil from the gas space in the conservator. The diaphragm is flexible and floats on the oil surface in the conservator, in close contact with it. However, problems arising from the susceptibility of the membrane to chemical attack and physical wear, e.g., abrasion, have caused many transformer operators to turn to other solutions.

With both systems, contact of the oil with the atmosphere is impeded. Thus, deterioration of the oil through oxidation and moisture absorption is reduced.

V. INVESTIGATING THE HARMFUL IMPACT OF OXYGEN IN LABORATORY CONDITIONS

A. Experimental procedure

The effect of oxygen on the aging process of insulating systems in both sealed and free breathing transformers have been simulated under controlled laboratory conditions. Samples of paper specimens of about 81 x 81 mm² (dimensions were chosen to fit the test cell for solid insulations type 2914 manufactured by Tettex) were impregnated with dehydrated and degasified oil for 24 hours. The paper samples were used as received from the manufacturer without being dried. Aging was achieved by placing the impregnated papers specimens in a convection oven at 160°C and heating them for different periods of time. The prepared specimens were aged within sealed and unsealed vessels (Figure 2).

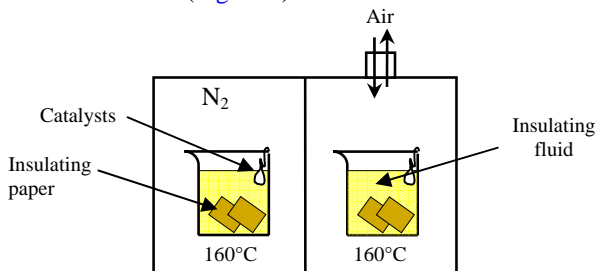


Figure 2. Insulation aging arrangement with/without air/oxygen inlet.

The paper specimens were placed in beakers containing different types of oil. Each vessel contains oil/paper samples. The procedure involves ageing the new materials within sealed/unsealed vessels. To simulate the effects of metallic components in the transformer, metallic catalysts (3 g/l of

zinc, copper, aluminum, and iron) were introduced in a filter paper immersed in the oil. The beakers were placed in the oven at 160°C. Specimens were heated for 48, 72 and 96 hours. Electrical and physical tests were then performed on the aged samples. For the dielectric tests, the test cell for liquid insulation type 2903 by Tettex was used.

Two paraffinic petroleum based oils, referred as P1 and P2, were used in these investigations.

B. Chemical testing: DDP and Turbidity

Figure 3 shows the evolution of the DDP as a function of aging duration. The assessment of oils' turbidity as a function of aging duration, are summarized in Figure 4.

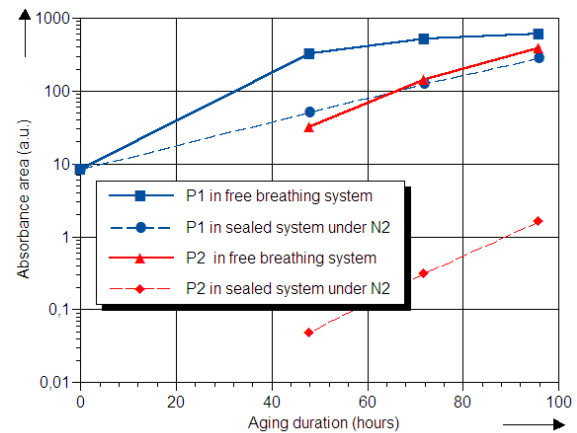


Figure 3: Effect of thermal aging on petroleum based oils' soluble decay products, with and without oxygen influence.

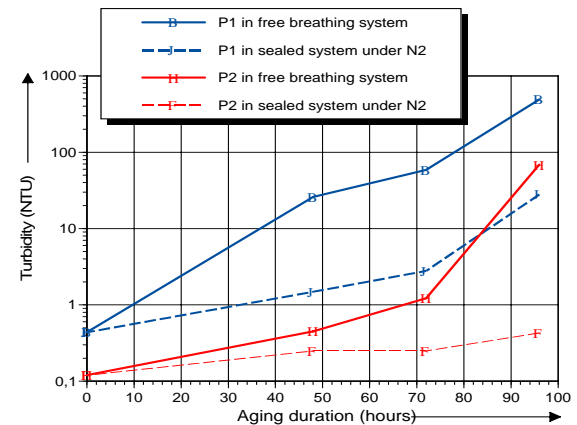


Figure 4. Effect of thermal aging on petroleum based oils' insoluble decay products, with and without oxygen influence.

Table I summarizes the ratio R between the measured physical quantity (turbidity or DDP) at a specific sampling time for samples undergoing accelerated aging with air inlet to the measured quantity for samples aged without oxygen

$$(R = \frac{Q_{\text{airinlet}}(x \text{ hours})}{Q_{N_2 \text{ blanketed}}(x \text{ hours})} \cdot 100).$$

The results emphasize the harmful impact of oxygen accelerated by heat. The DDP and turbidity generated under

nitrogen cushion are much lower than that of the open beaker with air inlet. The degradation rate reached values as high as 652%.

TABLE I. RATIOS OF DECAY PRODUCTS CAUSED BY THERMAL STRESS WITH AND WITHOUT OXYGEN INFLUENCE

Testing	Aging duration (hours)	Ratio R (%)	
		P1	P2
DDP - D 6802 (area)	0	100	100
	48	6.47	652
	72	4.01	452.62
	96	2.07	237.32
Turbidity D 6181 (NTU)	0	1	1
	48	17.38	1.8
	72	20.89	4.88
	96	17.5	159.76

C. Electrical testing: Dielectric dissipation factor

From the frequency scan of dielectric dissipation factor (DDF), only the values at 50 Hz are reported in Figure 5. The DDF are lower for oil samples aged under nitrogen, which means improvement. The high values of natural esters' DDF compared to those of P2 and P1 can be attributed to polar contaminants.

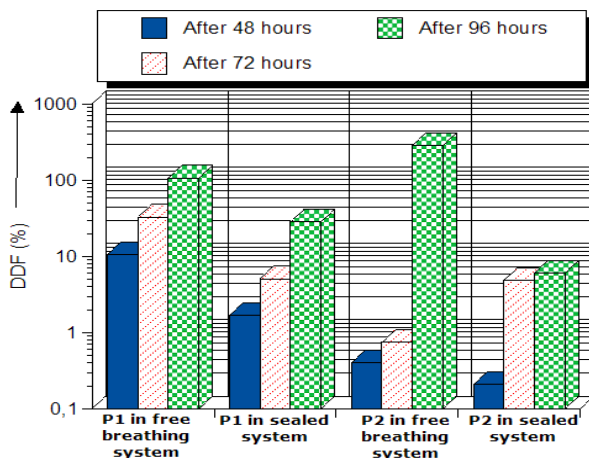


Figure 5. Effect of thermal aging on petroleum based oils' DDF, with and without oxygen influence.

Table II shows the DDF of oil-impregnated paper measured at line frequency (50 Hz).

TABLE II. DDF OF AGED OIL IMPREGNATED PAPER WITH AND WITHOUT AIR INLET (AFTER 96 HOURS).

	New sample	Aged with air (O ₂) inlet	Aged under N ₂
P1	2.052	2.302	0.684
P2	2.059	8.580	0.540

It can be seen that the dielectric properties of paper improve when partnered with oil sample aged without oxygen inlet. The improvement in the case of oil P2 is calculated to be 16 times when compared to the sample aged in the opened beaker. This should be traced to two important facts: the oxidation process is hindered / reduced due the absence of oxygen on one hand, and on the other hand the dry nitrogen

above the beaker extracts moisture from the oil (and so to speak from the paper) while simultaneously excluding air (oxygen) from the system. Sealed transformers have a great advantage over air-breathing types as long as they remain air proof, but they have their own limitations and shortcomings. Theoretically, free-breathing units have an advantage over sealed units in that they allow some of the water produced by the cellulose aging process to escape through the conservator because the water concentration in the oil in the conservator will become greater than that of the air that has been sucked in through the dehydrating breather.

There is no doubt that by limiting oxygen access to the oil, one reduces the probability of premature deterioration of the insulation. However, none of the methods discussed takes into account the effect of high electric fields on the chemistry of oil. The dissolved gases generated by the decomposition of oil under electrical stress remain dissolved in the oil. Diffusion into the gas space of the expansion chamber, and subsequently into the surrounding atmosphere, does not occur.

VI. AN INNOVATIVE NITROGEN BLANKETING SYSTEM FOR FREELY BREATHING UNITS

A. Effect of the removed dissolved oxygen

Even under normal operating conditions, in addition to evolving gases, large molecules with an unpaired electron remain in the liquid phase. A first step in finding a proper technical solution for efficiently preventing the deterioration of oil is to point out the real causes of the decay process. Laboratory and field experiences have demonstrated worldwide that paramagnetic nature of oxygen can adversely affect the dielectric properties of solid insulation. According to Fabre and Pichon [18], reducing the oxygen concentration in the oil from 30,000 ppm to less than 300 ppm reduces the aging by a factor of 16. Thus, it is even more obvious that the quantitative removal of dissolved oxygen from the oil of power transformers is not a choice, but a must!

Instead of using anti-oxidants or sealing power transformers, a nitrogen blanketing system for freely breathing units was proposed and patented [19].

The novelty of this nitrogen blanketing system which is in place in Alberta, consists in the fact that the surface of oil in the expansion chamber is separated from contact with the outside atmosphere, while maintaining the free breathing character of the transformer. Thus, by purging the surface of oil with a continuous flow of high purity (99.5%) nitrogen (Figure 6), the dissolved oxygen in the oil is replaced by nitrogen, a chemically inert gas. Eliminating the very cause of the threat to the chemical stability of the oil enhances operational safety while significantly reducing the cost of preventive maintenance. Nitrogen was chosen because it is chemically inert, environmentally friendly and relatively inexpensive. It lowers the dissolved gas content of oil by approximately 1.5% compared to air (10% by volume).

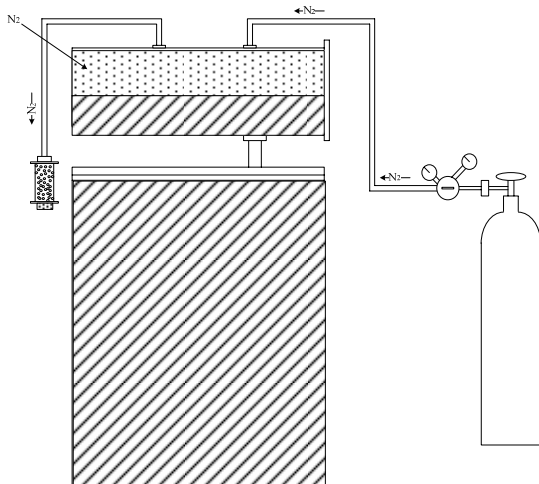


Figure 6. Nitrogen blanketing system for freely breathing transformers.

Two 5 MVA distribution transformers, were utilized for trials of the system. Both were loaded below 50% of their full capacity, so that the temperature of the oil (a brand insulating oil made from fully refined naphthenic stocks) never exceeded 40°C. Four oil samples were taken monthly from each unit for dissolved gas analysis. The resulting data, collected over a ten month period, showed clearly that the system removes dissolved oxygen from insulating oil, from 28,000 to approximately 5,000 ppm while maintaining the freely breathing character of the transformer. As the plots in Figure 7 illustrate, the dissolved oxygen content of oil in blanketed transformer #2 gradually decreased over the experimental period. As expected, the decrease of oxygen content was faster in the conservator, where the oil was in direct contact with the nitrogen blanket and slower in the tank.

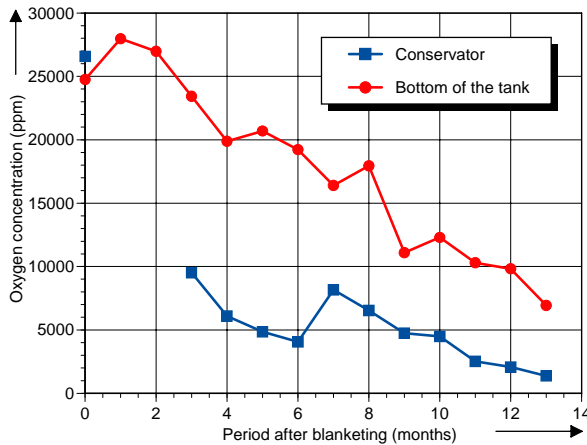


Figure 9. Dissolved oxygen concentrations in blanketed transformer #2 as a function of blanketing time.

Dissolved gases (in the oil) that diffused into the gas space of the conservator were transported to the atmosphere by the constant flow of nitrogen. The concentrations of dissolved carbon dioxide and combustible fault gases also decreased. However, the concentrations of hydrogen, methane, carbon monoxide, ethane, ethylene and acetylene showed little variation after 8 years blanketing (see Tables III and IV).

During this period of time the dissipation factor of oil maintained its initial value of 0.48% at 100°C. In 2002, ATCO Electric

successfully tested the system on a 144 kV, 40-MVA power transformer [20].

TABLE III. DGA RESULTS AFTER 8 YEARS BLANKETING OF TRANSFORMER #1.

Gas	Concentration (ppm)	
	Before N ₂ blanketing	After 8 years
Hydrogen	3.3	<5
Oxygen	25859	1450
Nitrogen	57971	83257
Methane	1.4	2
Carbon Monoxide	<1	<25
Carbon Dioxide	738	191
Ethylene	3.3	1
Ethane	0.4	<1
Acetylene	<1	<1
Total Gas Content % v/v:	8.3	8.47

TABLE IV. DGA RESULTS AFTER 8 YEARS BLANKETING OF TRANSFORMER #2.

Gas	Concentration (ppm)	
	Before N ₂ blanketing	After 8 years
Hydrogen	<1	<5
Oxygen	26583	1083
Nitrogen	58192	80484
Methane	1.5	2
Carbon Monoxide	<1	<25
Carbon Dioxide	775	200
Ethylene	3.1	<1
Ethane		<1
Acetylene	<1	<1
Total Gas Content % v/v:	8.4	8.15

These data confirm the theoretical assumption on which the trial was based, i.e., the dissolved oxygen in the oil is replaced by nitrogen, a chemically inert gas.

Figures 8 and 9 present absorbance curves for oil samples taken from the 5 MVA units before N₂ blanketing, and after 6 months and 8 years blanketing.

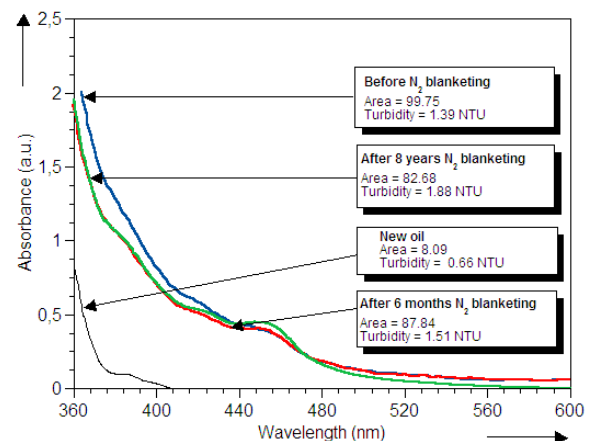


Figure 8. Variation of absorbance with wavelength, and turbidity, of oil samples from transformer #1.

The areas below these curves and the turbidity values are reported. Absorbance curves and turbidity values for a fresh oil sample ("new oil") are also reported. Tables V and VI, show that the total acid number (TAN), turbidity and DDP vary slightly with increasing blanketing time. However, the

DDF at 100°C increased substantially in both transformers, possibly due to free radicals becoming charge carriers.

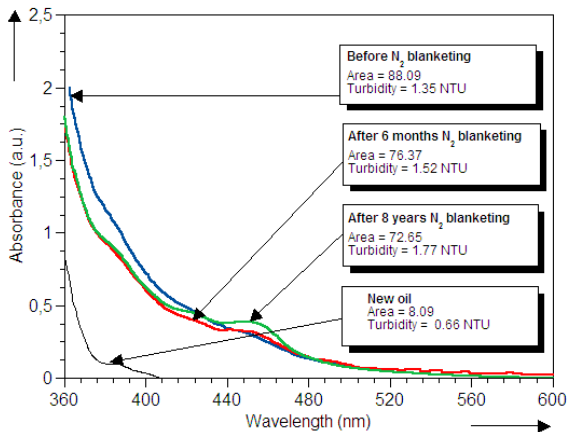


Figure 9. Variation of absorbance with wavelength, and turbidity, of oil samples from transformer #2.

TABLE V. TEST RESULTS FOR BLANKETED TRANSFORMER #1, AFTER 6 MONTHS AND AFTER 8 YEARS N₂ BLANKETING. IFT = INTERFACIAL TENSION, DDP = DISSOLVED DECAY PRODUCTS, TAN = TOTAL ACID NUMBER, DDF = DIELECTRIC DISSIPATION FACTOR.

TEST	TEST	UNITS	TRANSFORMER #1		
			Before blanketing	after 6 months	after 8 years
DDF at 100°C	D 924	%	-	0.356	0.973
Turbidity	D 6181	NTU	1.39	1.51	1.88
DDP	D 6180	Area*	99.75	87.84	82.68
TAN	D 974	mg KOH/g	0.034	0.026	0.022
Water Content	D 1533	ppm	-	-	16.9
IFT at 22°C	D 971	dynes/cm	-	-	32.3

* Integrated area under absorbance curve between 360 nm and 600 nm.

TABLE VI. TEST RESULTS FOR BLANKETED TRANSFORMER #2, AFTER 6 MONTHS AND AFTER 8 YEARS N₂ BLANKETING. IFT = INTERFACIAL TENSION, DDP = DISSOLVED DECAY PRODUCTS, TAN = TOTAL ACID NUMBER, DDF = DIELECTRIC DISSIPATION FACTOR.

TEST	TEST	UNITS	TRANSFORMER #1		
			Before blanketing	after 6 months	after 8 years
DDF at 100°C	D 924	%	-	0.452	0.817
Turbidity	D 6181	NTU	1.35	1.52	1.77
DDP	D 6180	Area*	88.09	76.37	72.65
TAN	D 974	mg KOH/g	0.023	0.026	0.03
Water Content	D 1533	ppm	-	-	13.5
IFT at 22°C	D 971	dynes/cm	-	-	32.6

* Integrated area under absorbance curve between 360 nm and 600 nm.

B. The removal of moisture

The dry, high purity nitrogen used to purge the headspace extracts moisture as well from the oil while simultaneously excluding air (oxygen) from the system. The flow of nitrogen through the dehydrating breather also removes moisture from the silica gel [17].

To assess the practicality of removing moisture using continuous flow purging of an oil surface, a brief laboratory procedure simulating the phenomena occurring under field conditions has been developed. Figure 10 shows a schematic of the equipment. A flow of 99.5% purity nitrogen at 28.3 litres per hour was maintained for 24 hours.

The results are summarized in Table VII. The moisture content of the oil was measured by Karl Fisher titration.

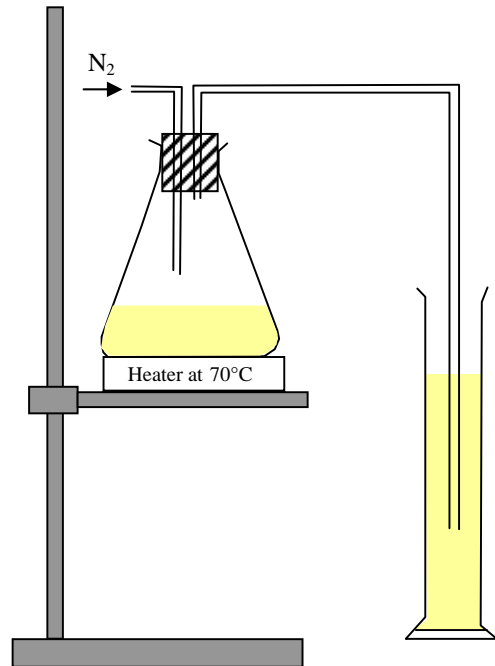


Figure 10. Laboratory set-up to reduce the dissolved water content of oil.

TABLE VII. MOISTURE CONTENT OF VARIOUS OIL SAMPLES, BEFORE AND AFTER NITROGEN FLUSHING.

	Initial Moisture content (ppm)	Final moisture content (ppm)
Mineral oil sample 1	11.6	5.1
Mineral oil sample 2	19	3
Mineral oil sample 3	48	5.4
Envirotemp® FR3™	90.7	6
Fluid [30]		

C. Economic technical and Environmental considerations

In spite of the necessity of continuous supply of an inert gas, the nitrogen blanketing system described above has the following advantages:

- (1) Since the nitrogen supplied by the membrane generator is moisture free and its flow is in one direction only, frequent changing of depleted silica gel in the air desiccators filters is no longer necessary.
- (2) With the gradual removal of dissolved oxygen in the oil, secondary chemical reactions of the oil with the gases generated under the effect of electrical stress are impeded. Thus more reliable dissolved gas analysis (DGA) data are obtained, and they may therefore be interpreted with greater confidence.
- (3) Fault gases can freely escape from the transformer.
- (4) The extent of oxidation aging, especially in cellulose insulants, is greatly reduced as a result of decreased O₂ and H₂O contamination. Expenses associated with oil reclamation and reconditioning may also be reduced.
- (5) The use of antioxidant inhibitors may be unnecessary.
- (6) The system is repairable in situ.
- (7) Old transformers may be easily retrofitted.

- (8) The life expectancy of aging transformers may be extended and their operational reliability improved, especially in the case of heavily loaded units.
- (9) Currently, the reclamation of service-aged fluids is performed mostly by using Fuller's Earth (FE), because of its absorption selectivity for oxidized and ionized decay products. Usually this inexpensive material is used only once, and the depleted absorbent is discarded in landfills. Therefore a reduced requirement for FE in reclaiming aged oils will certainly enhance environmental protection.

VII. CONCLUSIONS

Accelerated aging tests were performed under controlled laboratory conditions, with and without oxygen inlet. The reported results convincingly prove that paramagnetic nature of oxygen can adversely affect the dielectric properties of liquid and solid insulations used in power transformers.

The outcome of an industrial experiment designed to evaluate a new nitrogen blanketing system for freely breathing transformers is presented. The experiment involved purging the oil surface in the conservator by a constant flow of pure nitrogen. Data obtained over an eight-year period clearly indicate that this innovative, environmentally friendly, and economically affordable technique can arrest or reduce the oxidation decay process of oil-paper insulation in freely breathing power transformers.

Rather than reconditioning or reclaiming service-aged oil to restore its initial properties, DOMRS makes it possible to maintain the initial physical and chemical properties of the insulating oil throughout the lifetime of a power transformer. The oxidation decay of oil-paper insulation will be hindered and the life expectancy of these expensive machines considered capital investments in every country infrastructure, extended, while the mineral insulating oil, a non-renewable resource, could be given a practically endless life expectancy.

VIII. REFERENCES

- [1] Fofana, I. and Sabau, J. "Application of Petroleum-based oil in Power Transformers". "Natural Gas Research Progress", chapter 6, 23 pages, 2008 Nova Science Publishers, Inc. ISBN: 918-1-60456-700-7.
- [2] T. O. Rouse "Mineral oil in transformers" *IEEE Elec. Insul. Mag.*, Vol. 14, No. 3, 1998.
- [3] ASTM Designation D 3612, "Standard Test Method for Analysis of Gases Dissolved in Electrical Insulating Oil by Gas Chromatography". Vol. 10.03
- [4] I. Fofana, A. Bouaicha, M. Farzaneh, J. Sabau and D. Bussi res, "Decay Products in the Liquid Insulation of Power Transformers", *IET Electric Power Applications*, Vol. 4, Iss. 3, pp. 177–184, 2010.
- [5] Mayoux, C. "On the Degradation of Insulating Materials Withstanding Electrical Stress", *IEEE Transaction on Dielectrics and Electrical Insulation*, Vol. 7, October 2000.
- [6] ASTM Designation D 6802, "Test Method for Determination of the Relative Content of Dissolved Decay Products in Mineral Insulating Oils by Spectrophotometry". Vol. 10.03.
- [7] Industry News, "Punctured Rubber Bladders Detected by New ASTM Oil Test", *Electrical Insulation Magazine*, Jan/Feb 2006.
- [8] ASTM D6181, Standard Test Method for Measurement of Turbidity in Mineral Insulating Oil of Petroleum Origin, Vol. 10.03.
- [9] E. Brioso, I. Fofana, B. Robertson and J. Sabau, "Enhancing the Maintenance of Transformer Oils to Diminish the Risk of Blackouts", *Energetica*, Vol. 55, pp. 465-469, December 2007.
- [10] J. Sabau, "Determination of solid suspensions in electrical insulating oils by turbidimetry", *SAIT/CEA Technology Symposium*, Calgary (Alberta), 11-12 June 1998.
- [11] R. Sanghi, "Chemistry Behind the Life of a Transformer", *Resonance*, pp. 17-23, June 2003.
- [12] I. Fofana, Y. Zi  and M. Farzaneh, "Dielectric Response methods for diagnostic of Power equipments", In *Advance in Dielectric Material Research*, Chapter 6, pp. 249-299, Editor: Ai Huang,   2009 Nova Science Publishers, Inc., ISBN: 978-1-60692-266-8 (https://www.novapublishers.com/catalog/product_info.php?products_id=8490).
- [13] H. Z. Ding and Z. D. Wang, "On the degradation evolution equations of cellulose" *Cellulose*, pp. 205–224, 2008.
- [14] G. Breen, on the behalf of Study Committee 12, "Essential requirements to maintain transformers in service", paper 12-103, *Cigre session*, Aug. 30 – Sept 5, 1992.
- [15] H. Kan and T. Miyamoto "Proposals for an improvement in transformer diagnosis using Dissolved Gas Analysis" *IEEE Elec. Insul. Mag.* Vol. 11, N 6, pp. 15-21, 1995.
- [16] ASTM D2440-99(2004) Standard Test Method for Oxidation Stability of Mineral Insulating Oil, Volume 10.03, Issued May 2007.
- [17] J. Sabau, I. Fofana, A. Bouaicha, Y. Hadjadj and M. Farzaneh, "An Environmentally Friendly Dissolved Oxygen and Moisture Removal System for Freely Breathing Transformers", *IEEE Electrical Insulation Magazine*, Volume 26, No 3, pp. 30-38, May/June 2010.
- [18] J. Fabre and A. Pichon, "Deteriorating processes and products of paper in oil. Application to transformers", *CIGRE*, Paper 137, pp. 1-18, 1960.
- [19] United States Patent No. 7,208,874 B2 entitled "Method and Apparatus for Decreasing Gassing and Decay of Insulating Oil in Transformers". Inventor: Ioan Sabau, Alberta, CA Assignee: IonsOil Canda Ltd. Calgary, CA.
- [20] ATCO Electric, "ATCO Electric Successfully Tests New Dissolved Oxygen Removal System", *IEEE Electrical Insulation Magazine* Vol. 22, No. 3, May/June 2006.

Comportement et Calcul du Champ Electromagnétique Engendré à Proximité de Lignes d'Energie Transportant des Signaux HF

H. Slimani¹, A. Bendaoud¹, M. Bensetti², H. Miloudi¹, B. Benazza¹, F. Benhamida¹

¹Laboratoire IRECOM, Université Djilali Liabès
Sidi Bel Abbès 22000, Algeria

²Laboratoires: IRSEEM/ESIGELEC; Rouen, France

slimani.halima@yahoo.fr, babdelber22@yahoo.fr

Résumé— La vie s'est développée sur terre en s'adaptant à un environnement présentant des champs électromagnétiques faibles et de basses fréquences, ces champs magnétiques proviennent essentiellement des sources naturelles. Mais, depuis le début du XXème siècle, grâce aux développements de nouvelles technologies concernant les réseaux de télécommunication des champs artificiels d'intensités bien plus élevées et répartis dans un spectre très différent se sont superposés sur ce fond de rayonnement naturel dont les effets ne sont pas entièrement compris. Parmi ces nouvelles technologies nous avons le courant porteur en ligne (CPL) qui se base sur la transmission des signaux de très hautes fréquences par des lignes d'énergie de basse tension, ou il faut comprendre les mécanismes de pollution électromagnétique engendrés par cette technique. Cette dernière est utilisée par les transporteurs de l'énergie électrique pour la surveillance et la conduite du réseau électrique. Le rayonnement de ces derniers est parfois responsable de la pollution électromagnétique qui affecte et perturbe les équipements électronique et numérique propre au contrôle du réseau. Ceci constitue un sérieux problème de compatibilité électromagnétique et risque d'entraîner de sérieux dysfonctionnements dans le contrôle et la gestion du réseau électrique. Ce domaine jusqu'à ce jour est encore peu exploré par des spécialistes de compatibilité électromagnétique. Ce travail traite le rayonnement électromagnétique à proximité des lignes d'énergie transportant des signaux HF.

Mots clés – Compatibilité Electromagnétique, Modélisation, transmission HF, perturbations Electromagnétiques, Simulation, Ligne de transmission.

I. INTRODUCTION

La croissance du développement de la télécommunication provoque la naissance du CPL (Courant Porteur en Ligne). C'est une technologie qui consiste à transporter par les câbles de distribution de l'électricité un signal de Haute Fréquence de 1,6 MHz à 34 MHz en le superposant au signal basse fréquence 50 Hz du courant électrique. Ce signal Haute Fréquence permet de transmettre des données numériques entre une phase et le neutre de l'installation électrique domestique suivant la configuration de l'architecture des câbles des réseaux électriques qui sont en général non blindés.[2]

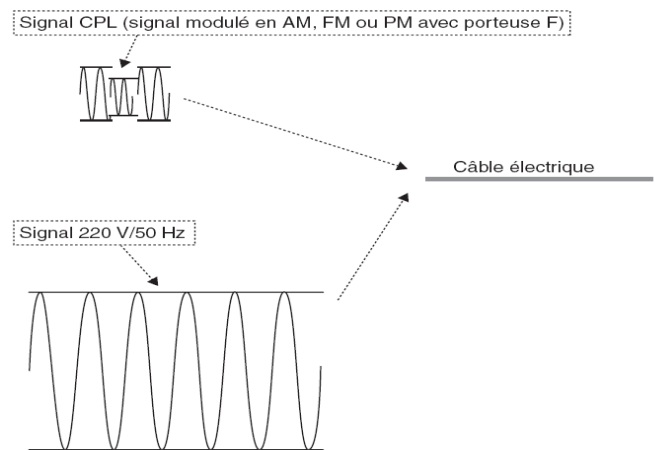


Fig. 1. Somme du signal CPL modulé et du signal électrique 220 V/50 Hz

II. COMMENT FONCTIONNE LA TECHNOLOGIE CPL ?

La distribution de l'énergie électrique se fait par trois types de réseau : Haute-Tension (HT), Moyenne Tension (MT) ou Basse Tension (BT).

Ces tensions arrivent à des postes de transformations pour la distribution sur le réseau final. C'est souvent à ce niveau que les signaux en Hautes Fréquences (HF) sont injectés pour la création de boucles de distributions dites locales.

Elles peuvent être segmentées en deux domaines d'utilisation complémentaires:

1-Indoor: Utilisation de cette technologie pour la réalisation d'un réseau informatique interne à un bâtiment (immeuble, école, etc.).

2- Outdoor : Utilisation de cette technologie pour la réalisation d'un réseau de desserte et permettre l'accès à l'Internet haut débit sur un ensemble de bâtiments (ville, quartier, etc.).

La problématique de la compatibilité électromagnétique de la technologie CPL (Courant Porteur en Ligne) concerne directement le transfert de données à un débit élevé sur le

réseau à basse tension (230V/400V) à l'extérieur et à l'intérieur des bâtiments. De tels réseaux ne sont en effet pas conçus pour transmettre des données à hautes fréquences. Ils agissent comme des antennes car ils n'ont pas été blindés, en fonction du type de raccordement, de câbles ou de lignes, et leur effet varie considérablement d'une installation à une autre.

III. MODÉLISATION DES CÂBLES

La modélisation des câbles de transport d'énergie est décrite par la théorie des lignes de transmission qui utilise deux hypothèses :

L'homogénéité et la conservation du courant. Les définitions de ces deux termes sont représentées ci-dessous : [3, 4, 5, 6]

Homogénéité : une ligne de transmission est composée au moins de deux conducteurs en parallèle au même axe. Les paramètres géométriques (rayon de conducteur, distance entre les centres des conducteurs, longueurs) et physique (nature des conducteurs et des isolants ou diélectrique). Ces paramètres sont alors considérés constants sur toute la longueur de la ligne. Dans cet ensemble de conducteurs on distingue deux types : les conducteurs « aller » et ceux de « retour ».

Conservation du courant : la somme des courants des conducteurs « aller » égale et opposé à la somme des courants conducteurs « retour ». Ces lignes sont caractérisées par des paramètres primaires et secondaires [3]:

- **Paramètres primaires** ou paramètres linéiques (par unité de longueur) :

On définit, à la pulsation ω , l'impédance longitudinale Z et l'admittance Y linéiques par les relations :

$$\bar{Z} = R + jL\omega \quad (1)$$

$$\bar{Y} = G + jC\omega \quad (2)$$

- **Paramètres secondaires** :

L'impédance caractéristique est égale à la racine carrée du rapport de l'impédance longitudinale sur l'admittance transversale. Lorsque l'impédance de la source et de la charge sont égales à l'impédance caractéristique de la ligne, il n'y a pas de réflexion d'onde.

$$Z_c(\omega) = \sqrt{\frac{R + jL\omega}{G + jC\omega}} \quad (3)$$

De la même manière que les paramètres linéiques, l'impédance caractéristique des câbles de transmission HF est constante sur une large bande de fréquence (quelques centaines de MHz).

On peut définir le coefficient de réflexion Γ_0 ou Γ_1 qui est le rapport de la tension (ou de courant) de l'onde incidente sur la tension (ou le courant) de l'onde réfléchie. On définit ce terme à l'entrée de la ligne (Γ_0) ou la sortie (Γ_1) de celui-ci par les relations :

$$\Gamma_0 = \frac{Z_0 - Z_c}{Z_0 + Z_c} \quad (4)$$

$$\Gamma_1 = \frac{Z_1 - Z_c}{Z_1 + Z_c} \quad (5)$$

Avec Z_0 : impédance interne de la source, à l'entrée de la ligne,

Z_1 : impédance de charge à l'extrémité de la ligne,

A partir de ces définitions et en décomposant la ligne en cellules élémentaires associées en série, il est possible d'établir les relations entre les courants et les tensions dans une ligne de transmission homogène.

Considérons un élément de la ligne de longueur dx caractérisé par les éléments longitudinaux $R \cdot dx$ et $L \cdot dx$ et les éléments transversaux $C \cdot dx$ et $G \cdot dx$.

Les tensions et les courants sont respectivement $U(x)$ et $I(x)$ à l'entrée, $U(x+dx)$ et $I(x+dx)$ à la sortie.

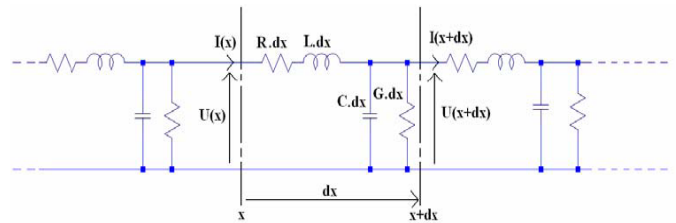


Fig. 2. Tronçon élémentaire d'une ligne de transmission

La modélisation des câbles électriques se fait selon le nombre des conducteurs et de leur nature (blindé ou non blindé), les figures suivantes montrent les formes géométriques et les caractéristiques de quelques câbles électriques :

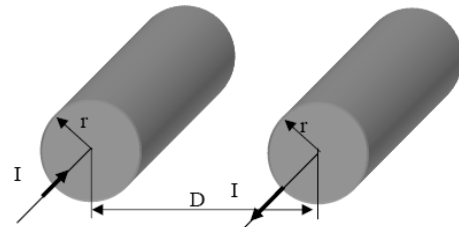


Fig. 3. Ligne bifilaire

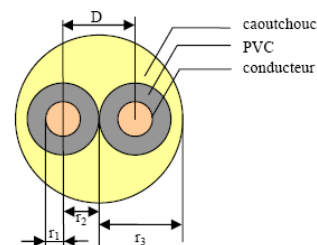


Fig. 4. Caractéristique géométrique d'un câble de deux conducteurs non blindés

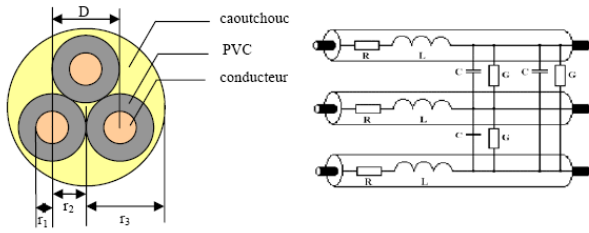


Fig. 5. Caractéristique géométrique d'un câble de trois conducteurs non blindé et leur schéma équivalents.

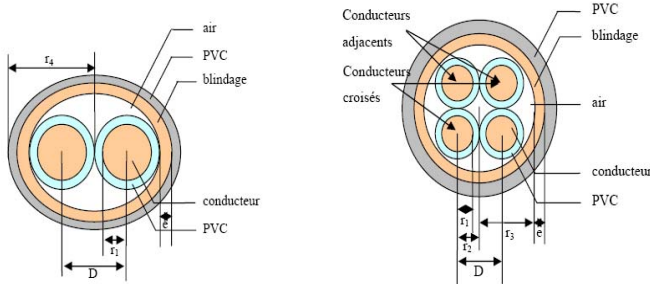


Fig. 6. Caractéristique géométrique des câbles blindés

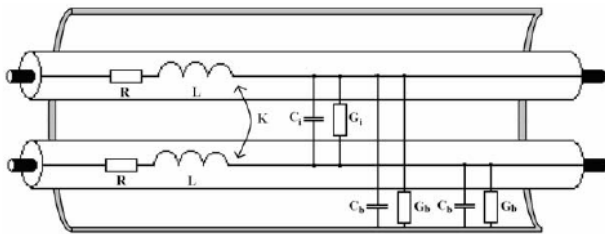


Fig. 7. Schéma équivalent d'un câble blindé de deux conducteurs

IV. RÉSULTATS DE SIMULATION

Le but des simulations que nous avons effectué était le calcul et la représentation de la répartition des champs électromagnétiques engendré à proximité de lignes d'énergie transportant des signaux HF.

Le logiciel que nous avons utilisé est le logiciel HFSS (High Frequency Structure Simulator) [7].

Ce logiciel est basé sur la méthode des éléments finis [8]. C'est une méthode de résolution des équations de Maxwell qui nécessite le découpage de l'espace en tétraèdres sur lesquels s'appliquent l'algorithme de résolution et le calcul des paramètres S_{ij} .

Afin d'obtenir des résultats plus représentatifs et s'approchant de la réalité, le logiciel HFSS nous a permis de simuler et de calculer les champs (électrique et magnétique) dans les trois types de câbles de longueur $L=50$ cm [3].

L'ensemble des résultats de cartographie de champs électriques et magnétiques présentés est référencé à l'aide d'une échelle de couleur qui permet de repérer les valeurs de l'intensité de ces champs.

Utilisation des paramètres S_{ij}

Cette méthode est essentiellement utilisée pour les câbles coaxiaux. Les paramètres S_{ij} sont souvent utilisés dans le domaine des radio fréquences et des micro-ondes.

Ils permettent, par analogie avec les lignes de transmission, de définir un quadripôle en terme de transmission et de réflexion [3].

Le principe de cette méthode est le suivant : soit un quadripôle parcouru par des ondes directes (entrantes) et des ondes inverses (sortantes). Dans ce quadripôle, elle représente la matrice S (Scattering) ou matrice de répartition comme le montre la Fig. 8.

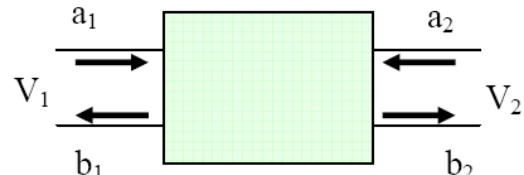


Fig. 8. Conventions utilisées pour le quadripôle (Répartition des paramètres)

Le quadripôle est alors défini par la relation :

$$\begin{bmatrix} b_1 \\ b_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_{11} & S_{12} \\ S_{21} & S_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a_1 \\ a_2 \end{bmatrix} = [S] \begin{bmatrix} a_1 \\ a_2 \end{bmatrix} \quad (6)$$

Où S_{ij} sont les coefficients de transmission, de la sortie j vers l'entrée i . Les termes de cette matrice S sont :

- S_{11} : coefficient de réflexion d'entrée,
- S_{21} : coefficient de transmission,
- S_{22} : coefficient de réflexion de sortie,
- S_{12} : coefficient de transmission inverse de la ligne.

A. Câble de deux conducteurs non blindé :

Composé de deux conducteurs en cuivre de rayon $R=0,69$ mm entouré par deux cylindres en PVC de rayon $R=1,44$ mm le tout enrobé par un cylindre en caoutchouc de rayon $R=5$ mm.

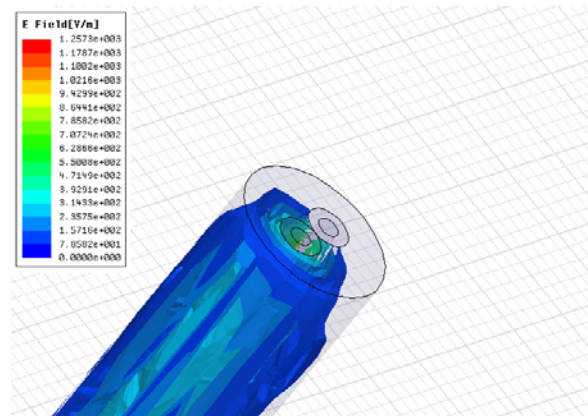


Fig. 8. Propagation du champ électrique dans un câble de deux conducteurs non blindé ($f=10$ MHz).

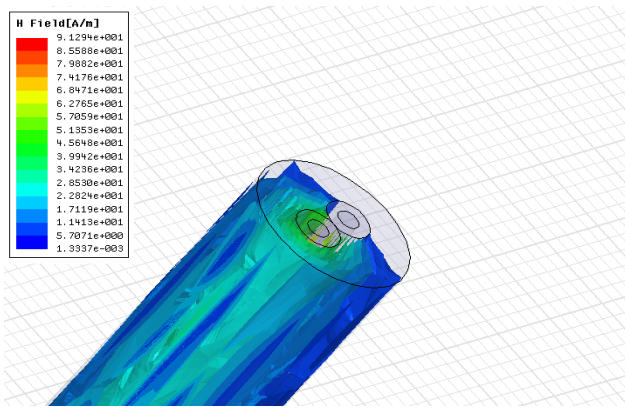


Fig. 9. Propagation du champ magnétique dans un câble de deux conducteurs non blindé ($f=10$ MHz).

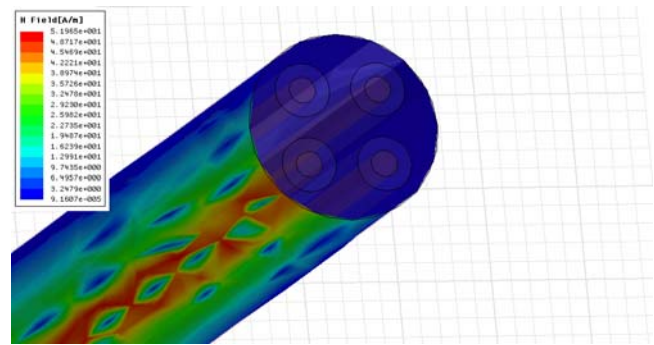


Fig. 12. Propagation du champ magnétique dans un câble de quatre conducteurs non blindé ($f=10$ MHz).

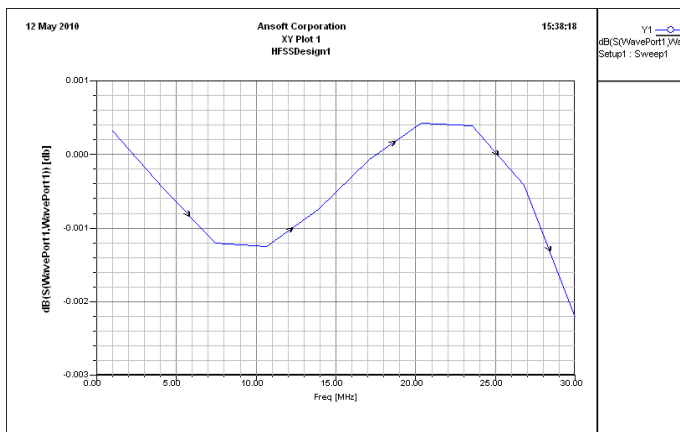


Fig. 10. Représentation de S11 coefficient de réflexion en fonction de la fréquence dans un câble de deux conducteurs non blindé ($f=10$ MHz).

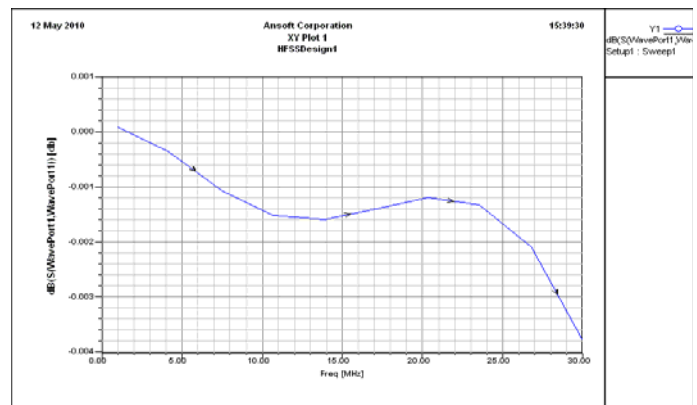


Fig. 13. Représentation de S11 coefficient de réflexion en fonction de la fréquence dans un câble de quatre conducteurs non blindé ($f=10$ MHz).

B. Câble de quatre conducteurs non blindé :

Les quatre conducteurs en cuivre chacun de rayon $R=0,69$ mm entouré par quatre cylindres en PVC de rayon $R=1,44$ mm le tout enrobé par un cylindre en caoutchouc de rayon $R=5$ mm.

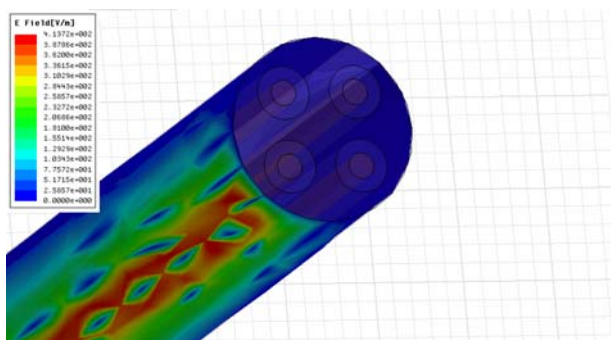


Fig. 11. Propagation du champ électrique dans un câble de quatre conducteurs non blindé ($f=10$ MHz).

C. Câble de deux conducteurs blindé :

Les conducteurs en cuivre de rayon $R=0,69$ mm entouré par deux cylindres en PVC de rayon $R=1,44$ mm et les deux sont inclus dans un autre cylindre en cuivre d'épaisseur $e=1$ mm et de rayon $R=4,5$ mm. Le tout est enrobé par un cylindre en caoutchouc de rayon $R=5$ mm.

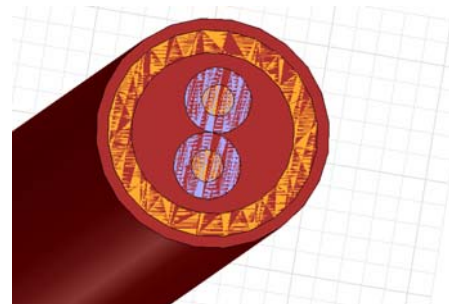


Fig. 14. Représentation d'un câble de deux conducteurs blindé par le logiciel HFSS ($f=10$ MHz).

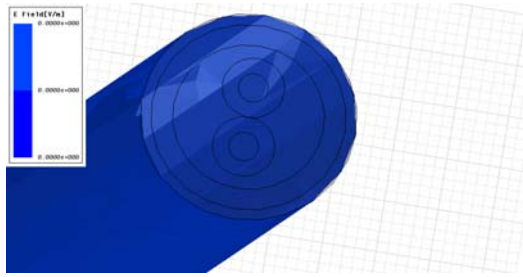


Fig. 15. Champ électrique dans un câble de deux conducteurs blindé

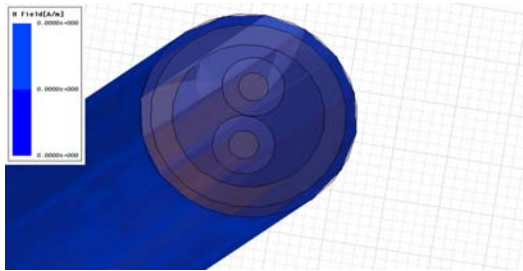


Fig. 16. Valeur du champ magnétique dans un câble de deux conducteurs blindé (f=10 MHz).

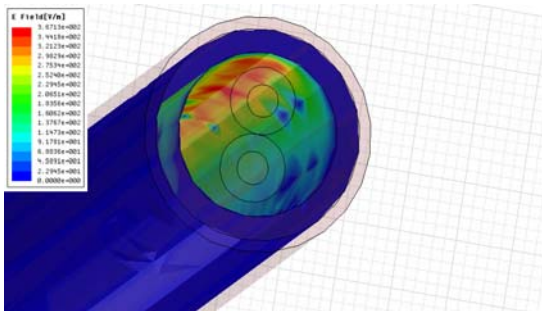


Fig. 17. Propagation du champ E dans le blindage

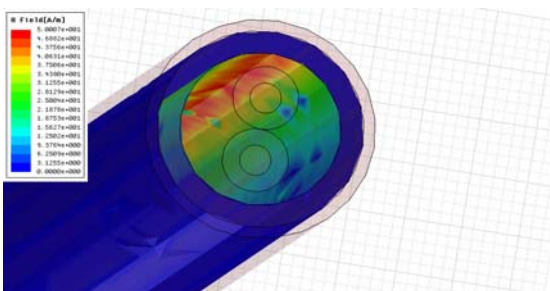


Fig. 18. Propagation du champ H dans le blindage

En analysant les résultats des figures 13 ; 14 ; 15 et 16, nous constatons une très bonne efficacité du blindage pour l'élimination du champ électromagnétique.

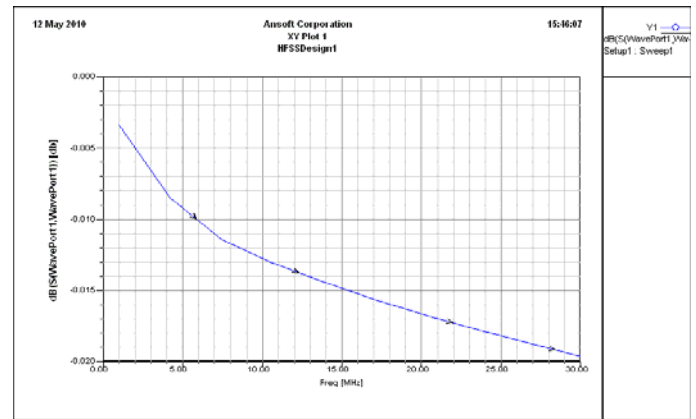


Fig. 19. Représentation de S11 coefficient de réflexion en fonction de la fréquence dans un câble de deux conducteurs blindé (f=10 MHz).

Les résultats obtenus permettent de conclure que le champ électromagnétique varie inversement proportionnel au nombre de conducteurs.

La courbe présentée dans la Fig. 10 montre la diminution du coefficient de réflexion S11 en fonction de la fréquence dans la bande de fréquence (0-8Mhz) et une augmentation des valeurs dans une bande de fréquence (10-25Mhz) due a l'intensité du champ puis une décroissance totale jusqu'à une valeur minimal.

Par contre dans la courbe représenté dans la Fig. 13, on remarque une décroissance des valeurs du coefficient de réflexion S11 avec une augmentation légère dans la bande (15-20Mhz) due a la faible valeur du champ puis une diminution vers une valeur minimal, ce qui est clairement indiqué dans la courbe représenté dans la Fig. 19 où il y a une décroissance totale à cause de l'élimination du champ en utilisant le blindage.

D. Influence de la fréquence sur la propagation du champ dans un câble de deux conducteurs non blindé

On a calculé les deux champs électrique et magnétique maximal pour trois fréquences différentes, les résultats sont donnés dans le Tableau 1.

f (MHz)	Champ E (V/m)	Champ H (A/m)
10	1.2573e+003	9.1294 e+001
20	4.1326 e+003	8.2189 e+001
30	7.6080 e+003	8.2189 e+001

Tableau. 1. Champ électrique et magnétique en fonction de la fréquence

A l'aide du Tableau. 1, on peut conclure qu'il ya une variation proportionnel du champ E en fonction de la fréquence, Alors que le champ H reste presque constant et cette conclusion peut encore être confirmé par la représentation de S11 dans la Fig. 20.

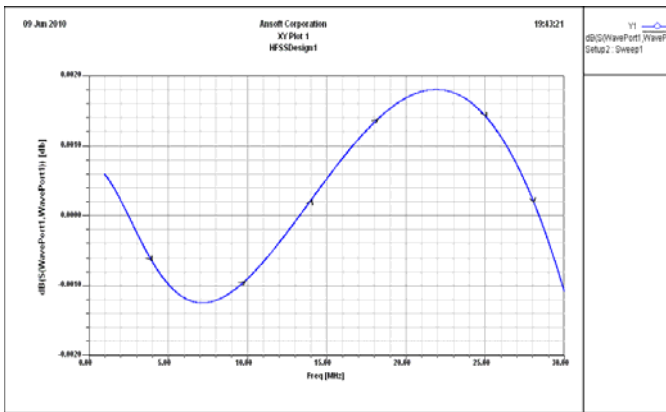


Fig. 20. Représentation de S11 coefficient de réflexion en fonction de la fréquence dans un câble de deux conducteurs non blindé pour $f=20$ MHz

Dans la Fig. 20, on remarque que dans la bande du (15-23) MHz il y a une augmentation du S11 jusqu'à une valeur maximale (égale à 0.0018 dB). Cette augmentation est importante en comparaison avec la Fig. 10 due à l'intensité du champ E.

Si on installe le même blindage étudié dans la section C, on aura les résultats de la Fig. 21.

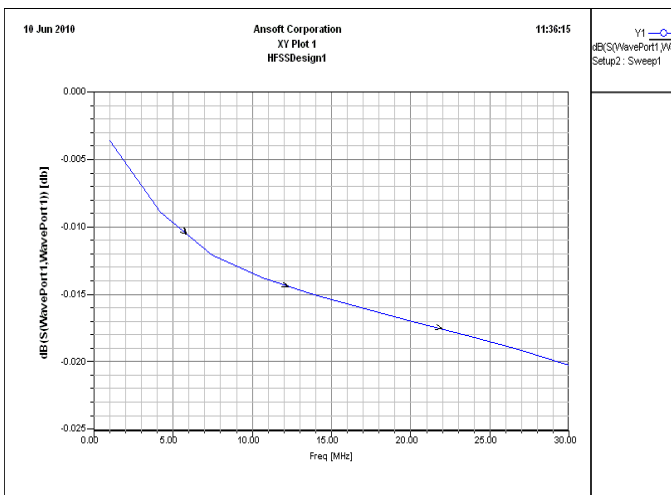


Fig. 21. Représentation de S11 coefficient de réflexion en fonction de la fréquence dans un câble de deux conducteurs blindé pour $f=20$ MHz

En analysant la Fig. 21, on remarque la décroissance rapide de la courbe S11, ce qui montre que le blindage dans notre cas minimise les valeurs des champs électrique et magnétique.

V. CONCLUSION

Les nuisances des systèmes CPL (courant porteurs en ligne) ne sont maintenant plus à démontrer, elles sont largement prouvées par nos résultats obtenus.

Il y a une faible puissance mais à flux continu, on devrait interdire l'implantation de réseaux CPL ou faire une obligation

d'utiliser des câbles blindés, au nom de principe de précaution. [2]

Le fort rayonnement électromagnétique s'étant révélé comme le problème majeur de cette technologie, une méthode pour les réduire s'imposait comme une suite logique dans ce travail. D'autant plus qu'aucune solution n'avait été proposée jusqu'alors pour remédier définitivement à ce problème. Une fois on connaît la cartographie du champ électromagnétique on peut faire des essais sur le réseau 230 V pour confirmer les résultats obtenus mais des développements supplémentaires seront nécessaires. Ceux-ci consisteraient en l'ajout d'un système permettant de synchroniser le déphasage des signaux CPL et auxiliaire en fonction du comportement du canal de transmission afin d'optimiser les performances du système pour chaque fréquence utilisée par le CPL.

VI. REFERENCES

- [1] Richard RAZAFFERSON : « Analyse du rayonnement et des couplages électromagnétiques provoqués par des signaux hautes fréquences interférant avec des câbles d'énergie basse tension »
- [2] Michel Vonlanthen : LA PLC EST UNE ABERRATION TECHNIQUE Power Line Communication (ou CPL en français)
- [3] WEENS YANNICK, Modélisation des câbles d'énergie soumis aux contraintes générées par Les convertisseurs Electrique de puissance
- [4] N.Idir. R.Bausière, J.J.Franchand « identification des chemins de propagation des courants perturbateurs dans un variateur électronique de vitesse » CEM 2004
- [5] G. Gay .A. Riboulot .A guignabel « les perturbations électromagnétique basse et haute fréquence ».Intersections documentation .le magazine Schneider électrique de l'enseignement Technologique et professionnel.Juin 2000
- [6] V. Costa, S. Caniggia, L. Catello, "On the Computation of Electromagnetic Field Components From a Transmission Line: Theory and Application", IEEE, 1990.
- [7] C. Gary, "Approche Complète de la propagation Multifilaire en Haute Fréquence par Utilisation des Matrices Complexes", EDF Bulletin de la Direction des Etudes et Recherches, série BN°3/4, pp. 5-20, 1976.
- [8] R. S. Shi, "Rayonnement Electromagnétique des Réseaux Electriques à Topologie Complexe", Thèse de Doctorat de l'INPG. Grenoble 1992.
- [9] J. Newbury and J. Yazdani, "From narrow to broadband communications using the low voltage power distribution network", International Symposium on PLC and its applications, pp. 120-124, Kyoto, Japan, 2003.
- [10] F. Issa, D. Chaffanjon and A. Pacaud, "Outdoor radiated emission associated with power line communication systems", Proc. IEEE International Symposium on EMC, pp. 521-526, Montreal, Canada, 2001.
- [11] E. Marthe, F. Rachidi, M. Ianoz and P. Zwiack, "Indoor radiated emission associated with power line communication systems", Proc. IEEE International Symposium on EMC, pp. 517-520, Montreal, Canada, 2001.
- [12] C. R. Paul, "Analysis of multiconductor transmission lines", Wiley Interscience, 1994.
- [13] F. Issa, T. Sartenar, E. Marthe, F. Rachidi, N. Korovkin, S. Duteau and A. Pacaud, "Analysis of power line communication networks using a new approach based on scattering parameters matrix", Proc. IEEE International Symposium on EMC, pp. 1043-1047, Minneapolis, USA, 2002.
- [14] E. Marthe, F. Issa and F. Rachidi, "Analysis of power line communication networks using a new approach based on an efficient measurement technique", Proc. IEEE International Symposium on EMC, pp. 367-371, Boston, USA, 2003.

An Open Source Real-Time Power System Simulator with HIL

Lotfi Baghli ⁽¹⁾, Gaetan Didier ⁽²⁾, Sofiane Bendali ⁽²⁾ and Jean Leveque ⁽²⁾

⁽¹⁾ Faculte des Sciences de l'Ingénieur, Université Aboubekr Belkaid,
13000 Chetouane, Tlemcen, ALGERIA

⁽²⁾ Groupe de Recherche en Electrotechnique et Electronique de Nancy (GREEN-UHP), Université
Henri Poincaré, 54506 Vandoeuvre-lès-Nancy Cedex, France.

e-mail : Lotfi.Baghli@green.uhp-nancy.fr

Abstract—This paper presents an open source project that yields to the development of a power system simulator on a low cost DSP board running online and includes hardware in the loop (HIL) to interact with actual components.

Experimental results of the real-time power system simulator being carried out on the digital signal processor (DSP) board of a 3-phase short circuit and with an external variable load are presented and discussed.

Index Terms—Power system, Load flow, Transient stability, Hardware In the Loop (HIL), Real Time Simulator (RTS), DSP.

INTRODUCTION

Nowadays, renewable energy systems introducing wind turbines, solar generators and hydraulic plants are more and more installed.

To study the impact of putting a lot of small electrical production plants, one must analyse the interaction of these systems not only as standalone devices, but also as a part of a power network. The power system, because of its heavily connected grid, can respond quickly to apparatus and faults. These problems propagate rapidly to connected networks, fragelizing the whole system.

Real-time simulators are expensive equipments. They also require power amplifiers to connect to actual devices under test (synchronous compensator, double fed induction generators (DFIG), circuit breaker, superconducting limiters...) [1][2].

Our approach is an academic essay to answer the need of an inexpensive versatile open source real-time simulator that has a built-in capability to interface with experimental equipments.

This open source software will be available on request to the researchers. The code can be adapted to test different equipments that can be interfaced to a dSPACE DS1104 or equivalent DSP boards. The Hardware In the Loop (HIL) concept is very important since the experiments on real power systems is quite impossible. It is necessary to test real equipments such as power system stabilizers, circuit breaker controllers [3] in a closed loop real-time simulator. We

encounter more and more application using HIL or FPGA In the Loop [4]. Unlike Lu et al.[5], who choose to run the RTS on an external PC using a Linux based RT system, we run the RT simulator on the same DSP board that interfaces the HIL. The DSP board offer a more flexible system than an analog reprogrammable VLSI [6]. It is also cost effective.

The aim is to develop or adapt the models of the power system elements (synchronous generators, lines, transformers...) to reflect accurately enough the actual ones.

In this paper, we present our approach and the results we obtained with our self developed real-time simulator (RTS) for power system with and without HIL.

We will first discuss the load flow and transient stability simulation and implementation. We then compare a real-time short circuit study with an offline traditional PC simulation using the original code developed by the authors in a previous study [7]. After that, we will present the HIL design that allows the interaction of an external load with power systems being real-time simulated on board.

DESCRIPTION

Single DSP board solutions are powerful enough nowadays to implement such simulators. We choose one of the most often used DSP single board in the academic world named dSPACE DS1104. It is affordable and many labs already have it for motor control purposes. It contains two DSP; a 250 MHz PowerPC with 32 bits floating point computation capabilities and a slave TMS320F240 mainly used for PWM signal generation in order to drive inverters.

dSPACE offers a full software environment to let the user interact (ControlDesk) with the program running on the DSP board but also performs rapid prototyping and interface with software tools. The RTlib and RTI (Real Time library and Real Time Interface) allow connecting the DSP board hardware (ADC, DAC, digital I/O, timers, serial UART, PWM, encoders...) with the program being executed on the DSP. RTlib is a C runtime library and RTI is a layer over RTlib that allows using the hardware with Matlab Simulink blocks. Thanks to an optimized C compiler and to the Real Time Workshop, one can generate the appropriate DSP-targeted executable code.

Recently, a C++ compiler has also been available with Microtech PowerPC C compiler allowing the use of Object Oriented Programming (OOP). The C++ offers also the complex class that is of great interest for load flow and transient stability code implementation. This board is very suitable for developing versatile HIL systems as we will show thanks to our study.

POWER SYSTEM MODELLING

The studies concerning power systems have to predict how the system will react on a fault or a change in its structure or in its load.

Therefore, we must implement load flow algorithms as well as transient stability computing routines.

The whole study is done in per unit (p.u.) system. Any p.u. quantity is defined as the ratio of the real quantity to its base value expressed as a decimal [8]. This system has the advantage of knowing immediately if we are at nominal or over-loaded conditions without having to refer to the rated power of the device. All variables are expressed as complex quantities (magnitude and phase).

We focus our study on the 5-bus power network presented on Fig. 1. [9]. A bus is a node where different power network components (generators, transformers, lines, loads) are connected. The size of a network is expressed by the number of buses.

There are 3 kinds of buses: the slack bus (also named swing or reference bus), the PV (generator) bus and the PQ (load) bus. There is only one slack bus in a network; generally it is the strongest node in terms of power production. The voltage is fixed at this bus in magnitude and phase. The generator buses are called PV buses because voltage magnitude and active power are fixed. For the load buses, the active and reactive powers are known (PQ buses).

In our study example, the NORTH bus is the slack one. The SOUTH bus is a PV one. All others are PQ buses. All the network characteristics and a power system software are available online [7].

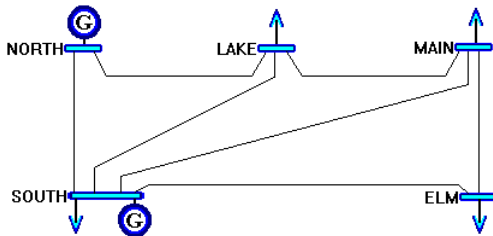


Fig. 1. Five-bus power system [9]

The line model

The power is transported between two buses with lines. We modelize a line by a Π structure [8]. R and X represent the total serial resistance and reactance. G and B are the shunt

conductance and admittance (Fig. 2.).

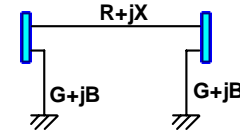


Fig. 2. Model of a mid-length high voltage line

The synchronous generator model

The synchronous generators are represented by an e.m.f. E_g , a transient reactance X'_d and a resistance R (Fig. 3.).

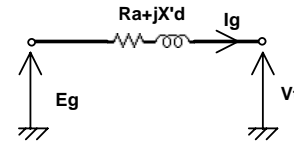


Fig. 3. A Simplified transient model of the synchronous generator

This representation will be used in the transient stability study. For load flow studies, the rated voltage in magnitude, the active power P_g and the limits of production of reactive power (Q_{gmin} , Q_{gmax}) are the main characteristics of a PV bus.

For the transient model, we need the mechanical equation [8][9]:

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = J \frac{d^2\theta_m}{dt^2} = J \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = C_m - C_e$$

with:

$$\theta_m = \omega_{sm}t + \delta_m$$

$$\theta = \omega_s t + \delta$$

$$\theta = p\theta_m \text{ and } \delta = p\delta_m$$

$$J\omega_{sm} \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \text{ with } \omega_m \approx \omega_{sm}$$

$$\frac{1}{S_b} \left(\frac{1}{2} J\omega_{sm}^2 \right) \frac{2}{\omega_{sm}} \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = \frac{P_m - P_e}{S_b} \text{ (W)}$$

We define $H = \frac{1}{S_b} \left(\frac{1}{2} J\omega_{sm}^2 \right)$ the ratio of the kinetic energy

stored at synchronous speed over the base power in MVA.

We then obtain the mechanical differential equation:

$$\frac{2H}{\omega_{sm}} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e \text{ (p.u.)}$$

As ω_{sm} and δ_m are mechanical quantities, we obtain:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e \text{ (p.u.)}$$

with $\omega_s = 2\pi f_s$

If we include the mechanical damping, the equation becomes:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e - D \frac{d\delta}{dt} \quad (\text{p.u.})$$

So, the state system to be solved is:

$$\begin{cases} \frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \\ \frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_s}{2H} \left(P_m - P_e - D \frac{d\delta}{dt} \right) \end{cases}$$

The electrical quantities related to the generator are:

$$E_g = V_t + \frac{I_g}{y_g} \quad \text{with} \quad y_g = \frac{1}{R_a + jX_d'} \quad \text{and} \quad I_g = \left(\frac{S_g}{V_t} \right)^*$$

$$P_e = \text{Re}(E_g I_g^*)$$

This power equals the mechanical power P_m of the turbine in a steady state operation.

The load model

Loads are represented by their power representation ($P_L + jQ_L$) or by calculating the corresponding admittance in respect to the voltage at the considered bus using:

$$Y_L = \frac{P_L - jQ_L}{V^2}$$

For the transient stability studies the latter is more suitable. It is obtained after a load flow study.

POWER SYSTEM ANALYSIS METHODS

Load flow

In order to compute the power flow and the voltage of all the buses of the network, we have to do a load flow computation. Various methods exist in the literature [9][15]; Gauss-Seidel, Newton-Raphson and the Fast Decoupled Load Flow. These methods have advantages and disadvantages.

The Gauss-Seidel (G-S) method is easy to implant and is suitable for small-sized networks. For bigger networks, the convergence is attainable after a large number of iterations.

The Newton-Raphson (N-R) algorithm converges quadratically, so it takes less iterations than the Gauss-Seidel one. However, it is a more complicated algorithm to implement, it takes a larger amount of memory and it is computation intensive.

For this reason, the Fast Decoupled Load Flow (FDLF) [16] reduces the matrix size by one half, while conserving the quadratic convergence property of N-R. The aim of the FDLF is the strong relation between the active power and the voltage phase and between the reactive power and voltage magnitude.

We used for these studies the G-S one because of the small network size but one can find all the algorithms programmed

and given in full source in the Power Designer software that is downloadable from [7].

The load flow algorithm is iterated until the voltage difference, at each bus, between two successive iterations, falls under a fixed tolerance.

The current injected through the i^{th} bus to the network equals:

$$I_i = \sum_{k=1}^N I_{ik} = \sum_{k=1}^N Y_{ik} V_k = Y_{ii} V_i + \sum_{k=1, k \neq i}^N Y_{ik} V_k$$

Y_{ii} represents the admittance at the node i and Y_{ik} represents the admittance between this node and another one.

The Y matrix is constituted from all these elements. It is built thanks to the power system elements, prior to power flow calculation.

The power at a node is expressed as:

$$S_i = P_i + jQ_i = V_i I_i^*$$

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} = \sum_{k=1}^N Y_{ik} V_k = Y_{ii} V_i + \sum_{k=1, k \neq i}^N Y_{ik} V_k$$

$$V_i = \frac{P_i - jQ_i}{\underbrace{Y_{ii}}_{KL_i}} \frac{1}{V_i^*} - \sum_{k=1, k \neq i}^N \underbrace{Y_{ik}}_{YL_{ik}} V_k$$

To compute V_i^{m+1} , the voltage, at the bus numbered i , at iteration $m+1$, we use voltages computed at previous iterations V_i^m :

$$V_i^{m+1} = KL_i \frac{1}{V_i^{*m}} - \sum_{k=1, k \neq i}^N YL_{ik} V_k^m$$

A slightly modified version allows the use of the recently computed voltages at iteration $m+1$; those below the i^{th} node to evaluate the voltage of bus i :

$$V_i^{m+1} = KL_i \frac{1}{V_i^{*m}} - \sum_{k=1}^{i-1} YL_{ik} V_k^{m+1} - \sum_{k=i+1}^N YL_{ik} V_k^m$$

These equations are suitable for PQ buses but for PV buses, the algorithm is adapted, because the voltage magnitude is kept constant to its nominal value and the active power is also fixed, the phase is free to change. The active power produced is fixed to the one of the generator connected to that bus.

Hence, only the phase of the voltage vector at a PV bus changes, but if the reactive power produced by the generator connected to a PV bus reaches its limit, then the PV bus becomes a PQ bus with a fixed power and with a voltage vector free to change in magnitude and phase.

Transient stability

There are two main kinds of transient stability studies:

A. The first-swing stability

In this case, the study is based on a simple model of generators with control systems. We do consider only the first

second following the disturbance. If the network machines remain stable after this second, then the power network is considered as stable for this disturbance.

B. The multi-swing stability

In the latter, the study continues many seconds after the disturbance. It requires more accurate models than the one presented in Fig. 3. It has to take into account control systems (frequency and voltage), in order to reflect a better behavior of the power network machines.

The computation methods used for transient stability studies are step by step time integration of the differential equation of the state system of the generators. We implemented modified Euler, trapezoidal and Runge Kutta 4 integration methods. At each sampling step, we also perform a load flow computation in order to get the new power distribution and bus voltage.

As these algorithms are running online, we must be careful not to overload the floating point PPC of the DSP board. We chose a 1 ms time step for the transient stability study while keeping the inner loop for HIL at 200 μ s (vector control, Park transformation, current control,...). The double star PWM has a period of 100 μ s, while the outer speed control loop has a sampling period of 1 ms.

The state vector $[X_v]$ of the multi-machine system is equal to:

$$X_v = [\delta_0 \quad \delta_1 \quad \dots \quad \delta_{N_{PV}} \quad | \quad \omega_0 \quad \omega_1 \quad \dots \quad \omega_{N_{PV}}]^T$$

Each couple of variable $(X_v[i], X_v[N_{PV} + i])$ represents the state variables previously introduced in generator modelling.

At the beginning of the transient stability study (at $t=0$), the state vector is initialized thanks to a load flow computation with:

$$X_v[i] = \arg(E_g[i])$$

$$X_v[N_{PV} + i] = \omega_s$$

(i taking values from 0 to the number of PV buses N_{PV}).

Thus, we include the slack bus, which has a large generator as well.

We also initialize the mechanical power that counter-balances the electrical power at the latter in steady state operation, before the fault occurrence.

STUDIES

We will present two studies done with the real time power system simulator we are developing: a 3-phases short circuit and a sudden external load increase (HIL).

A. The 3-phases short circuit

This study uses no HIL and is intended to verify that the simulation done online on the dSpace DSP board gives the same results as the offline version implemented on a Pentium PC based computer.

It also shows whether the power network can be simulated

online given the sampling period without exceeding the DSP computation capability. We tested the reference five-buses power system (Fig. 4.) [9].

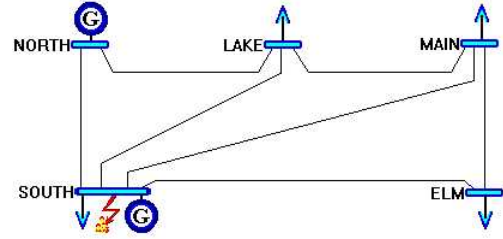


Fig. 4. The five-buses power system. An example of a 3-phases short circuit

The short circuit is a three-phase one happening on the bus SOUTH of the power network. The fault is cleared after 0.1 s. During the fault, the machines at NORTH and SOUTH buses accelerate (Fig. 5.). The internal machine angles evolves consequently (Fig. 6.). The δ_i angle is not the internal machine angle but it is the generator e.m.f. angle in respect to the argument of the voltage of the swing bus at the beginning of the study. The δ_i angle is initialized at the argument of E_{gi} .

We notice that the power generated (Fig. 7.) at the faulty bus drops to zero as well as the voltage magnitude (Fig. 8.) because of the non-impedant fault severity.

The simulation shows that the power network is stable after the first swing because the machine speeds start to oscillate. So, with appropriate damping and speed control, it will return to nominal values. This means that the power network will remain stable with this fault. If we increase the duration of the fault to 0.2 s, we will notice that the system will be no longer stable. It will drop out after the first swing [7] [9].

The ControlDesk capture screen (Fig. 9.) shows the results of the RTS.

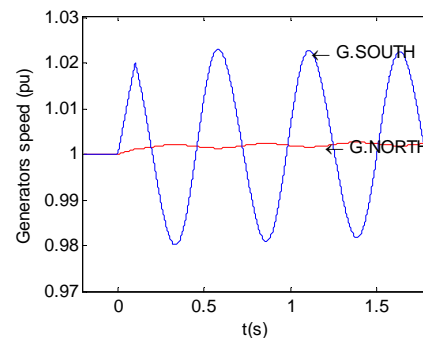


Fig. 5. The 3-phases short circuit transient stability study, the generators speed

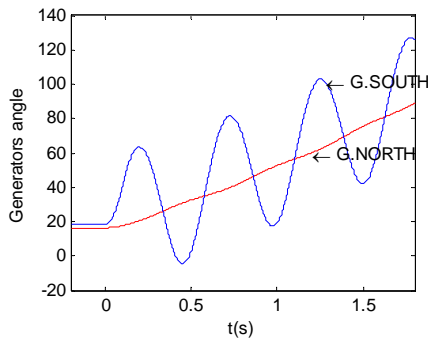


Fig. 6. The 3-phases short circuit transient stability study, the generators angle

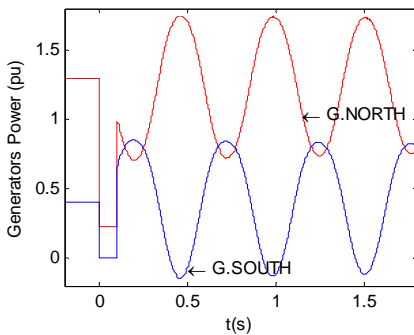


Fig. 7. The 3-phases short circuit transient stability study, the generated power

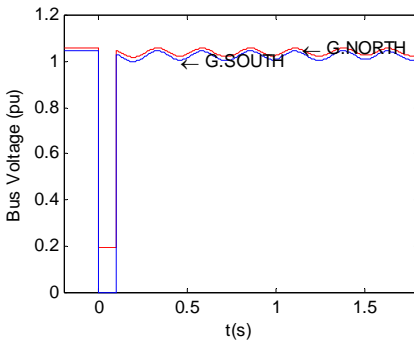


Fig. 8. The 3-phases short circuit transient stability study, the bus voltage

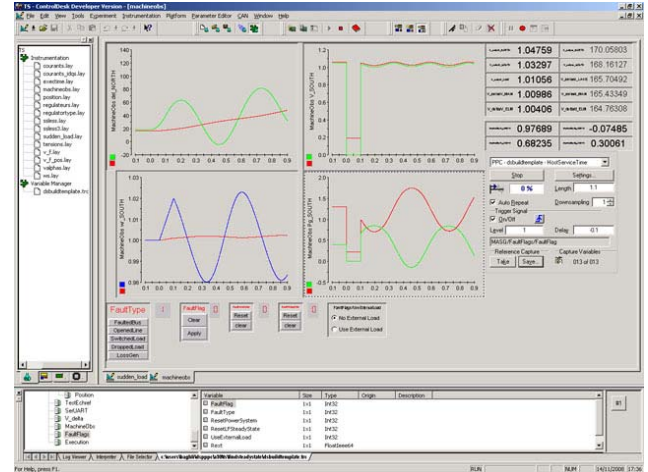


Fig. 9. The real time simulation of a 3-phases short circuit.

B. The sudden external load increase (HIL)

The second study presented in this paper involves the HIL features of the open source software and allows the interface of an external physical component. A rheostatic resistance will be used to represent a variable load on the power network being simulated on the DSP board.

The experimental bench is composed of a 3-phase voltage source inverter driven by a DS1104 dSpace board. The rheostatic resistance load is connected to the inverter in series with a self inductance that will filter the PWM signal to obtain a continuous current in the load (Fig. 10.).

The power system sees the load as an impedance $Z=V/I$. The bus voltage computed online at each sampling period is applied to the external load, using an inverter. The voltage magnitude is obtained by multiplying the per unit voltage at SOUTH bus by the base voltage V_b . The latter is chosen according to the rheostat impedance and to the maximum current allowed ($V_b = 50 \text{ V}$, $Z_b = 8 \Omega$).

For the sake of simplicity, to measure the current and inject it in the power system, we choose DC values with a three phase inverter used in a single phase connection:

$$V_{ds}=V_{ref}, V_{qs}=0$$

$$V_{as}=V_{sref}, V_{bs}=0, V_{cs}=0 \text{ (Clarke transformation)}$$

A computed PWM is used to drive the inverter. Its pattern is centralized around the timer period-match signal that also triggers the ADC SOC (Start Of Conversion) signal of the board. This way of programming the DSP core interruptions allows the minimum current distortion measure because we sample the currents while away from the inverter-legs switching instants.

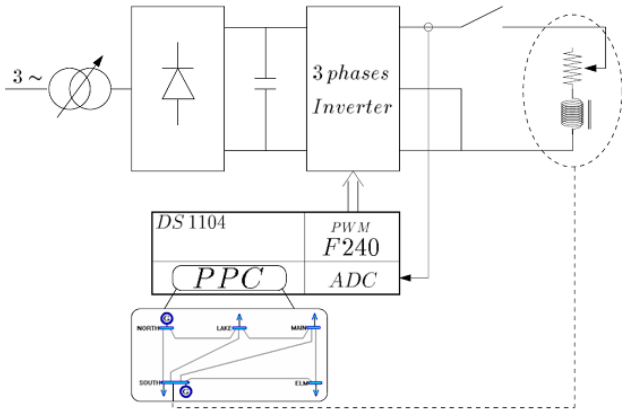


Fig. 10. The experimental test bench for a HIL real-time power system simulator

The 3-phase inverter is connected as on Fig. 10. The fundamental frequency of the inverter is zero; $\omega_s=0$ Hz. The high frequency PWM switching is filtered using an inductance in series with the rheostat.

The current is measured with a Hall sensor and used to compute online the actual value of the resistance. There is no need, as in alternative current, of a sliding window to track the maximum values of the sinusoidal signal to compute the RMS value. For more complex devices to simulate in HIL, this approach has to be used but it will not give special issues because the signal frequency is known.

The experiments consist in a sudden load step of about 0.45 p.u. (Fig. 11. and Fig. 12.). As we can see from the external admittance curve (Fig. 11.), the external load is connected suddenly at $t=0$ and disconnected manually after about 1.5 s.

During the connection period, the power demand increases. As there is no frequency control, the machine speeds start decreasing (Fig. 14.).

We observe that the two-machine speeds oscillate. The oscillation magnitude depends on the severity of the disturbance (about 45 % load increase at bus SOUTH), the proximity of the bus being overloaded, etc... As there is no frequency or voltage control in the generator model, the speeds do not come back by themselves to 1 p.u. after the disturbance clearance.

Indeed, we already said, that the model used is a "first swing stability" model. Thanks to the open source software, one can enhance the models to suit his need for multi-swing stability studies.

Concerning experiments and sensor offsets, one must launch a load flow study just before the transient one, taking into account, the initial external load, even if it is quite zero because a cumulative error may lead into a simulation deviation.

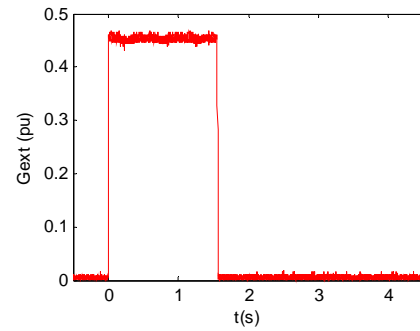


Fig. 11. The sudden external load increase, transient stability study, the external load admittance

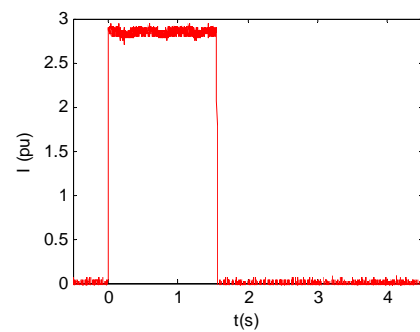


Fig. 12. The sudden external load increase, transient stability study, the actual external current

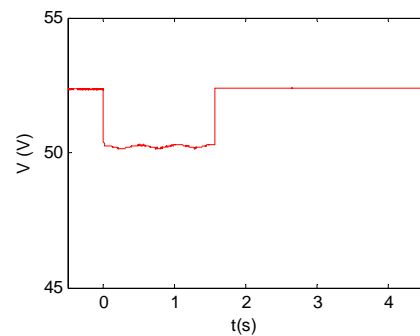


Fig. 13. The sudden external load increase, transient stability study, the actual external load voltage

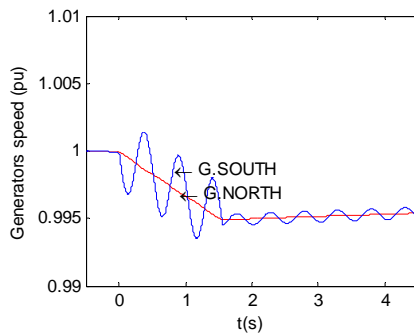


Fig. 14. The sudden external load increase, transient stability study, the generators speed

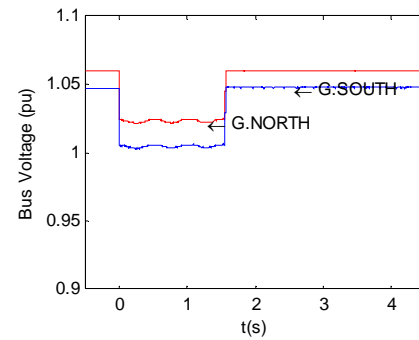


Fig. 17. The sudden external load increase, transient stability study, the bus voltage

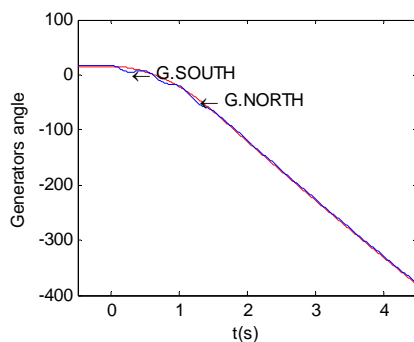


Fig. 15. The sudden external load increase, transient stability study, the generators angle

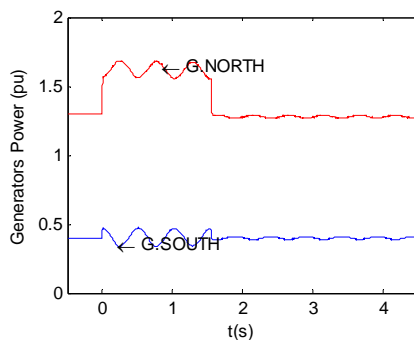


Fig. 16. The sudden external load increase, transient stability study, the generated power

This system is a basis for a more complex study we are developing to test superconducting limiters [10] in connected power networks [11]. The prototype of the limiter is under construction. We prefer developing the Real Time Simulator (RTS) because it has two main features: it is cost effective and very versatile since we can implement and refine the system models and computation algorithms. The development took a lot of time but we benefit from previous author experience in power system modeling and simulation.

This open source RTS can be generalized for testing synchronous generators (SG), induction generators (IG), double fed induction generators (DFIG)...

We include in the DSP program, a vector control algorithm that is executed along with the load flow and transient stability routines. A special rewritten F240 slave DSP firmware [12][13] allows the control of two 3-phase inverters with only one DS1104 board because of the Full and Simple PWM module on the TMS 320F240 DSP onboard [14]. This is very suitable for the DFIG or double star induction motor (DSIM).

The authors give the full C/C++ and platform dependent code sources of the developed software [17]. Captures of currents research experiments, including the introduction of Power System Stabilizers (PSS), are also given on [17].

CONCLUSION

In this paper, we presented our open source software for a real-time power system simulator with hardware-in-the loop. Experimental studies were carried online on the DSP board with the HIL application, allowing the power system to be physically tested with actual components.

In the near future, we will test it with a superconducting limiter we are building. We hope that researchers use this open source simulator for their own power systems HIL studies.

REFERENCES

- [1] L-F. Pak, V. Dinavahi, G. Chang, M.Steurer, P.F. Ribeiro, "Real-Time Digital Time-Varying Harmonic Modeling and Simulation Techniques," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Volume 22, Issue 2, April 2007 pp. 1218 - 1227, available online <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRD.2007.893618>
- [2] S. Suryanarayanan, W. Ren, M. Steurer, P.F. Ribeiro and G. T. Heydt, "A real-time controller concept demonstration for distributed generation interconnection," *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Montreal 18-22 June 2006, pp3, available online <http://dx.doi.org/10.1109/PES.2006.1708926>.
- [3] R. J. Marttila, E. P. Dick, D. Fischer and C. S. Mulkins, "Closed-loop testing with the real-time digital power system simulator," *Electric Power Systems Research*, Volume 36, Issue 3, March 1996, Pages 181-190, available online [http://dx.doi.org/10.1016/0378-7796\(95\)01030-0](http://dx.doi.org/10.1016/0378-7796(95)01030-0).
- [4] S. Karimia, P. Poure and S. Saadate, "FPGA-based fully digital fast power switch fault detection and compensation for three-phase shunt active filters," *Electric Power Systems Research*, Volume 78, Issue 11, November 2008, Pages 1933-1940, available online <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2008.03.023>
- [5] B. Lu, X. Wu, H. Figueroa, A. Monti, "A Low-Cost Real-Time Hardware-in-the-Loop Testing Approach of Power Electronics Controls," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, April 2007, Volume : 54, Issue 5, pp. 919-931, available online <http://dx.doi.org/10.1109/TIE.2007.892253>.
- [6] George G. Karady and Jun Gu, "Employing reprogrammable analog VLSI in real-time analysis of transient stability," *Electric Power Systems Research*, Volume 77, Issue 8, June 2007, Pages 980-988, available online <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2006.08.024>.
- [7] L. Baghli, "Réalisation d'un Environnement Graphique avec Base de Données pour l'Analyse et la Simulation de Réseaux Electriques," *FDP*, pp. 123, June 1994, available online http://www.baghli.com/dl/pfe_baghli.pdf
- [8] Stevenson, W.D.Jr., "Elements of Power System Analysis," Mc Graw Hill, 4th edition, 1982.
- [9] Stagg, G.W. and El-Abiad, A.h., "Computer Methods in Power System Analysis," Mc Graw Hill, 1968.
- [10] C. Schacherer, J. Langston, M. Steurer, M. Noe, "Power Hardware-in-the-Loop Testing of a YBCO Coated Conductor Fault Current Limiting Module," *ASC2008, ILPG05*, pp 5, Chicago, August 17 - 22, 2008.
- [11] J.H. Kim, M. Park, M.H. Ali, A.R. Kim, S.R. Lee, J.Y. Yoon, J. Cho, K.D. Sim, S.H. Kim and I.K. Yu, "A SFCL modeling and application with real HTS material connecting to real time simulator," *Physica C: Superconductivity*, Volume 468, Issues 15-20, 15 September 2008, Pages 2067-2071, available online <http://dx.doi.org/10.1016/j.physc.2008.05.128>.
- [12] K. Marouani, L. Baghli, D. Hadiouche, A. Kheloui, and A. Rezzoug, "Discontinuous SVPWM techniques for double star induction motor drive control," in *Proc. IEEE IECON*, Paris, France, pp. 902-907, Nov. 6-10, 2006, available online <http://dx.doi.org/10.1109/IECON.2006.347288>.
- [13] K. Marouani, L. Baghli, D. Hadiouche, A. Kheloui, and A. Rezzoug, "A New PWM Strategy Based on a 24-Sector Vector Space Decomposition for a Six-Phase VSI-Fed Dual Stator Induction Motor," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Volume 55, Issue 5, May 2008 pp. 1910 - 1920, available online <http://dx.doi.org/10.1109/TIE.2008.918486>.
- [14] "TMS320F/C240 DSP controllers reference guide, peripheral and specific devices," Texas Instruments, Dallas, TX, Literature Number SPRU161C, 1999, available online <http://focus.ti.com/lit/ug/spru161d/spru161d.pdf>.
- [15] Arrillaga, J. and Arnold, C.P., "Computer Analysis of Power Systems," John Wiley & Sons, 1994.
- [16] B. Stott, and O. Alsac, "Fast Decoupled Load Flow," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems PAS-93*, May 1974, pp. 859-869, available online <http://dx.doi.org/10.1109/TPAS.1974.293985>.
- [17] L. Baghli, "Open Source Real-Time Power System Simulator with HIL," programs for dSPACE boards, available online <http://baghli.com/openrts.php>.

Modélisation, Simulation et Analyse des Régimes de Fonctionnement et des Conditions d'Exploitation des Longues Lignes de Transport d'Energie Electrique à Extra Haute Tension 400 kV et plus

L. Kotni

Faculté de Génie Electrique ; Département d'Electrotechnique
Université des Sciences et de la Technologie d'Oran (U.S.T.O), Mohamed Boudiaf
BP 1505 El M'Naouar Oran, Algérie. Tél.Fax : (213) (0)41 56 03 41, Email : kotni_dz@yahoo.fr

Abstract : Dans cet article nous présentons la modélisation, la simulation et l'analyse des régimes permanents stationnaires symétriques de fonctionnement pour l'étude des conditions d'exploitation des longues lignes de transport d'énergie électrique à extra haute tension 400 kV et plus. Le calcul est basé sur les équations du quadripôle décrivant le fonctionnement des lignes longues à constantes réparties où les courants et les tensions sont fonction de la distance le long de la ligne. L'article présente l'étude de fonctionnement et les conditions d'exploitation de la ligne de transport de 320km reliant Hassi Ameur (Oran) à El Affroun (Blida) sous 400 kV en régime de forte charge et de faible charge de la puissance active transportée par rapport à la puissance naturelle de la ligne. Les profils de la tension, du courant, ainsi que la circulation et les directions de la puissance réactive apparaissant aux extrémités terminales de la ligne sont présentés.

Introduction

La ligne de transport d'énergie électrique Extra Haute Tension (UHV)¹ qui relie le poste d'El Affroun à celui de Hassi Ameur sous une tension nominale de 400 kV en courant alternatif construite en faisceaux de deux conducteurs par phase et d'une longueur de 320 km fait l'objet d'un nouveau produit technologique en Algérie. Ce projet de ligne n'est que le premier tronçon du grand projet ambitieux de l'interconnexion de l'Algérie avec les pays du bassin méditerranéen. L'importance stratégique de ces ouvrages 400 kV impose au Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (GRTE) des critères sévères en matières d'études, de management de projet, de capacité de réalisation et de références réelles dans le domaine. La ligne à deux ternes est prévue pour faire transiter une puissance de 600 MW par terne sur les 320 km de distance. Dans ce projet qualifié des plus importants, de nouvelles techniques de conception et de design des longues lignes EHV doivent être adoptées par des ingénieurs pour mener à bien leurs exploitations pour une conduite saine en régime de forte charge et en charge minimale.

Les problèmes techniques liés au transport de l'énergie électrique s'aggravent au fur et à mesure que la tension nominale et la distance de transport augmentent. Parmi ces problèmes, on peut citer l'effet de l'intense puissance réactive qui peut affecter les régimes de fonctionnement des

alternateurs et des compensateurs synchrones en régime de faible charge. Il faut mentionner aussi que la distribution de la tension et du courant le long de la longue ligne à 400 kV présente un creux ou un ventre suivant la valeur de la puissance active à transporter comparée à la puissance naturelle de la ligne.

Le problème posé aux exploitants des réseaux électriques a un double aspect :

a. d'une part, il faut fixer les valeurs de la tension aux sommets de la ligne de transport;

b. d'autre part, il faut aussi gérer les moyens de compensation de l'énergie réactive de façon à obtenir aux sommets des tensions compatibles aux objectifs visés en charge maximale, et garantir l'absorption de l'excès de la puissance réactive en charge minimale par les compensateurs synchrones et les turbogénérateurs dans leurs limites de fonctionnement admissible.

Caractéristiques électriques de la ligne

Pour une ligne de transport d'énergie électrique complètement transposée, sa réactance spécifique est calculée par la relation suivante :

$$x_0 = 0.1445 \log \frac{D_{MG}}{r_{eq}} + \frac{0.0157}{n} \quad (\Omega / km) \quad (1)$$

où D_{MG} ² désigne la moyenne géométrique des distances des conducteurs d'un terne à ceux de l'autre et qu'on peut calculer par l'expression :

$$D_{MG} = \sqrt[3]{D_{AB} \cdot D_{BC} \cdot D_{AC}} \quad (m) \quad (2)$$

D_{AB} , D_{BC} et D_{AC} étant les distances entre les conducteurs des phases A, B et C. Le paramètre r_{eq} désigne le rayon équivalent du faisceau composé de deux conducteurs identiques de 570 mm² de section chacun. Dans le cas d'un faisceau constitué de deux conducteurs, le rayon équivalent peut être calculé par la relation suivante : $r_{eq} = \sqrt{a \cdot r_c}$ dans

laquelle le facteur a désigne le pas du faisceau (c'est la distance qui sépare les deux conducteurs dans le faisceau tel que le champ électrique maximale à la périphérie du faisceau soit le plus faible). En effet, le facteur a détermine les dimensions des entretoises qui fixent les deux conducteurs dans le faisceau à une distance maintenue et régulière pour que le champ électrique maximale qui règne autour du faisceau garde sa valeur la plus faible pour réduire l'effet

¹ Ultra High Voltage

² Géométrical Mean Distance (GMD)

couronne et ainsi diminuer les pertes de puissance active causées par cet effet couronne. Enfin le facteur n désigne le nombre de conducteurs qui constituent le faisceau. Le facteur r_c étant le rayon du conducteur qui compose le faisceau.

La susceptance de la ligne due à l'effet capacitive entre chaque phase et la terre est déterminée par l'expression :

$$b_0 = \frac{7.58}{\log \frac{D_{MG}}{r_{eq}}} \cdot 10^{-6} \quad (s/km) \quad (3)$$

La résistance r_0 et la conductance g_0 spécifiques de la ligne peuvent être négligées étant donnée que $r_0 \ll x_0$ et $g_0 \ll b_0$. L'impédance caractéristique de la ligne sera alors calculée par la relation :

$$\dot{Z}_c = \sqrt{\frac{r_0 + jx_0}{g_0 + jb_0}} \approx \sqrt{\frac{x_0}{b_0}} \quad (\Omega) \quad (4)$$

La puissance naturelle³ de la ligne triphasée est donnée par l'expression :

$$P_{nat} = \frac{U_{nom}^2}{Z_c} \quad (MW) \quad (5)$$

Pour les lignes longues, la notion de puissance caractéristique présente un intérêt exceptionnel. En effet, la ligne transmet la puissance caractéristique lorsqu'en un de ses points :

- La puissance transmise est entièrement active et
- Le rapport de la tension au courant est égal à l'impédance caractéristique.

Dans ce cas, les conditions sont uniformes tout le long de la ligne (les pertes étant supposées nulles). En outre, le courant et la tension sont constants en chaque point et enfin l'écart angulaire entre les tensions et entre les courants aux deux extrémités de la ligne est égal à la longueur électrique en degrés de la ligne. Chaque fois que l'on indique une puissance caractéristique, il convient de préciser la tension à laquelle elle correspond.

Etude de la ligne à double terna Oran-Blida

La ligne de tension nominale 400 kV qui relie les postes de Hassi Ameur (Oran) et d'El Affroun (Blida) est à double terna et est prévue pour faire transiter en régime de forte charge une puissance de 600 MW par terna sur une distance de transport égale à 320 km. Le régime de fonctionnement de la ligne en charge minimale est supposé être de 40 % de la puissance maximale soit 240 MW. Les caractéristiques des pylônes comme le montre la figure 1 utilisées dans le tracé de la ligne sont les suivantes :

- La hauteur de suspension des conducteurs des phases 1 et 4 est de 41.8 m.
- La hauteur de suspension des conducteurs des phases 2 et 5 est de 31.8 m.
- La hauteur de suspension des conducteurs des phases 3 et 6 est de 22.6 m.

• Les écartements horizontaux entre le centre du pylône et les phases considérées sont mentionnées sur la figure 1

• Chaque phase est constituée en faisceau de deux conducteurs de section 500 mm² chacun maintenus par des entretoises de 40 cm.

• Le diamètre de chaque conducteur constituant le faisceau est égal à 31.5 mm.

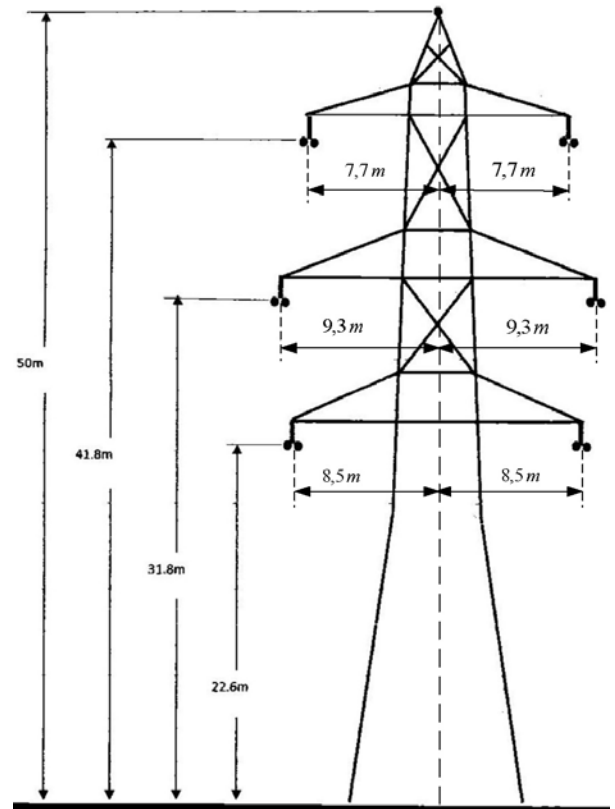


Fig. 1 : Pylône à deux ternes (2x600 MW)

Chaque phase contient deux conducteurs 2x570 mm².

Caractéristiques électriques de la ligne

Dans le but de faire une étude des régimes de fonctionnement et du comportement électrique de la ligne suivant les puissances actives transitées en régime de charge maximale et minimale, les caractéristiques électriques de la ligne Hassi Ameur-El Affroun sont indispensables et sont déterminées à savoir : $D_{MG}=12.14$ m ; $x_0=0.324$ Ω/km ; $P_c=523.6$ MW ; $b_0=3.47 \cdot 10^{-6}$ s/km ; $Z_c=305.6\Omega$.

Modèles mathématiques et équations générales de la ligne

Lorsque la ligne de transport dépasse les 250 km, il est impératif de recourir aux équations générales des lignes. Les caractéristiques électriques durant le transfert de l'énergie électrique qu'intéressent en premier lieu l'ingénieur exploitant la ligne sont : les distributions de la tension et du courant, la circulation de la puissance réactive et le maintien de la tension

³ Caractéristique

aux extrémités de la ligne. Les distributions de la tension et du courant dans le cas d'une ligne tripasée sont données par les expressions :

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 \operatorname{ch} \dot{\gamma}_0 l + \sqrt{3} \dot{Z}_c \dot{I}_2 \operatorname{sh} \dot{\gamma}_0 l \quad (6)$$

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_2 \operatorname{ch} \dot{\gamma}_0 l + \frac{\dot{U}_2}{\sqrt{3} \dot{Z}_c} \operatorname{sh} \dot{\gamma}_0 l \quad (7)$$

$$\text{où } \dot{\gamma}_0 = \sqrt{\dot{Z}_0 \dot{Y}_0} = \sqrt{(r_0 + jx_0)(g_0 + jb_0)} = \beta_0 + j\alpha_0$$

connue sous le nom de la constante de propagation ; \dot{U}_1 et \dot{U}_2 désignent les tensions composées maintenues en tête de ligne et en bout de ligne respectivement ; \dot{I}_1 et \dot{I}_2 désignent les courants de phase en tête de ligne et en bout de ligne respectivement.

Pour un examen préliminaire, il est bien souvent admissible de négliger la composante active de l'impédance comme c'est le cas des lignes longues en faisceaux. Dans ce cas, les tensions et les courants seront exprimés par les équations trigonométriques suivantes :

$$\dot{U}_1 = U_2 \cos \alpha_0 l + j\sqrt{3} \dot{I}_2 Z_c \sin \alpha_0 l \quad (8)$$

$$\dot{I}_1 = I_2 \cos \alpha_0 l + j \frac{U_2}{\sqrt{3} Z_c} \sin \alpha_0 l \quad (9)$$

avec $\alpha_0 l = \lambda = 0.06$ (deg.) la longueur électrique de la ligne à 50 Hz, et l la longueur de la ligne en km.

Prenant pour référence l'extrémité finale de la ligne, c'est à dire aux jeux de barres où est supposée connectée la charge $\dot{S}_2 = P_2 + jQ_2$, sous la tension $\dot{U}_2 = U_2 \angle 0^\circ$; la tension et le courant à la distance x comptée à partir de cette référence sont donnés par les équations :

$$\dot{U}_x = U_2 \cos \lambda_x + j\sqrt{3} \dot{I}_2 Z_c \sin \lambda_x \quad (10)$$

$$\dot{I}_x = \dot{I}_2 \cos \lambda_x + j \frac{U_2}{\sqrt{3} Z_c} \sin \lambda_x \quad (11)$$

où $\lambda_x = \alpha_0 \cdot x$.

Il est rationnel d'introduire des grandeurs sans dimensions en rapportant les tensions, les courants, les puissances et les impédances aux valeurs caractéristiques. Cela signifie que les courants sont rapportés au courant qui correspond à la puissance caractéristique (courant caractéristique), les impédances à l'impédance caractéristique, les puissances à la puissance naturelle et les tensions à la tension maintenue en bout de ligne.

Substituant l'expression du courant de la charge $\dot{I}_2 = \frac{P_2 - jQ_2}{\sqrt{3} U_2}$ dans les équations (10) et (11), et tenant

compte de la puissance naturelle de la ligne $P_{nat} = \frac{U_2^2}{Z_c}$

comme la puissance de base, on établit les expressions qui permettent d'étudier et d'analyser le comportement électrique de la ligne à chaque distance suivant le transit de la puissance

active et de la puissance réactive apparaissant en bout de ligne :

$$\dot{U}_x = U_2 \left[(\cos \lambda_x + Q_{*2} \sin \lambda_x) + jP_{*2} \sin \lambda_x \right] \quad (12) \quad (12)$$

$$\dot{I}_x = \frac{U_2}{\sqrt{3} Z_c} \left[P_{*2} \cos \lambda_x + j(\sin \lambda_x - Q_{*2} \cos \lambda_x) \right] \quad (13)$$

ou en valeur réduite exprimée par rapport au courant caractéristique $I_{base} = \frac{U_2}{\sqrt{3} Z_c}$ comme grandeur de base la

relation (13) se traduit sans dimensions :

$$\dot{I}_{*x} = \left[P_{*2} \cos \lambda_x + j(\sin \lambda_x - Q_{*2} \cos \lambda_x) \right] \quad (14)$$

Le rapport des tensions maintenues aux extrémités de la ligne en fonction du transit de la puissance active et de la puissance réactive apparaissant en bout de ligne est donné par la relation :

$$k = \frac{U_1}{U_2} = \sqrt{(\cos \lambda + Q_{*2} \sin \lambda)^2 + (P_{*2} \sin \lambda)^2} \quad (15)$$

L'analyse de l'expression (15) montre que la réalisation du régime optimal de fonctionnement des longues lignes est directement liée à la puissance réactive Q_{*2} apparaissant en bout de ligne et pouvant être contrôlée par le rapport des tensions maintenues aux extrémités de la ligne. De la relation (15) on trouve la puissance réactive Q_{*2} apparaissant en bout de la ligne au niveau de la charge :

$$Q_{*2} = -\operatorname{ctg} \lambda + \sqrt{\left(\frac{k}{\sin \lambda} \right)^2 - P_{*2}^2} \quad (16)$$

Sachant qu'on a supposé la ligne sans perte, la puissance active au niveau de la charge P_{*2} peut être notée aussi tout simplement par la puissance P_* qui transite la ligne. C'est pourquoi dans la relation (16) on indique P_* au lieu de P_{*2} . Utilisant les équations (8) et (9) pour exprimer la puissance $\dot{S}_1 = \sqrt{3} \dot{U}_1 \dot{I}_1$ à l'entrée de la ligne et avec quelques transformations, on aboutit à la relation remarquable qui lie les puissances réactives apparaissant à chaque extrémité de la ligne en fonction de sa longueur et du rapport des tensions maintenues k :

$$Q_{*1} = (k^2 - 1) \operatorname{ctg} \lambda - Q_{*2} \quad (17)$$

La substitution de l'expression (16) dans l'équation (17) donne la puissance réactive apparaissant en tête de ligne :

$$Q_{*1} = k^2 \operatorname{ctg} \lambda - \sqrt{\left(\frac{k}{\sin \lambda} \right)^2 - P_{*2}^2} \quad (18)$$

L'analyse de la relation (17) montre que dans le cas où le rapport des tensions est égal à l'unité c'est-à-dire quand $U_1 = U_2$, les puissances réactives apparaissant aux extrémités de la ligne sont égales et de directions opposées et cela indépendamment de la puissance active transmise.

Les conditions d'exploitation de la ligne

Il convient de définir à l'avance exactement les conditions d'exploitation de la ligne. Celles-ci portent sur la tension maximale et sur les charges réactives. Nous partons de l'hypothèse selon laquelle, en régime stationnaire, la tension ne saurait être dépassée en aucun point de la ligne. En effet, la tension est un paramètre essentiel de dimensionnement des matériels constituant les réseaux qui sont construits pour fonctionner dans une plage donnée; la limite haute, en particulier, est imposée par la tenue diélectrique des isolants et tout dépassement de cette valeur se traduit par une accélération du vieillissement des appareils et donc un accroissement des risques de détérioration prématurée. Ces limites, sont fixées à 420 kV pour les réseaux de transport de tension nominale 400 kV.

La tension sur le réseau du côté primaire du transformateur doit être compatible, compte tenu de la plage dans laquelle peut varier le rapport de transformation, avec les valeurs admissibles du côté secondaire; cela conduit en particulier à fixer les limites inférieures de la tension sur les réseaux 400 kV au seuil inférieure de 365 kV.

Sur le plan économique, en l'absence de clients raccordés directement, l'objectif est d'obtenir le plan de tension le plus haut possible afin de réduire les pertes Joule et donc de minimiser les coûts d'investissement et d'exploitation. Sur le plan technique, il existe des contraintes qu'il convient de respecter et qui se traduisent par des valeurs maximales ou minimales de la tension admissibles en chaque extrémité.

Dans le système sans dimensions, la tension maximale est égale à l'unité. Il faut distinguer deux possibilités quant à la puissance active transmise :

1. quand celle-ci est plus grande que la puissance caractéristique, autrement dit quand $P_* > 1$;
2. quand celle-ci est plus petite que la puissance caractéristique, autrement dit quand $P_* < 1$.

En ce qui concerne la circulation de la puissance réactive sur la ligne, il est exigé qu'elle reste aussi faible que possible.

Etude du régime en charge maximale

L'étude du régime de fonctionnement de la ligne Hassi Ameur-El Affroun en charge maximale pour une puissance active transitée de 600 MW par terre consiste à déterminer les distributions du courant et de la tension le long de la ligne, mais aussi la circulation de la puissance réactive apparaissant à chaque extrémité de la ligne. Cette étude doit être investie pour deux situations ; à savoir lorsque le rapport des tensions est fixé à l'unité quand $U_{1\max} = U_{2\max} = 1.05 \cdot U_{nom}$ soit 420kV, et pour un rapport de tension lorsque $U_1 = U_{1\max} = 420\text{ kV}$ et $U_2 = U_{2\max} = 400\text{ kV}$ soit pour un rapport $k=1.05$.

A. Cas pour $k = \frac{420}{400} = 1$

Fixant les tensions des deux extrémités de la ligne à une valeur maximale, l'étude de la distribution de la tension le long de la ligne est illustrée par la figure 2, celle du courant

par la figure 3. La puissance transmise dans ce cas est supérieure à la puissance naturelle soit en grandeur sans dimensions: $P_* = 1.0395$. Donc, lorsque la puissance transmise est plus grande que la puissance caractéristique, la distribution de la tension présente un creux au milieu de la ligne; celle du courant présente un ventre.

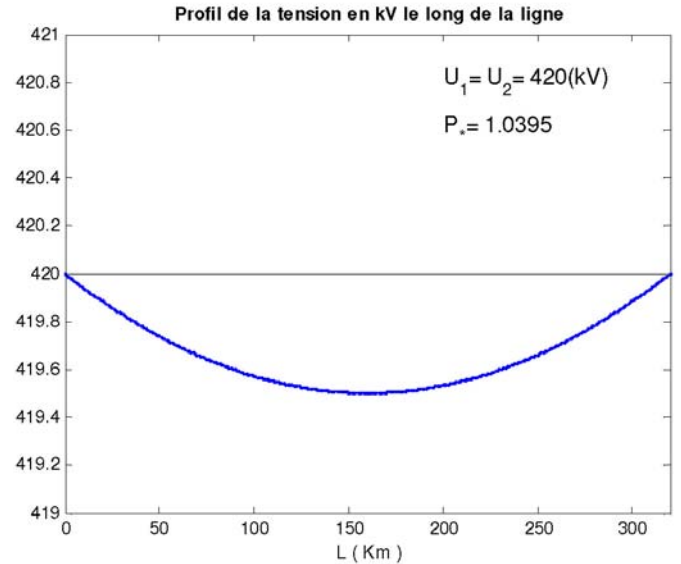


Fig. 2 : Tension en régime de charge maximale pour $k=1$

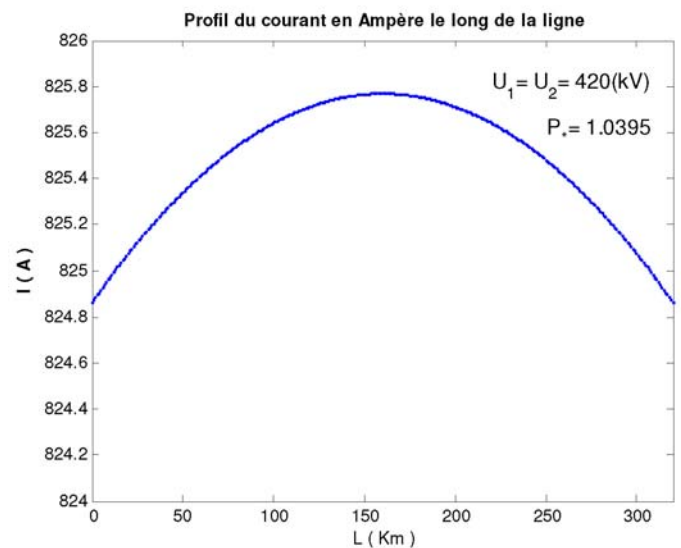


Fig. 3 : Courant en régime de charge maximale pour $k=1$

La circulation de la puissance réactive apparaissant aux extrémités de la ligne est donnée par la figure 4. Il est à remarquer que dans ce cas de figure les puissances réactives apparaissant aux extrémités de la ligne sont égales mais de directions opposées. Il est à noter que ce régime est caractérisé par un manque (déficit) en puissance réactive et un indispensable apport en puissance réactive aux niveaux des deux extrémités est indispensable et ce afin de garantir le présent régime de fonctionnement. On voit qu'il existe dans ce cas un point de la ligne où le courant et la tension sont en phase, ce que nous appellerons par conséquent "point

particulier". Dans ce cas d'étude pour lequel $k=1$, le point particulier se trouve à mi-distance des extrémités.

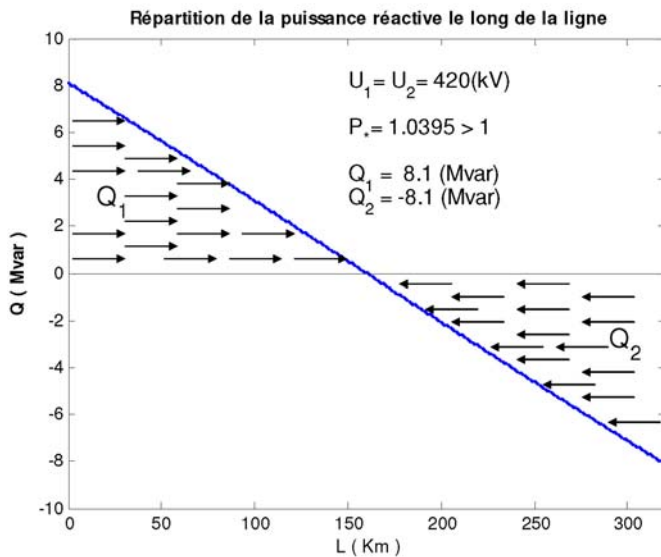


Fig. 4 : Puissance réactive en régime de charge maximale pour $k=1$

B. Cas pour $k = \frac{420}{400} = 1.05$

Une étude similaire au cas précédent est faite mais avec un rapport $k > 1$. La distribution de la tension le long de la ligne est illustrée par la figure 5, celle du courant est donnée par la figure 6.

La circulation de la puissance réactive dans ce cas de fonctionnement de la ligne est caractérisée par un flux unidirectionnel comme la montre la figure 7. Afin de maintenir ce régime de fonctionnement, la figure 7 indique qu'il est nécessaire de produire en tête de ligne une puissance réactive de 97 MVar; en bout de ligne une quantité de 56.8 MVar doit être absorbée, car on se trouve dans un cas d'excès de puissance réactive.

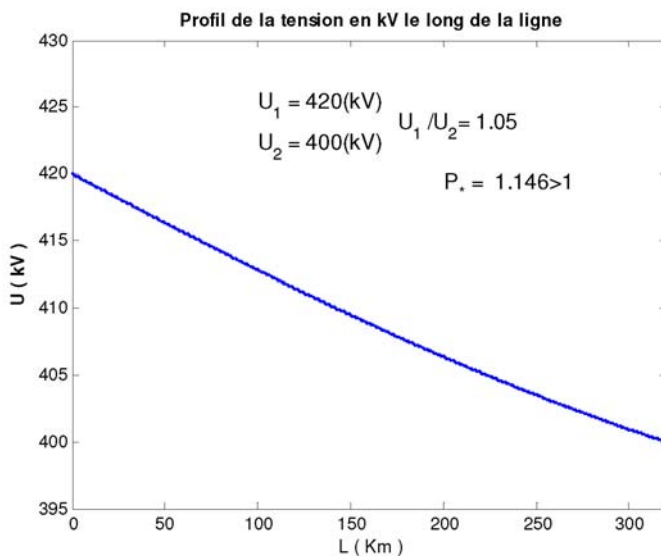


Fig. 5 : Tension en régime de charge maximale pour $k>1$

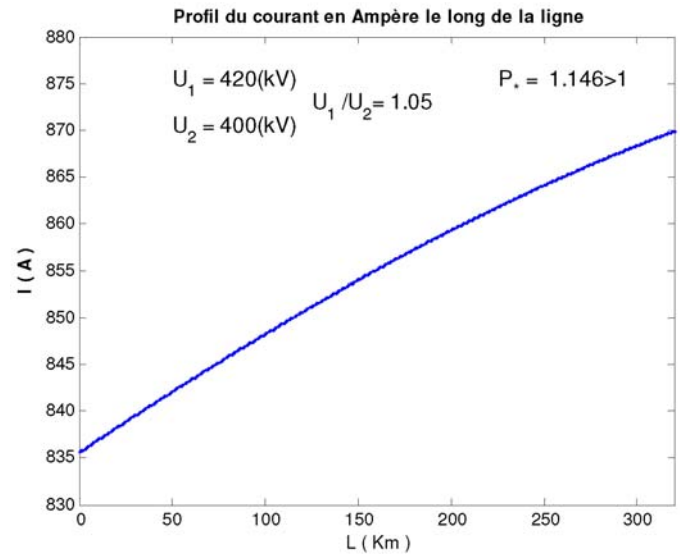


Fig. 6 : Courant en régime de charge maximale pour $k>1$

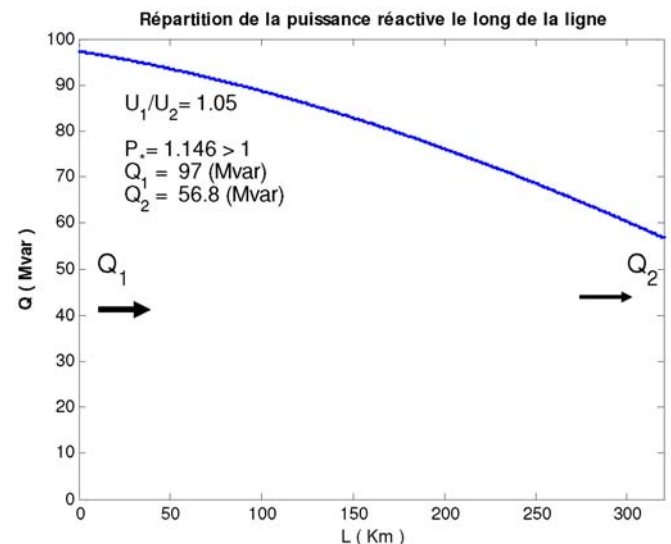


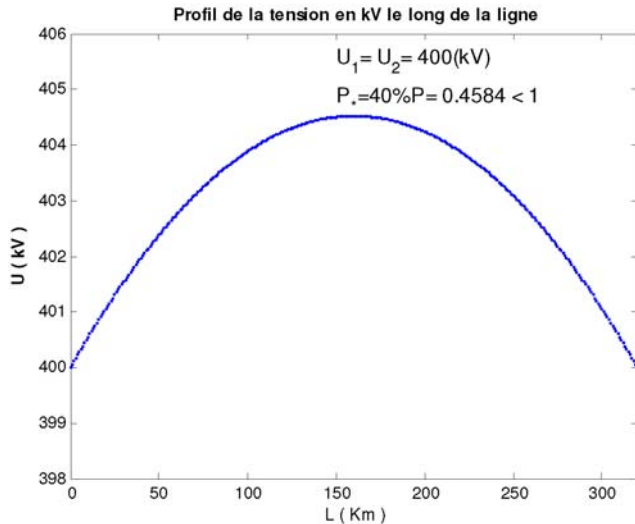
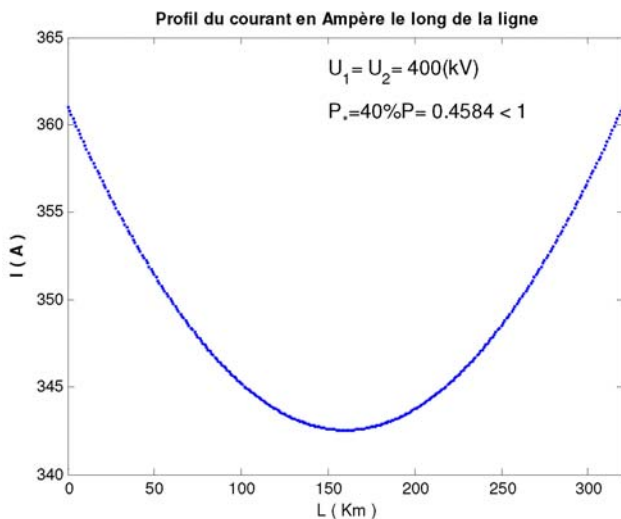
Fig. 7 : Puissance réactive en régime de charge maximale pour $k>1$

Etude du régime en charge minimale

L'étude du régime de fonctionnement en charge minimale consiste à étudier les distributions de la tension, du courant et la circulation de la puissance réactive lorsque dans la ligne transite une puissance réduite, faible par rapport à la puissance naturelle. La puissance transmise dans cette étude est supposée être égale à 40 % de la puissance maximale, soit égale à 240 MW. Le rapport des

tensions aux extrémités est fixé à $k = \frac{400}{420}$ soit $k=1$. Les

distributions de la tension et du courant sont illustrées par les figures 8 et 9; la circulation de la puissance réactive apparaissant aux extrémités de la ligne est montrée par la figure 10.

Fig. 8 : Tension en régime de charge minimale pour $k=1$ Fig. 9 : Courant en régime de charge minimale pour $k=1$

Lorsque la puissance transmise est plus faible que la puissance naturelle, dans la ligne existe un surplus de puissance réactive ce qui se traduit par un ventre de la tension au point particulier de la ligne comme le montre la figure 8. La figure 10 indique un flux de puissance réactive égale et se dirigeant vers les extrémités de la ligne, ce qui se traduit par son ultime absorption soit par les groupes turbogénérateurs ou self ou compensateurs synchrones et ce afin de maintenir un tel régime de fonctionnement de la ligne.

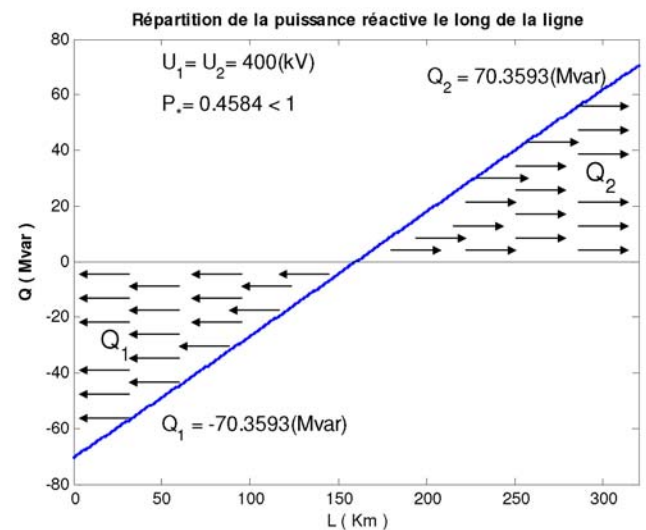
VII. Conclusions

Dans le présent travail l'étude des régimes de fonctionnement des lignes longues à extra haute tension 400 kV et plus en faisceaux de conducteurs est présenté. L'étude théorique et la formulation mathématique présentées dans cet article sont aussi valables pour les lignes de transport à grande distance sous des tensions nominales supérieures à 400 kV. La modélisation est investie pour un cas concret qui s'applique à la ligne Hassi Ameur-El Affroun. L'étude a montré que pour faire transiter une puissance maximale de 600 MW avec un

rapport des tensions maximales maintenues aux extrémités $k=1$, un apport en puissance réactive de 8.1 Mvar aux extrémités de la ligne est indispensable.

Pour un rapport de tension maintenue égal à 1.05 et un transit de la puissance active maximale, l'étude montre qu'il est indispensable de prévoir l'absorption d'un excès de 57 Mvar de puissance réactive se dirigeant en bout de ligne.

L'étude du régime de faible charge indique une élévation de la tension au milieu de la ligne. L'excès de la puissance réactive de 70 Mvar se dirigeant vers les extrémités de la ligne doit être absolument absorbée par des ouvrages adéquats (centrales, selfs, compensateurs synchrones, etc.).

Fig. 10 : Puissance réactive en régime de charge minimale pour $k=1$

Références

- [1] E. Kuffel, and W. S. Zaengel, High Voltage Engineering, Oxford Pergamon Press, 1984.
- [2] Rakosh Das Begamudre, Extra High Voltage A. C. Transmission Engineering, John Wiley 1986.
- [3] R. Giglioli, L. Paris, C. Zini, et al., Reactive balance optimisation to improve the energy transfer through a.c. transmission system over very large distance, CIGRE, 1988, Rep. 38-16.
- [4] M. Barbarito, A. Clerici, R. Giglioli, et al., Compact versus conventional EHV lines: technical and economical comparisons, CIGRE, 1984, Rep. 22-13.
- [5] T. J. E. Miller, Reactive Power Control in Electrical Systems, John Wiley, 1982.
- [6] E. Acha, V.G. Agelidis et al., Power Electronic Control in Electrical Systems, 2002.

Three-Level Shunt Active Filter Compensating Harmonics and Reactive Power

L. Zellouma and S. Saad

Laboratoire des Systèmes Electromécaniques,
University of Badji Mokhtar-Annaba-Algeria
Emails: saadsalah2006@yahoo.fr, zellouma13@yahoo.fr

Abstract — In this paper, the three-level inverter is used as a shunt active power filter, making use of the multilevel inverter advantages of better total harmonic distortion, reduced semiconductor switches ratings and reduced switching losses. This inverter is based on typical PWM and is employed as active powers filter (APF) used to compensate reactive power and suppress harmonics drawn from a nonlinear load. Most previously reported three-phase active power filters are based on two-level inverters, which are suitable for low voltage systems.

In this paper, topologies and control schemes are proposed for three-level three-phase active power filters.

The paper presents the principles of operation and design criteria for both the power and control circuits. Finally, the viability of the proposed scheme is validated with computer simulation using Matlab. The obtained results showed that source current is sinusoidal and in phase with source voltage. The proposed solution has achieved a low total harmonic distortion demonstrating the effectiveness of the presented method.

Keywords — Multilevel inverter, Harmonics and reactive power compensation, PWM control, Shunt active power filter.

1. INTRODUCTION

Active power filter implemented with two levels voltage source inverters have been widely studied and used to eliminate harmonics and compensate reactive power [1-2]. Due to power handling capabilities of power semiconductors these active power filters are limited in medium power applications. Hybrid topologies shunt passive filter and series active filter were proposed to achieve high power filters [3].

Recently, there has been an increasing interest in using multilevel inverters for high power drives and reactive power and harmonics compensation [4-10]. Multilevel pulse width modulation inverters can be used as active power filter for high power applications solving the problem of power semiconductor limitation.

The use of neutral-point-clamped (NPC) inverters allows equal voltage shearing of the series connected devices in each phase.

This paper presents an active power filter implemented with a three level NPC voltage source inverter. The proposed current control and DC capacitor voltage control

schemes are simple to implement.

The PWM technique is employed to generate the inverter switching signals and $p-q$ theory [11, 12] for harmonic current identification. MATLAB power system blocks are used to carry out the simulation work.

2. DESCRIPTION OF THE APF TOPOLOGY

Fig.1, describes the structure of the proposed APF based on a three-phase three-level voltage inverter. The diodes are used to make the connection with the point of reference O to obtain Midpoint voltages. In order to produce a voltage of N-Levels, N-1 capacities are required. The voltage across each condenser is equal to $E/(N-1)$, E is the total voltage of the DC source. Each couple of switches (S_1, S_3) form a cell of commutation, the two switches are ordered in a complementary way.

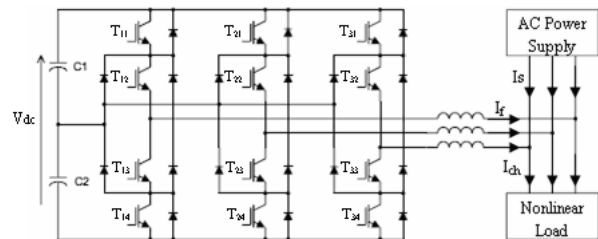


Fig.1. Active power filter operation

The inverter provides three voltage levels according to (1):

$$V_{io} = K_i \cdot E/2 \quad (1)$$

Where V_{io} is the phase-to-middle fictive point voltage, K_i is the switching state variable ($K_i = 1, 0, -1$), E is the DC source voltage, and i is the phase index ($i = a, b, c$). The three-level voltages are shown in Table 1 ($E/2, 0, -E/2$).

TABLE 1: OBTAINING OF THREE-LEVEL INVERTERS

K_i	T_{i1}	T_{i2}	T_{i3}	T_{i4}	V_{io}
1	1	1	0	0	$E/2$
0	0	1	1	0	0
-1	0	0	1	1	$-E/2$

The phase-to-neutral point voltage V_{in} is linked to V_{io} via:

$$V_{in} = V_{io} - V_{no} \quad (2)$$

Assuming that the system is balanced, then:

$$V_{an} + V_{bn} + V_{cn} = 0 \quad (3)$$

By substituting (3) in (2), the equation presented below is obtained:

$$V_{no} = \frac{1}{3}(V_{ao} + V_{bo} + V_{co}) \quad (4)$$

The expressions of instantaneous inverter phase output voltages are obtained by replacing (4) in (2):

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2/3 & -1/3 & -1/3 \\ -1/3 & 2/3 & -1/3 \\ -1/3 & -1/3 & 2/3 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{ao} \\ V_{bo} \\ V_{co} \end{bmatrix} \quad (5)$$

The line to line voltages are determined by the following equation:

$$\begin{bmatrix} V_{ab} \\ V_{bc} \\ V_{ca} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{ao} \\ V_{bo} \\ V_{co} \end{bmatrix} \quad (6)$$

3. REFERENCE CURRENT CALCULATION

Several methods were proposed for the identification of the harmonic current references. Mainly, the methods based on the FFT (Fast Fourier Transformation) in the frequency domain and the methods based on instantaneous power calculation in the time domain. In this study, the $p-q$ theory method is used allowing the compensation of harmonic currents, reactive power and unbalanced currents.

The reference currents (harmonic currents) identification is based on $\alpha-\beta$ transformation to obtain real and imaginary powers.

The voltages (V_{s1} , V_{s2} , V_{s3}) and currents (I_{s1} , I_{s2} , I_{s3}) are transformed to bi-phase system according to the following equation:

$$\begin{bmatrix} X_{\alpha} \\ X_{\beta} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_1 \\ X_2 \\ X_3 \end{bmatrix} \quad (7)$$

The instantaneous active and reactive powers of the system are calculated as follows:

$$\begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{s\alpha} & V_{s\beta} \\ -V_{s\beta} & V_{s\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{\alpha} \\ I_{\beta} \end{bmatrix} \quad (8)$$

Instantaneous powers are composed from a constant part and a variable part corresponding to fundamental and harmonic currents respectively.

$$\begin{bmatrix} I_{h\alpha} \\ I_{h\beta} \end{bmatrix} = \frac{1}{V_{s\alpha}^2 + V_{s\beta}^2} \begin{bmatrix} V_{s\alpha} & -V_{s\beta} \\ V_{s\beta} & V_{s\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{p} \\ \tilde{q} \end{bmatrix} \quad (9)$$

4. HARMONIC CURRENTS CONTROL USING PWM

This control implements initially a proportional controller which starts from the difference between the injected current (active filter current) and reference current (identified current) that determines the reference voltage of the inverter (modulating wave). This standard reference voltage is compared with two carrying triangular identical waves shifted one from other by a half period of chopping.

The control of inverter arm constituting the filter is summarized in the two following stages.

- Determination of the intermediate signals V_{i1} and V_{i2} .

If error \geq carrying 1 $\Rightarrow V_{i1} = 1$

If error $<$ carrying 1 $\Rightarrow V_{i1} = 0$

If error \geq carrying 2 $\Rightarrow V_{i2} = 0$

If error $<$ carrying 2 $\Rightarrow V_{i2} = -1$

- Determination of control signals of the switches T_{ij} ($j = 1, 2, 3, 4$).

If ($V_{i1} + V_{i2}$) = 1 $\Rightarrow T_{i1} = 1, T_{i2} = 1, T_{i3} = 0, T_{i4} = 0$

If ($V_{i1} + V_{i2}$) = 0 $\Rightarrow T_{i1} = 0, T_{i2} = 1, T_{i3} = 1, T_{i4} = 0$

If ($V_{i1} + V_{i2}$) = -1 $\Rightarrow T_{i1} = 0, T_{i2} = 0, T_{i3} = 1, T_{i4} = 1$

The general block diagram of control currents is illustrated in Fig.2.

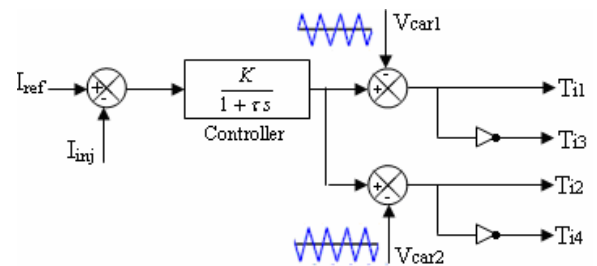


Fig.2. PWM synoptic block diagram of currents control

5. DC CAPACITOR VOLTAGE CONTROL

The capacitors ($C1$ and $C2$) average voltage (V_{dc1} , V_{dc2}) has to be maintained at a fixed value. The main cause of its variation is the active filter switching losses and output filter.

To ensure inverter permanent and continuous voltage supply, a controlled scheme is adopted as illustrated in Fig.3.

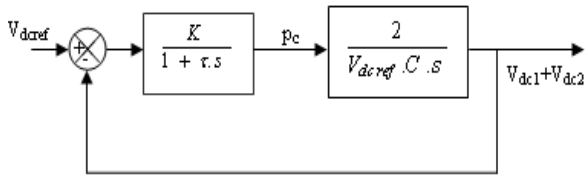


Fig.3. Dc voltage control block.

6. SIMULATION

The simulation is carried out using a program working in MATLAB Simulink environment. The simulation parameters are shown in table.2, presented below.

TABLE 2: SIMULATION PARAMETERS

Supply: V_s, R_s, L_s	220 V, 0.01 Ω , 0.1 mH.
DC Load: R_{DC}, L_{DC}	0.5 Ω , 0.3 mH.
Active Filter: E, L_f, C_1, C_2	1000 V, 0.2mH, 3 μ F, 3 μ F
I_{ref} Calculation : f_o	65 Hz
Switching frequency	10 K Hz

The obtained switching signals of the three-phase three-level inverter are shown in the Fig.4.

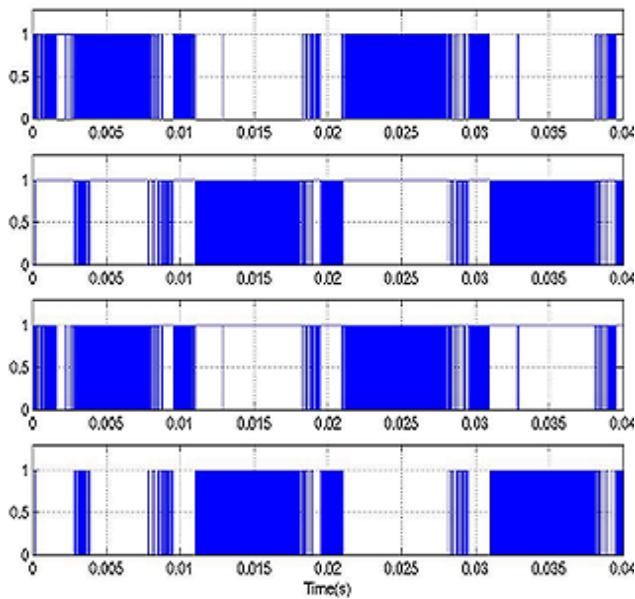


Fig. 4. Switching pulses of APF arm (S11, S12, S13, S14)

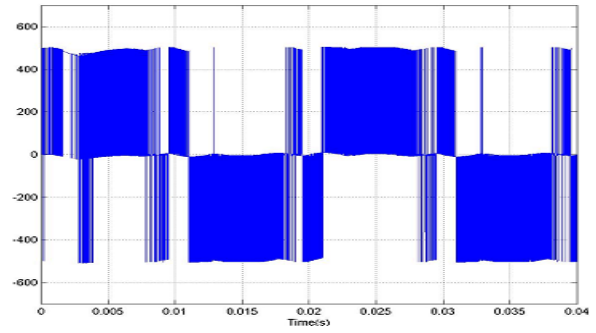


Fig. 5. APF output voltage V_{ao} .

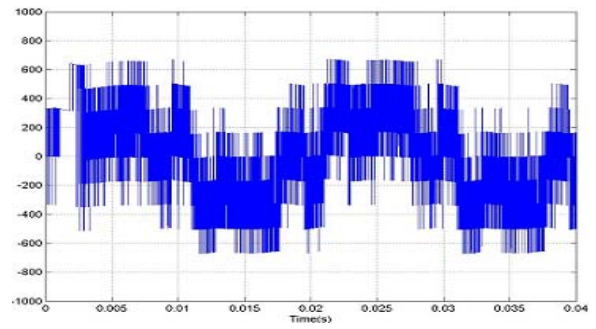


Fig. 6. APF output voltage V_{an} .

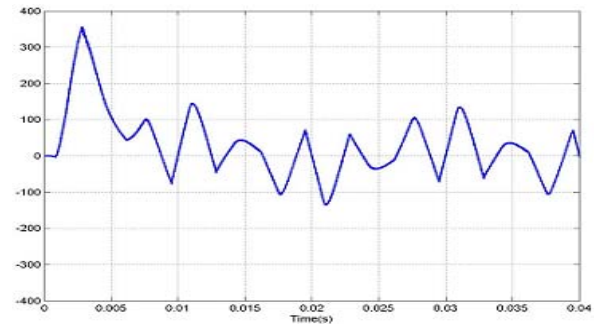


Fig. 7. Active filter current I_f .

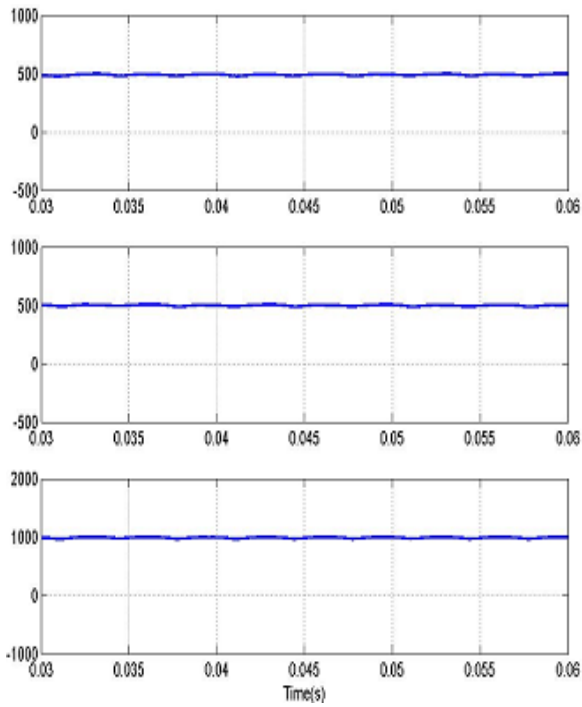


Fig. 8. DC voltage of the condensers (V_{dc1} , V_{dc2} and Total V_{dc})

The load current obtained by simulation before the use of active filter is illustrated in Fig.9. This current is highly distorted and its THD calculated from the frequency spectrum shown in Fig.10 is equal to 15.66%.

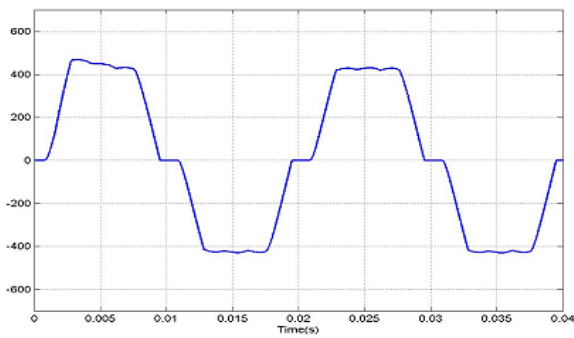


Fig. 9. Supply current I_s waveform before filtering

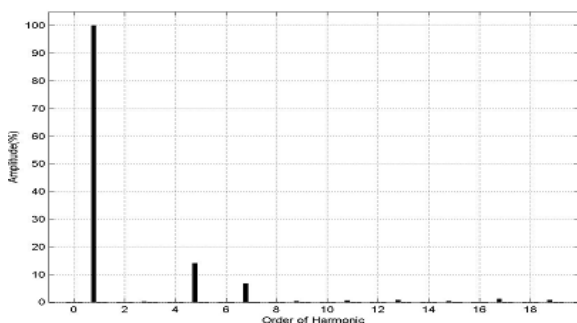


Fig. 10. Source current spectrum without filter

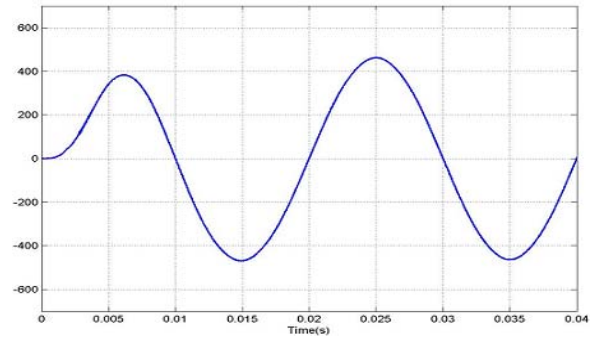


Fig. 11. Supply current I_s waveform after filtering

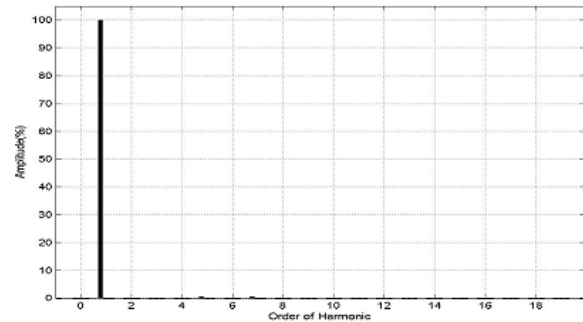


Fig. 12. Source current spectrum with filter

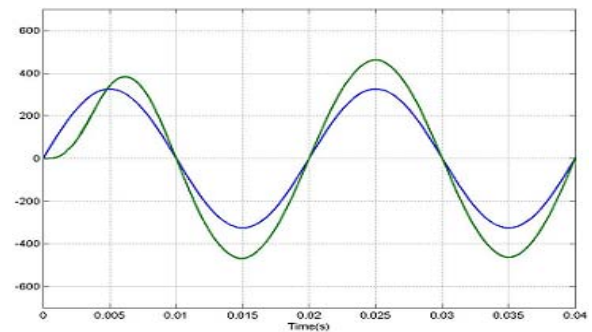


Fig.13. Power factor correction (V_s , I_s)

7. RESULTS AND DISCUSSIONS

Three-level shunt active power filter performances are related to current references quality, $p-q$ theory is used for harmonic currents identification and calculation the obtained current is shown in Fig.7. This method is very important; it allows harmonic currents and reactive power compensation simultaneously, the obtained current and voltage waveforms are in phase as illustrated in Fig.13.

Fig.8 shows the results of the DC voltage V_{dc1} and V_{dc2} across the capacitors C_1 and C_2 controlled by P controller, the obtained total V_{dc} voltage in constant showing the efficiency of the controlled scheme.

Compared with the standard two-level inverter voltage waveform, from Fig.6 it can be concluded that the three-level inverter contains less harmonic contents. The three level voltages are: 333.33 V, 500 V, and 666.66 V, corresponding respectively to $V_{dc}/3$, $V_{dc}/2$, and $2 V_{dc}/3$, the DC voltage source (V_{dc}) is 1000V.

The three level active filter has imposed a sinusoidal source current waveform instantaneously as illustrated in Fig.11. The current THD is reduced from 15.66% to 1.3% as shown in the frequency current spectrum of Fig.11 and 12, respectively.

CONCLUSION

A theoretical study with simulation of three-level shunt active power filter controlled with the PWM modulation was presented and analysed in this paper. The three-level APF provides numerous advantages such as improvement of the supply current wave form, less harmonic distortion and its use in high power/medium voltage with a lower maximum device rating. The effectiveness of the proposed scheme is proved by simulation using MATLAB.

REFERENCES

- [1] H. Akagi, "Utility applications of power electronics" in Conf. Proceedings of IPEC Yokohama 95, pp 19-22, 1995.
- [2] H. Akagi, "Trend in Active Power Line Conditioners", in IEEE Trans. On Ind. Electronics, Vol.9, N°3, pp. 263-268, August 1994.
- [3] Adel M. Al-Zamel and David A. Torrey "A three phase hybrid series passive/shunt active filter system" IEEE transactions on power electronics, pp.875-881,1999.
- [4] H. Akagi, A. Nabae, "Control strategy of active power filters using multiple voltage source PWM converters", IEEE Trans. Ind. Appl. IA-22 (May/June), pp.460-465. 1986
- [5] A. Nabae, I. Takahashi, H. Akagi, "A new neutral-point-clamped PWM inverter", IEEE Trans. Ind. Appl. 17 September (5), pp. 518-523, 1981.
- [6] V. Aburto, M. Schneider, L. Moran, J.An. Dixon, "active power filter implemented with a three-level NPC voltage-source inverter", IEEE Power Electronics Specialists Conference, pp.1121 – 1126, Jun 1997.
- [7] Jin. Taotao, Wen. Jun, K. Smedley, "Control and topologies for three-phase three-level active power filters", IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition, pp. 655 – 664, March 2005.
- [8] A.M. Massoud, S.J inney, D.M. Grant, B.W. Williams, "Predictive Current Controlled Shunt Active Power Filter Using Three-level Cascaded Type Inverter", IEEE IET International Conference, pp.388 – 393, March 2006.
- [9] B.-R. Lin, T.-Y. Yang, "Three-level voltage-source inverter for shunt active filter", IEE, Electric Power Applications, pp.744-751, Nov. 2004.
- [10] B.-R. Lin, H. K. Chiang, C.-H. Huang, "Three-phase three-level active power filter with a clamped capacitor topology", IEE, Electric Power Applications, pp.513 – 522, July 2006.
- [11] H. Akagi, Y. Kanazawa, A. Nabae, "Generalized theory of the instantaneous reactive power in three-phase circuits", In proceedings of the 1985 international power electronics conference, Tokyo, Japan, pp.1375-1386, 1983.
- [12] M. Gaiceau, "Active power compensator of the current harmonics based on the instantaneous power theory", The annals of "dunarea de jos" University of Galati FASCLE III. ISSN 1221-454X, pp.23-28, 2005.

*Construction des Réseaux
Electriques &
Production Décentralisée*

Raccordement en énergie électrique des stations de pompage de la station de dessalement de Souk Telata - Tlemcen-

K.Nassour, M.Brahmi, A.Benkoceir, H.Sayah

*Laboratoire intelligent control and power electrical system, UDL Sidi Bel Abbes
Nass_ka@yahoo.fr*

Abstract: The electric power produced in electric power station must then convoyed towards uses via the lines of transport and distribution.

This paper presents an application for the calculation of the air lines and various techniques witch referent. Then to choose a more powerful installation, then that from the transport capacity or the cost of this installation, for that one, we must bring an answer to this question: how to transmit to lower cost a certain active power starting from a station of overage or high voltage to feed a load, located at certain distance with a certain power-factor?

Résumé : L'énergie électrique produite en centrale doit être ensuite acheminés vers des usages via des lignes de transport et de distribution.

Cet article présente une application de calcul des lignes aériennes pour raccorder les stations de pompage de la station de dessalement de Souk Telata et les diverses techniques qui s'y réfèrent.

Donc opter pour une installation plus performante que ça soit du point de vue capacité de transport ou du coût de revient, on doit apporter une réponse à la question: comment transmettre au moindre coût une certaine puissance active à partir d'un poste moyenne ou haute tension pour alimenter une charge, située à une certaine distance sous une certaine tension et un certain facteur de puissance.

Introduction :

Habituellement, le transport de l'énergie électrique ne suscite pas le même intérêt que sa production et son utilisation, de sorte qu'on a souvent négligé l'étude de ce sujet important. Pourtant, les investissements humains et matériels affectés au transport dépassent largement les investissements consacrés au secteur de la production.

Pour que l'énergie électrique soit utilisable, le réseau de transport et de distribution doit satisfaire les exigences suivantes :

- 1) Assurer au client la puissance dont il a besoin.
- 2) Fournir une tension stable dont les variations ne dépassent pas les 10% de la tension nominale.
- 3) Fournir une fréquence stable dont les variations n'excèdent pas les 0.1 Hz.
- 4) Fournir l'énergie à un prix acceptable.
- 5) Maintenir des normes de sécurités rigoureuses.
- 6) Veiller à la protection de l'environnement.

Calcul de la section des conducteurs

Il existe plusieurs types de conducteurs utilisés pour le transport de l'énergie électrique. La plupart de ces conducteurs sont constitués de plusieurs torons (conducteurs cylindriques tordus) enroulés les uns contre les autres, appelés conducteurs toronnés. De tels

conducteurs ne possèdent non seulement une plus grande flexibilité, mais aussi une grande résistance mécanique par rapport à un conducteur unique de même section.

Des aspects électriques et économiques sont à prendre en considération lors du choix de la section du conducteur. Pour choisir la section technique des conducteurs, on fait appel à trois facteurs :

- Critère du courant nominal
- Critère du courant de court circuit
- Critère de chute de tension

➤ Critère du courant nominal

Ce critère permet de vérifier que le conducteur supportera sans difficulté le courant nominal sur sa durée de vie.

On commence par la détermination de la puissance active circulant dans le câble après les T années d'utilisation selon la relation suivante :

$$P_t = P_{\text{départ}}(1+a)^T \quad (1)$$

Où : $P_{\text{départ}}$: puissance de départ.

a : Pourcentage d'augmentation annuelle de la puissance consommée.

Le courant en régime permanent qui circule dans chaque sous conducteurs est calculé en utilisant la formule suivante :

$$I_{N,T} = \frac{P_t}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U \cdot \cos(\varphi)} \quad (2)$$

Avec :

U : tension de service.

$\cos(\varphi)$: facteur de puissance.

n : le nombre de sous conducteurs dans le cas d'un conducteur en faisceau.

Une fois que le courant dû au régime permanent est déterminé, on déduit la section correspondante à ce courant après avoir choisi le type de matériaux de conducteur à partir des catalogues donnés par le constructeur.

➤ Critère de courant de court-circuit :

Le courant de court circuit est calculé directement par la formule suivante :

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U} \quad (3)$$

Où :

S_{cc} : est la puissance de court-circuit

n : le nombre de sous conducteurs dans le cas d'un conducteur en faisceau.

La section minimale qui permet de supporter ce courant durant le temps t_{cc} :

$$S = \frac{I_{cc} \sqrt{t_{cc}}}{a} \quad (4)$$

t_{cc} : Le temps de court-circuit

a : est un facteur dépendant du matériau constituant le câble.

➤ Critère de chute de tension :

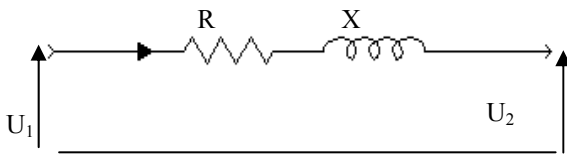


Figure 1 : Critère de chute de tension.

Un simple calcul nous donne la relation de la chute de tension :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{P.R + Q.X}{U^2_N} \quad (5)$$

$$\text{On a : } P = \sqrt{3}.I_N.U.\cos\phi \quad (6)$$

$$Q = \sqrt{3}.I_{<N} < U.\sin\phi \quad (7)$$

Où :

P : puissance active transmise par la ligne.

Q : puissance réactive transportée par la ligne

ϕ : déphasage entre le courant et la tension

U_N : tension de service en V.

R : résistance linéique de la ligne à 70°C

X : réactance inductive linéique de la ligne

Donc on trouve :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{\sqrt{3}.I_N}{U_N} (R_{70^\circ C} \cos\phi + X \sin\phi) \quad (8)$$

Ou Autrement dit la chute de tension peut s'exprimer comme suit :

$$\Delta U = |U_2| - |U_1| \approx |U_2 - U_1| \quad (9)$$

De la formule (8) on détermine la résistance R à 70°C puis on la transforme à 20°C qui donne la chute de tension donnée dans le cahier de charge. En utilisant des abaques on se fixe sur la section correspondante à cette résistance.

➤ Critères économiques :

On calcule le coût total d'investissement pour les conducteurs pour une ligne aérienne en fonction de la section à l'aide de la formule suivante :

$$C_t = A + BS + C/S \quad (10)$$

Avec C_t : coût total sur les n années.

A : frais fixes (pose du câble.....)

C : coût des pertes.

B : coût des conducteurs.

S : section du câble (mm²).

Le terme C se calcule par la formule suivante :

$$C = 3.\rho.l.N.p.f.I^2/n \quad (11)$$

ρ : résistivité du conducteur

l : longueur de la liaison

I : courant parcourant le câble en début de vie

• **Remarque :** Dans le cas des conducteurs en faisceaux on doit diviser ce courant par le nombre de sous conducteurs.

N : nombre d'heures d'utilisation à pleine charge du point de vue perte

P : prix du kWh de pertes

Le facteur (f), est le facteur d'actualisation, prend en compte l'érosion de la valeur de l'argent au cours des années ; il est comme suit :

$$f = \frac{Q}{1 + \frac{i}{100}} \quad (12)$$

$$\text{où } Q = \frac{1 - r^t}{1 - r} \quad (13)$$

$$\text{et } r = \frac{(1+a/200)^2 (1+b/100)}{(1+i/100)} \quad (14)$$

Avec i : taux d'intérêt

a : augmentation annuelle de la puissance

b : pourcentage d'accroissement du prix du kWh

La section optimale du point de vue économique est donc celle pour laquelle la dérivée de la fonction coût est nulle.

$$S_{ECON} = \sqrt{\frac{B}{C}} \quad (15)$$

Après avoir calculé la section technique et économique on doit choisir la plus grande.

Calcul de la chaîne d'isolation

Le rôle des isolateurs des lignes aériennes est de retenir mécaniquement les conducteurs aux structures qui les supportent et d'assurer l'isolement électrique entre ces deux éléments.

Le dimensionnement des isolateurs nécessite de connaître les contraintes électriques et mécaniques que devraient les subir pour permettre d'apprécier la sécurité souhaitée.

Une fois la section des conducteurs déterminée on déduit à partir des tables l'effort maximal de rupture puis on calcule l'effort de traction par la formule suivante :

$$T_{Max} = C_r/3 \quad (16)$$

➤ Calcul du nombre d'assiettes

On détermine d'abord le degré de salinité, ensuite la tension de tenue aux chocs de foudre BIL et finalement la longueur de fuite L_f qui devra être respectée par la chaîne de façon à protéger la ligne d'une manière correcte.

En fonction de la zone de pollution retenue, nous allons pouvoir fixer la tension de contournement β . Le BIL (basic insulation level) est proportionnel à la tension de service. La ligne de fuite est proportionnelle à la tension et au degré de salinité, elle se calcule en utilisant la formule suivante :

$$L_f = 1.1 U_m \beta \quad (17)$$

Le nombre d'assiettes est calculé par la formule suivante :

$$N = \frac{L_f}{\text{longueur de fuite d'une assiette}} \quad (18)$$

► Calcul de la longueur et la masse de la chaîne d'isolation

Finalement on obtient les caractéristiques de la chaîne d'isolation c'est à dire la masse et la longueur totale de la chaîne en utilisant les équations suivantes :

Longueur : $S_L = N * \text{longueur d'une assiette}$

Masse : $M = N * \text{masse d'une assiette}$

Etude des supports

Les pylônes sont les supports métalliques en éléments assemblés destinés à la plupart des lignes de transport de l'énergie électrique à haute tension (3^{ème} catégorie).

on distingue deux grandes classes des supports, l'une dans laquelle les conducteurs sont disposés en étage : pylône triangle, drapeau, double drapeau, double triangle, et l'autre dans lequel les conducteurs sont disposés au même niveau pylône nappe et nappe voûte.

Dans l'établissement d'une ligne aérienne, il faut tenir compte des conditions climatiques. Ces derniers jouent un rôle très important dans le dimensionnement des conducteurs et des supports, ces conditions concernent en particulier :

- les températures ;
- l'action du vent ;
- l'action du givre ;

■ Calcul de la portée hypothétique été

La portée dans les conditions d'été est donnée par la formule suivante :

$$X_{été} = \sqrt{24 \cdot \frac{\frac{T_{\max} - T_{\text{canicule}}}{E \cdot S} - \alpha(\theta_{\text{canicule}} - \theta_{été})}{\left(\frac{P_{été}}{T_{\max}}\right)^2 - \left(\frac{P_{\text{canicule}}}{T_{\text{canicule}}}\right)^2}} \quad (19)$$

Où : α est le coefficient de dilatation linéaire ;

E est le module d'élasticité du câble ;

S est la section du conducteur ;

T_{\max} est la tension maximale que doit supporter le câble ;

T_{canicule} est la tension mécanique en temps canicule

θ est la température correspondante;

P est le poids équivalent des conducteurs.

■ Calcul de la portée hypothétique hiver :

$$X_{hiver} = \sqrt{24 \cdot \frac{\frac{T_{\max} - T_{\text{canicule}}}{E \cdot S} - \alpha(\theta_{\text{canicule}} - \theta_{hiver})}{\left(\frac{P_{hiver}}{T_{\max}}\right)^2 - \left(\frac{P_{\text{canicule}}}{T_{\text{canicule}}}\right)^2}} \quad (20)$$

■ Calcul de la portée critique : On définit la portée critique $X_{critique}$ comme étant celle pour laquelle

l'état été est équivalent à celui de l'hiver ou autrement

$$\text{dit } \begin{cases} T_{été} = T_{hiver} = T_{\max} \\ X_{critique} = X_{été} = X_{hiver} \end{cases}$$

En introduisant les données de ces deux états dans l'équation de BLONDEL, on trouve :

$$X_{critique} = T_{\max} \sqrt{\frac{24 \cdot \alpha (\theta_{été} - \theta_{hiver})}{P_{été}^2 - P_{hiver}^2}} \quad (21)$$

■ Choix de la portée moyenne :

A partir de la connaissance des portées hypothétiques hiver, été, critique, nous pouvons déterminer la portée moyenne comme suit :

□ Si $X_{critique} > X_{hiver} \Rightarrow X_{moyenne} = X_{hiver}$

□ Si $X_{critique} < X_{été} \Rightarrow X_{moyenne} = X_{été}$

□ Si aucune de ces conditions n'est satisfaite, c'est que nous nous trouvons dans un état (T, S) non admissible.

□ Si les deux conditions sont satisfaites simultanément on calcule le coût de la ligne pour les deux valeurs de la portée et choisit la moins coûteuse.

On peut limiter l'intervalle des portées pour ne pas se trouver dans un cas de portées trop petites ou très grandes. Cet intervalle a pour valeur inférieure $\frac{u + 100}{2}$ et pour valeur supérieure $(u + 100)2$ avec u

la tension de la ligne exprimée en kV.

■ Calcul de la flèche maximale :

$$f_{\max} = \frac{P_{\text{canicule}} \cdot P_{\text{moyenne}}}{8 \cdot T_{\text{canicule}}} \quad (22)$$

■ Calcul des dispositions communes à tous les supports :

a. Distances entre phases : la distance entre phases dépend de deux paramètres : l'un est proportionnel à la tension entre phases, constant pour une même tension nominale et l'autre dépend des hypothèses de rapprochement des phases entre elles.

Ces deux points nous conduisent à la formule suivante :

$$E_{\rho\rho} = \frac{U_n}{150} + K \sqrt{f_{\max} + S_l} \quad (23)$$

Où : U_n est la tension de service exprimée en volt.

f_{\max} est la flèche maximale exprimée en m.

S_l est la longueur de la chaîne d'isolation en m.

K est un coefficient qui dépend de la nature du conducteur :

b. Distance entre phase / neutre : la distance entre phase et neutre est donnée par la formule suivante :

$$E_{\rho N} = \frac{U_n}{150} \quad (24)$$

■ Calcul des efforts en tête

Le pylône subit trois moments :

- M_1 : moment dû au poids propre de l'ensemble, formé par les conducteurs, les chaînes d'isolateurs et la surcharge du givre.

$$M_1 = 3 \left(L_1 + \frac{a}{2} \right) (n \cdot m_{\text{conducteur}} \cdot P_{\text{moy}} \cdot 9.81 / 1000 + P_{\text{isolateur}}) \quad (25)$$

Où :

L_1 : est la longueur de la chaîne d'isolation.

a : est l'écartement entre les sous conducteurs exprimé en cm.
 n : nombre de sous conducteurs par faisceau.
 $m_{\text{conducteur}}$: masse linéique des conducteurs exprimés en g/m.
 P_{moy} : portée moyenne exprimée en m.
 S_L : la longueur de la chaîne d'isolation en m.
 $P_{\text{isolateur}}$: est la masse de la chaîne d'isolation exprimée en N.

- M_2 : moment dû à la force aérodynamique du vent qui s'exerce sur les conducteurs y compris le câble de garde.

$$M_2 = C_x \cdot Q_{\text{pression}} \cdot A \quad (26)$$

Où :

C_x est le coefficient aérodynamique d'ensemble dans la direction de vent ;

Q_{pression} est la pression dynamique exprimée en pascal.

A est la surface en m^2 que l'élément présente au vent perpendiculairement à la direction dans laquelle il souffle. Pour les conducteurs elle est calculée comme suit : $A = d \cdot P_{\text{moy}} / 1000$ (27)

- M_3 : moment dû à la force du vent appliquée de façon uniforme sur le pylône.

Nous devons obtenir le moment par calcul intégral :

$$F_{\text{pyl}} = C_{\text{pyl}} \cdot Q_{\text{pyl}} \cdot A_{\text{pyl}} \quad (28)$$

A_{pyl} est la surface du pylône soumise au vent, elle se calcule comme suit :

$$A_{\text{pyl}} = V \cdot H \cdot r_{\text{sol}} \quad (29)$$

Avec V l'épaisseur du pylône exprimée en m.

Donc la force répartie sur la hauteur du pylône s'écrit comme suit :

$$F_{\text{pyl}} = C_{\text{pyl}} \cdot Q_{\text{pyl}} \cdot V \cdot H \cdot r_{\text{sol}} \quad (30)$$

Le moment à l'extrémité du pylône s'obtient en intégrant la force le long de la longueur du pylône suivant la formule :

$$M_3 = \int_0^{H r_{\text{sol}}} F_{\text{pyl}} \cdot z \cdot dz = F_{\text{pyl}} \cdot \frac{H H r_{\text{sol}}^2}{2} \quad (31)$$

L'effort en tête E s'obtient en faisant la somme des trois moments et en divisant par la hauteur hors sol :

$$E = \frac{M_1 + M_2 + M_3}{H H r_{\text{sol}}} \quad (32)$$

Dimensionnement d'une ligne pour le raccordement des stations de pompage

Nous avons réalisé un programme de calcul sous DELPHI 6 qui nous permet de modifier les données afin de trouver une solution optimale et moins coûteuse.

Situation géographique des trois stations :

Ces stations sont localisées de la manière suivante :

- La station SP1 se trouve à 8 km de la station dessalement et à 20 km du poste THT situé à

Ghazaouet avec un relief accidenté.

- La station SP2 se trouve à 10 km de la station SP1, à 23 km du poste THT Ghazaouet avec un relief accidenté et à 30 km du poste Maghnia.

- La station SP3 se trouve à 15 km de la ville Maghnia, à 8 km du poste Zhair.

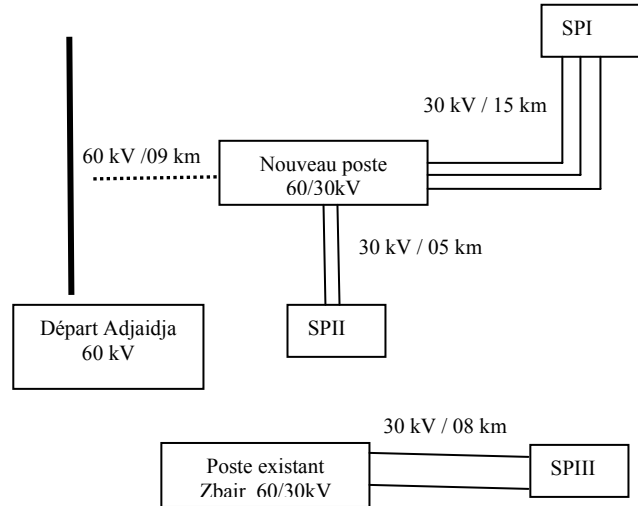


Figure 2 : plan de situation pour les trois stations de pompage.

Station de pompage I, II, III – lignes 30 kV-

Tableau 1 : Ligne MT en nappe voûte sans câble de garde :

Données électriques du réseau	
Puissance apparente (MVA)	2*04 – 5 - 2
Tension nominale (kV)	30
Facteur de puissance	0.85
Longueur (km) (I1-I2-I3)	15- 05- 08
Puissance de court- circuit (MVA)	700
Temps de court-circuit (s)	0.2
Chute de tension maximale (%)	7
Utilisation à pleine charge (heures)	2000
Données économiques du réseau	
Taux d'actualisation (%)	8.5
Augmentation annuelle de la puissance (%)	3
Augmentation annuelle du prix du kWh (%)	2
Nombre d'années d'utilisation (an)	20
Données géographiques	
Pourcentage des pylônes d'alignement	80
Pourcentage des pylônes d'arrêt	10
Pourcentage des pylônes d'angle	10
Angle des pylônes d'angle en degré	30
Données climatiques	
Hypothèse été	Température : 35°C Vent : de force normale.
Hypothèse hiver	Température : -5°C Vent : de force réduite.
Hypothèse canicule	Température : 50°C Vent : sans vent.

Résultats

Après l'exécution du programme nous obtenons les résultats suivants :

Caractéristique des conducteurs de la ligne :

Nombre de conducteurs par faisceau	1
Ecartement entre deux conducteurs voisins	0 cm
Section d'un sous-conducteur = max. (s. technique, s. économique)	1x93.3 mm ²
Diamètre du sous-conducteur	2.5 mm
Nombre de fils d'acier d'un seul conducteur	0
Nombre de fils d'un sous-conducteur	19
Masse d'un sous conducteur par km :	257 kg/km
Masse de graisse par km d'un sous - conducteur	7 kg/km
Résistance linéique à 20°C à 50Hz	0.286 Ω / Km
Tension de rupture	37650 N
Module élasticité	56000 N/mm ²
Coefficient de dilatation linéique	2.3 .10 ⁻⁵ k ⁻¹

Caractéristiques de la chaîne d'isolateur :

Type d'assiette	CTV 254
Nombre d'assiette	4
Longueur totale de la chaîne d'isolation	900.9 mm

Caractéristiques des pylônes :

Phase 1	(x,y) = (1.5, 8) m
Phase 2	(x,y) = (0.00 ,8.5) m
Phase 3	(x,y) = (-1.5 ,8) m
Câble de garde	Pas de câble de garde
Hauteur du pylône H	12.00 m
Hauteur hors sol du pylône HHrsol	9.6 m
Prix du pylône	0.03 MDA
Prix de la ferrure	0.01 MDA
Profondeur d'enfouissement du pylône:	1.7 m

Caractéristique de la jonction :

Matériau utilisé	Almélec
pylônes d'alignement	96 bs 66
pylônes d'arrêt	96 bs 77
pylônes d'angle	96 bs 99
Traversées	106 bs 88
Portée moyenne	130 m
Caractéristique du câble de garde	pas de câble de garde

Evaluation des coûts :

Coût de tirage	7.71 MDA
Coût de conducteur	32.32 MDA
Coût des pertes	22.52 MDA
Coût total des conducteurs	62.55 MDA
Coût des pylônes d'alignement	6.49 MDA
Coût des pylônes d'arrêt	5.8 MDA
Coût des pylônes d'angle	2.78 MDA
Coût total des supports	15.06 MDA
Coût total des conducteurs	62.55 MDA
Coût total des accessoires	14.71 MDA
Coût total de l'indemnisation (terrain)	3.53 MDA

Coût de l'ensemble sur 20 ans

95.86 MDA

Ligne 60 kV en triangle avec câble de garde

Les données de la ligne sont illustrées par le tableau suivant :

Tableau 2 : Ligne 60 kV en triangle avec câble de garde :

Données électriques du réseau	
Puissance apparente	20M VA
Tension nominale	60 kV
Facteur de puissance	0.85
Longueur	09 Km
Puissance de court- circuit	2500 MVA
Temps de court-circuit	0.7 s
Chute de tension maximale	9 %
Utilisation à pleine charge	2000 heures
Taux d'actualisation	8.5 %
Augmentation annuelle de la puissance (%)	3 %
Augmentation annuelle du prix du kWh (%)	2 %
Nombre d'année d'utilisation	20 ans

Résultats

Dans les lignes aériennes à haute tension,

Caractéristique des conducteurs de la ligne :

Nombre de conducteurs par faisceau	1
Ecartement entre deux conducteurs voisins	0 cm
Section d'un sous-conducteur = max. (S. technique, S économique)	366.2 mm ²
Section du câble de garde	94 mm ²
Diamètre du sous-conducteur	3.55 mm
Nombre de fils d'acier d'un seul conducteur	0
Nombre de fils d'un sous-conducteur	37
Masse d'un sous conducteur par km :	1009 kg/km
Masse de graisse par km d'un sous - conducteur	28 kg/km
Résistance linéique à 20°C à 50Hz	0.0913 Ω / Km
Tension de rupture	117950 N
Module élasticité	56000 n/mm ²
Coefficient de dilatation linéique	2.3 .10 ⁻⁵ k ⁻¹

Caractéristiques de la chaîne d'isolateur :

Type d'assiette	CTV 254
Nombre d'assiette	6
Longueur totale de la chaîne d'isolation	1650.9 mm

Caractéristiques des pylônes :

Phase 1	(x, y) = (2.5, 10.35) m
Phase 2	(x, y) = (-2.5, 11.5) m
Phase 3	(x, y) = (2.5, 12.57) m
Câble de garde	(x, y) = (0.00, 15.5) m

Hauteur du pylône H	19 m
Hauteur hors sol du pylône HHrsol	15.5 m

Caractéristique de la jonction :

Matériau utilisé	Almélec
pylônes d'alignement	N
pylônes d'arrêt	S4000

pylônes d'angle	A 4000
Traversées	Sx 4000
Portée moyenne	250 m

Conclusion

Notre programme permet à l'utilisateur de récupérer des résultats pour différents cahiers de charge concernant le dimensionnement des lignes aériennes.

Il présente tout d'abord les caractéristiques du conducteur idéal : son nom, sa section, son diamètre, son module de Young, etc. ...

Il propose ensuite les caractéristiques des différents isolateurs (de suspension, d'arrêt et d'angle) : type d'assiette, nombre d'assiette et le poids de la chaîne d'isolation. Ensuite ce programme permet de calculer les différents pylônes de suspension d'angle et d'arrêt en plusieurs modèle de lignes (nappe, nappe-voûte, triangle, drapeau).

Finalement il présente les différents coûts de l'installation. L'utilisateur a la possibilité de modifier les données pour comparer plusieurs modèles.

Le programme sous DELPHI 6 que nous avons réalisé permet à l'utilisateur de changer les paramètres et de comparer plusieurs solutions afin de choisir la meilleure du point de vue technique et économique

Références

- [1] J.L.LILIEN, TRANSPORT et distribution de l'énergie électrique, Centrale des cours de l'A.E.E.S, Université de Liège 1997.
- [2] C.AVRIL, Construction des lignes aérienne à haute tension, Editions Eyrolles 1984.
- [3] P.PIROTTE, Qualité de l'énergie électrique, Notes de cours, université de Liège 1998.
- [4] O.HOUEY, dimensionnement d'une jonction triphasé, Travail de fin d'étude, université de Liège 1998.
- [5] Ecole nationale de métiers électricité de France de la palière.
 - o Calculs mécaniques des conducteurs.
 - o Calculs mécaniques des supports.
 - o Calculs des armements.
- Editions d'électricité de France 1970.
- [6] M.BRAHAMI, transport et distribution de l'énergie électrique, Notes de cours, UDL Sidi Bel Abbès 2002.
- [7] Y.PORCHERON, transport de l'énergie électrique, Technique de l'ingénieur, D41 1984.
- [8] WILDI, Electrotechnique, Transport et distribution de l'énergie électrique 1999.
- [9] P.LAGONOTTE, les installations électriques, les lignes et les câbles électriques, 1990.
- [10] A.FOUILLE, électrotechnique à l'usage des ingénieurs, Tome1 : édition. Dunod 1969.
- [11] M.PELLETIER, Le tout en proche, BORLAND DELPHI 6 2001.

Implémentation de la commande MPPT sur circuit FPGA utilisant les techniques intelligentes

F. Chekired*, C. Larbes**, D. Bendib*, Z. Samara*

*Unité de développement des équipements solaires, Bousmail, Algérie., Email: chekiredfathya@yahoo.fr

** Laboratoire de dispositifs de Communication et de conversion Photovoltaïque, Ecole Nationale Supérieure Polytechnique, Alger, Algérie.

Abstract- This work focuses on the pursuit of maximum power point tracking (MPPT) for photovoltaic generators. For this, we will use intelligent techniques: fuzzy control and neuro-fuzzy control. The main objective of these controls is to extract, for loading conditions and atmospheric data, the maximum power of photovoltaic modules.

In this paper, we present the development of these controls and their implementation on a "FPGA Xilinx Virtex II" circuit using the "Memec Design Virtex-II V2MB1000" board development.

We show the advantage of using intelligent control in photovoltaic systems as well as the advantages of FPGAs with their computing power, low development time and flexibility of operation.

Keywords – Photovoltaic, MPPT, Neuronal networks, Fuzzy logic, neuro-fuzzy networks, neuro-fuzzy Controller, FPGA circuit.

Résumé – Ce travail s'intéresse à la poursuite du point de puissance maximale (MPPT) des générateurs photovoltaïques.

Pour cela, nous utiliserons des commandes intelligentes : la commande floue et la commande neuro-floue. L'objectif principal de ces commandes est d'extraire, pour des conditions de charge et atmosphériques données, la puissance maximale possible des modules photovoltaïques. Dans cet article, nous présentons le développement de ces commandes et leur implémentation sur un circuit "FPGA Virtex II de Xilinx" en utilisant la carte de développement « Memec Design Virtex-II V2MB1000 ». Nous montrons ainsi l'avantage de l'utilisation des commandes intelligentes dans les systèmes photovoltaïques ainsi que les avantages apportés par les circuits FPGA grâce à leur puissance de calcul, leur faible temps de développement et leur flexibilité de fonctionnement.

Mot clés – Photovoltaïque, MPPT, Réseaux de neurones, Logique floue, Réseaux neuro-flous, Contrôleur neuro-flou, Circuit FPGA.

I. INTRODUCTION

L'électricité solaire est en train de s'imposer depuis que les modules photovoltaïques sont devenus très disponibles et ont un rendement acceptable. En parallèle, la technologie des composants semi-conducteurs de grande puissance a nettement évolué par l'introduction de composants de puissance très performants en tous points de vue, rendement, fiabilité et coût.

Une caractéristique importante des modules photovoltaïques est que la puissance maximale disponible est fournie seulement en un seul point de fonctionnement, appelé Maximum Power Point (MPP), localisé par une tension et un courant connus

[1][2][3]. Par ailleurs, la position de ce point MPP n'est pas fixe mais elle se déplace en fonction de l'ensoleillement et de la température des cellules solaires du module ainsi que de l'utilisation. A cause du coût relativement onéreux de ce genre d'énergie on doit à tout instant extraire le maximum possible de la puissance disponible des modules photovoltaïques. Cela nécessite un mécanisme de poursuite (Tracking) de l'MPP appelé 'maximum power point tracking' (MPPT) afin que la puissance maximale soit générée en permanence [1][2][3].

L'objectif de cet article est de présenter les différentes étapes de conception et d'implémentation, sur un circuit FPGA, de deux commandes MPPT : floue et neuro-floue.

II. SYSTEMES HYBRIDES NEURO-FLOUS

A. Un système neuro-flou est défini comme étant un réseau neuronal multicouche avec des paramètres flous, ou comme Full-Size Camera-Ready (CR) Copy

un système flou mis en application sous une forme distribuée parallèle. Il a été notamment répertorié trois familles différentes [4] [5] [6] :

- Le modèle FALCON et le modèle GARIC
- Le modèle NEFCLASS
- Le modèle ANFIS

III. STRUCTURE DE L'ANFIS (SYSTEME D'INFERENCE FLOU BASE SUR LES RESEAUX DE NEURONES ADAPTATIFS)

C'est une structure à 5 couches qui affine les règles floues déjà établies par des experts humains et réajuste le chevauchement entre les différents sous-ensembles flous.

ANFIS met en application un système d'inférence flou (SIF) du type Takagi Sugeno [4][7][8][9] et a une architecture composée de cinq couches comme représentée sur la figure 1:

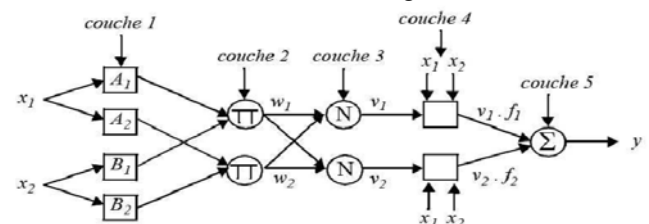


Figure 1: Architecture équivalente de l'ANFIS pour deux entrées à deux règles.

Le réseau adaptatif ANFIS est un réseau multicouche dont les connexions ne sont pas pondérées,

ou ont toutes un poids de 1. Les noeuds sont de deux types différents selon leur fonctionnalité: les noeuds carrés (adaptatifs) contiennent des paramètres, et les noeuds circulaires (fixes) n'ont pas de paramètres.

Couche1: La première couche représente les fonctions d'appartenance floues. Chaque nœud de cette couche est un nœud carré avec une fonction:

$$O_i^1 = \mu_{A_i}(x) \quad (1)$$

Où x est l'entrée du nœud i , et A_i le terme linguistique associé à sa fonction. En d'autres termes, O_i^1 est le degré d'appartenance de x à A_i . Les paramètres d'un nœud de cette couche sont ceux de la fonction d'appartenance correspondante.

Couche 2 : Chaque nœud i de cette couche est un nœud circulaire appelé π qui engendre en sortie le produit de ses entrées. Ce produit représente le degré d'activation d'une règle:

$$w_i = \mu_{A_i}(x_1) \cdot \mu_{B_i}(x_2), i=1, 2 \quad (2)$$

Couche 3 : Chaque nœud est un nœud circulaire appelé N . La sortie du nœud i est le degré d'activation normalisé de la règle i :

$$v_i = \frac{w_i}{w_1 + w_2} \quad (3)$$

Couche 4 : La quatrième couche calcule les coefficients de l'équation du premier ordre d'une règle de type Takagi-Sugeno et cela pour chaque règle floue.

Chaque nœud de cette couche est un nœud carré avec une fonction réalisant le calcul:

$$O_i^4 = y_i f_i = v_i(a_i x + b_i x_2 + c_i) \quad (4)$$

Où v_i est la sortie de la couche 3, et $\{a_i, b_i, c_i\}$ est l'ensemble des paramètres de sortie de la règle i .

Couche 5 : La cinquième couche qui représente la couche de sortie, calcule la sortie globale Pesée (pondérée) du système. Le seul nœud de cette couche est un nœud circulaire qui effectue la somme des signaux provenant de la couche 4, c'est-à-dire,

$$O_i^5 = y = \sum_i v_i f_i \quad (5)$$

IV. MPPT PAR L'APPROCHE FLOUE [10] [11] [12]

A. Fuzzification

La tension et le courant actuels du générateur photovoltaïque sont mesurés instantanément et convertis par un convertisseur A/N. La puissance peut être ainsi calculée :

$$P(k) = i(k) \cdot v(k) \quad (6)$$

On suppose que le contrôle se fait par la satisfaction de deux critères relatifs à deux variables d'entrées du contrôleur flou proposé, qui sont:

- L'erreur (E) et le changement de l'erreur (dE) à des instants échantillonnés (k).

$$E(k) = \frac{P_{ph}(k) - P_{ph}(k-1)}{V_{ph}(k) - V_{ph}(k-1)} \quad (7)$$

$$dE(k) = E(k) - E(k-1) \quad (8)$$

$P_{ph}(k)$ et $V_{ph}(k)$ sont respectivement: la puissance et la tension du générateur photovoltaïque. (1)

- A partir de l'entrée $E(k)$ on peut savoir si le point de fonctionnement de la charge est situé à gauche ou à droite du point de puissance maximale de la courbe puissance-tension.
- A partir de l'entrée $dE(k)$ on peut déterminer la valeur de la variation de l'erreur de l'entrée du contrôleur flou qui représente la direction du point de fonctionnement.

En utilisant les bases des sous ensembles flous on peut exprimer les variables d'entrées et de sortie en termes de variables linguistiques, ces dernières sont étiquetées comme suit:

PG: (positif grand), PP: (positif petit), ZE: (Zéro), NP: (négatif petit), NG: (négatif grand).

Les figures 2 et 3 montrent les fonctions d'appartenance des 5 sous-ensembles flous des variables d'entrées ainsi que de la variable de sortie.

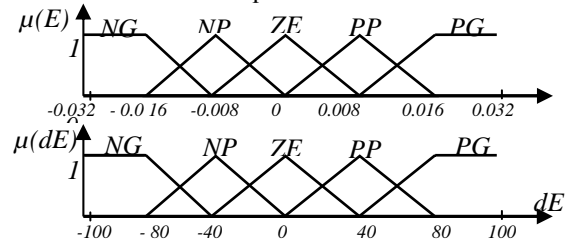


Figure 2 : fonctions d'appartenance des variables d'entrées E et dE

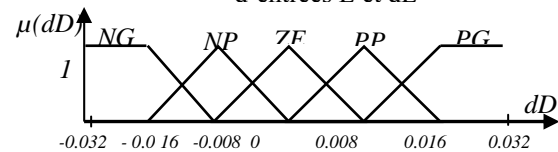


Figure 3 : fonctions d'appartenance de variable de sortie dD

B. Méthode d'inférence

La table 1 montre la table de règles du contrôleur flou où les entrées de la matrice sont les ensembles flous de l'erreur (E) et le changement de l'erreur (dE). La sortie de cette table de règles est le changement du rapport cyclique (dD).

E	dE	NP	NG	ZE	PP	PG
NP		ZE	ZE	PG	PG	PG
NG		ZE	ZE	PP	PP	PP
ZE		PP	ZE	ZE	ZE	NP
PP		NP	NP	NP	ZE	ZE
PG		NG	NG	NG	ZE	ZE

Tableau 1: Table d'inférence floue.

C. défuzzification

$$dD_0 = \frac{\sum_{j=1}^n \mu(D_j) - D_j}{\sum_{j=1}^n \mu(D_j)} \quad (9)$$

V. MPPT PAR L'APPROCHE NEURO-FLOUE

Notre contrôleur neuro-flou comprend deux entrées 'E' et 'dE' et une seule sortie 'D' qui représentent respectivement l'erreur, la variation de l'erreur, et la commande. Les deux variables d'entrées génèrent l'action de contrôle 'D' qui sera appliquée au hacheur, afin d'ajuster le rapport cyclique de ce dernier de telle manière à assurer l'adaptation de la puissance fournie par le générateur photovoltaïque.

Le contrôleur neuro-flou est un contrôleur **ANFIS** à une architecture composée de cinq couches comme représentée sur la figure 4. Ce contrôleur permet une génération automatique de règles floues basées sur le modèle d'inférence de Sugeno :

Si E est A₁ et dE est B₁ Alors d₁=f(E, dE)
Si E est A₂ et dE est B₂ Alors d₂=f(E, dE)

Si E est A₂₅ et dE est B₂₅ Alors d₂₅=f(E, dE)

Où E, dE, sont des variables d'entrée et A₁, A₂, ..., A₅ et B₁, B₂, ..., B₅ sont des ensembles flous.

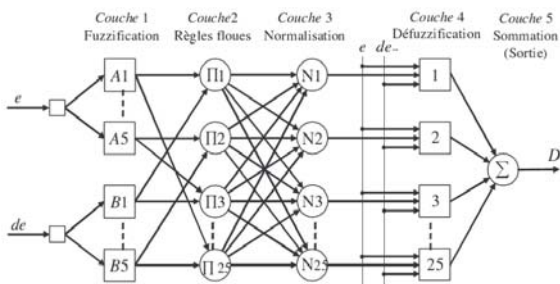


Figure 4: Architecture du modèle ANFIS proposé.

Les fonctions d'appartenance, sous forme triangulaire, $\mu(A_i)$ créées par ANFIS sont représentées sur la figure 5.

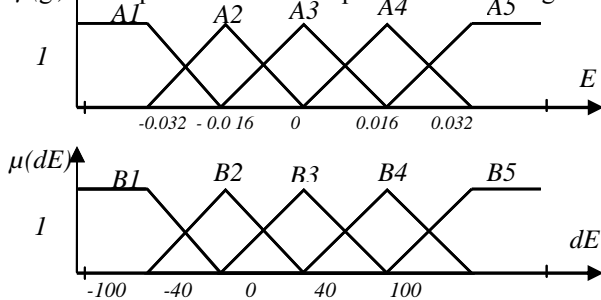


Figure 5: Illustration de l'algorithme de fuzzification

E	dE	B1	B2	B3	B4	B5
↙ A1→		d1	d2	d3	d4	d5
A2		d6	d7	d8	d9	d10
A3		d11	d12	d13	d14	d15
A4		d16	d17	d18	d19	d20
A5		d21	d22	d23	d24	d25

Tableau 2 : Table des règles générées par ANFIS.

La formule du rapport cyclique D est donnée par

$$D = \frac{w_1 d_1 + w_2 d_2 + \dots + w_{25} d_{25}}{w_1 + w_2 + \dots + w_{25}} \quad (10)$$

VI. APPLICATION, RESULTATS ET

DISCUSSION

VI.1. Environnement de test des deux contrôleurs en vue d'implémentation sur la carte FPGA

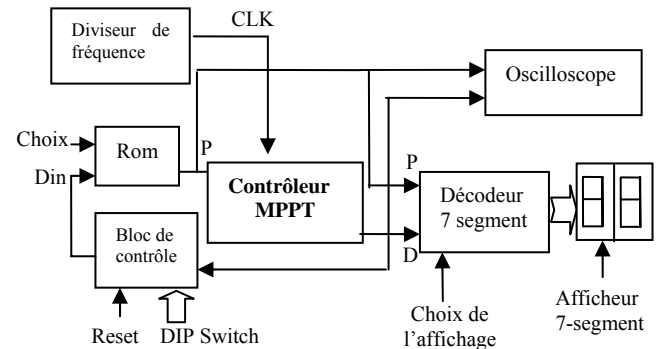


Figure 6: Schéma synoptique détaillé de l'environnement de test

VI.2. Implémentation du contrôleur flou et neuro-flou sur la carte FPGA

VI.2.1. Simulation

Cette opération nous permet de valider le projet à chaque étape du développement. C'est donc dans cette partie qu'on va pouvoir visualiser les résultats obtenus par les deux méthodes et comparer leurs performances. Dans la première étape, on compare les performances des deux contrôleurs dans la recherche du point MPP. Dans la seconde étape, on agit sur la caractéristique puissance-tension en basculant d'une courbe de puissance à l'autre, qui est mémorisée dans le bloc ROM sous forme des tableaux, (changement brusque des conditions atmosphériques), on peut alors comparer la vitesse de poursuite du point MPP pour les deux contrôleurs.

VI.2.1.1. Recherche et poursuite du point de puissance maximale par le contrôleur MPPT flou

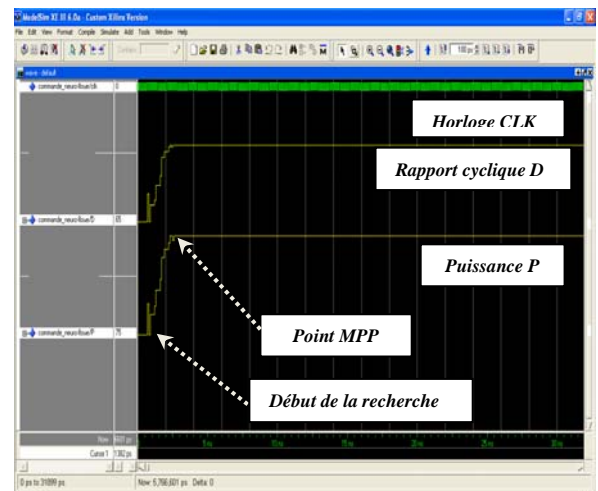


Figure 7: Simulation de la recherche du point MPP par le contrôleur "MPPT flou".

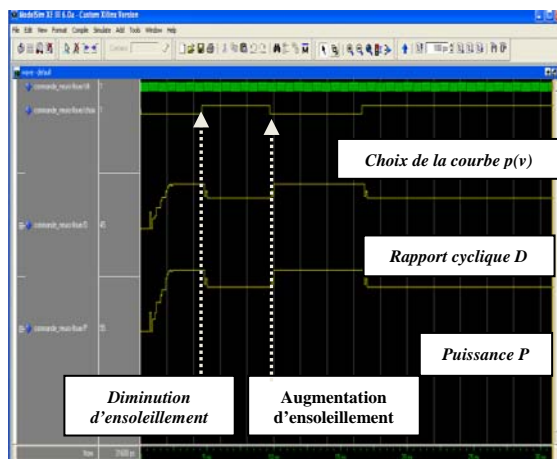


Figure8: Simulation de la poursuite du point MPP par le contrôleur "MPPT fluu" pour des changements brusques des conditions météorologiques

VI.2.1.2. Recherche et poursuite du point de puissance maximale par le contrôleur MPPT neuro-flou

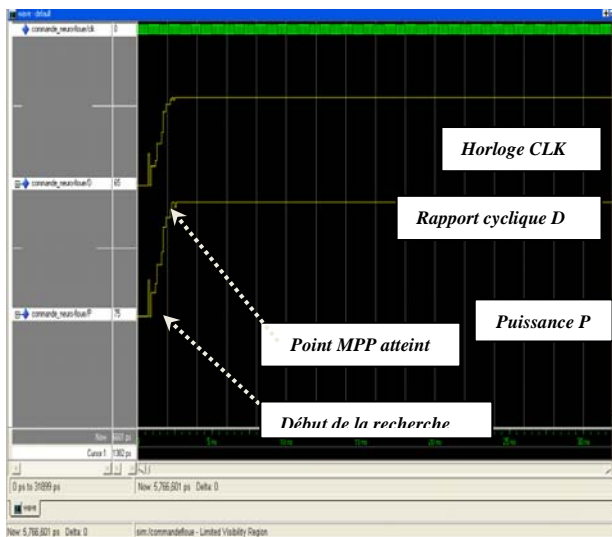


Figure9: Simulation de la recherche du point MPP par le contrôleur "MPPT neuro fluu".

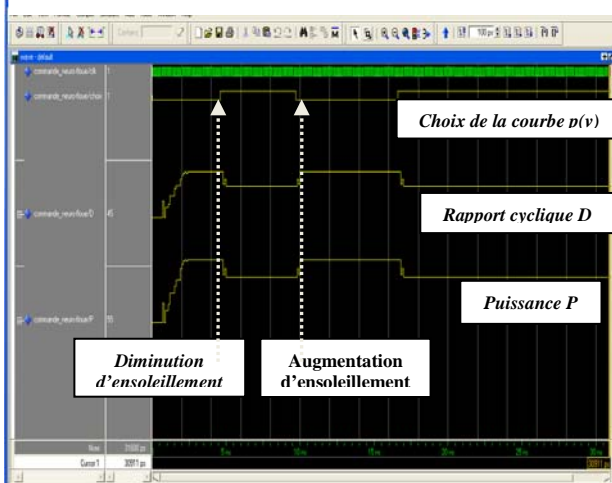


Figure10: Simulation de la poursuite du point MPP par le contrôleur "MPPT neuro-flou" pour des changements brusques des conditions Météorologiques

VI.2.2. Routage du circuit FPGA pour les programmes du contrôleur "MPPT fluu" et "MPPT neuro-flou"

VI.2.3. Aperçu de l'outil d'affectation des broches d'entrées/sorties

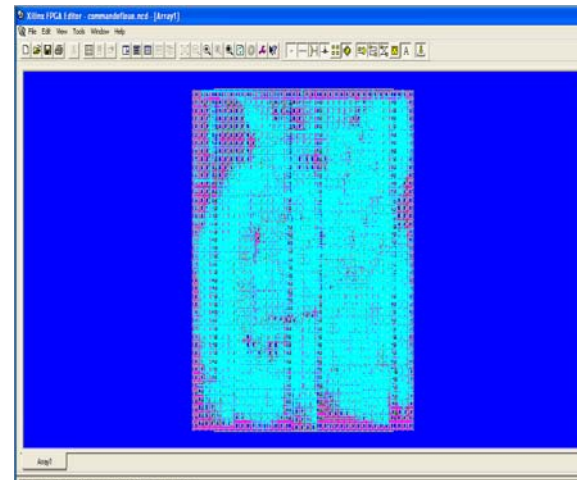


Figure11 : Routage du circuit FPGA pour le du programme contrôleur "MPPT fluu "

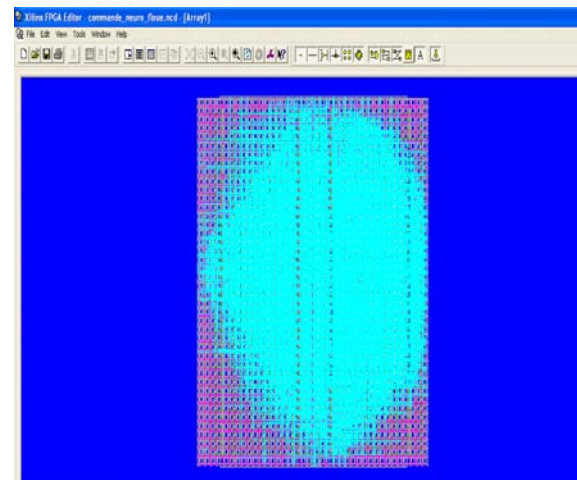


Figure12: Routage du circuit FPGA pour le programme du contrôleur "MPPT neuro-

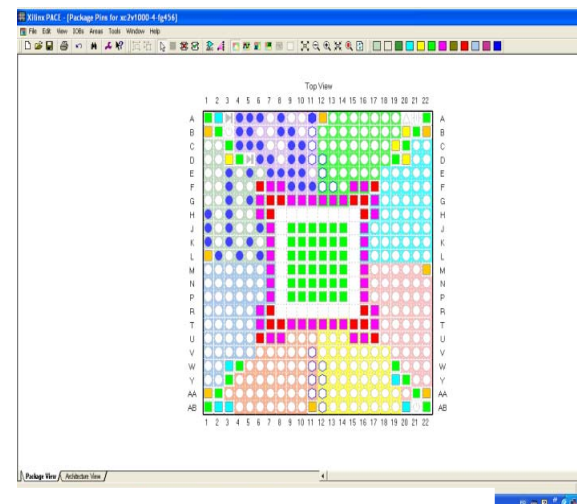


Figure13 : Aperçu de l'outil d'affectation des broches d'entrées/sorties pour les deux programmes du contrôleur "MPPT fluu" et

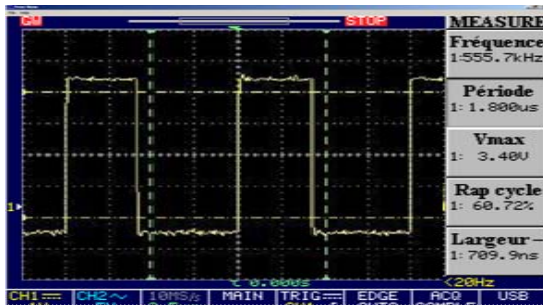


Figure14: Le rapport cyclique D généré par le contrôleur MPPT sous forme PWM sous des conditions climatiques constantes

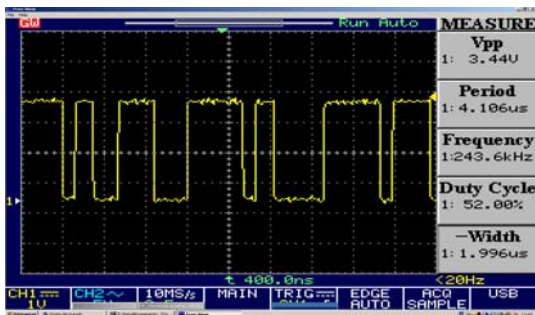


Figure15: Le rapport cyclique D généré par le contrôleur MPPT sous forme PWM sous des conditions climatiques variables

VII. CONCLUSION GENERALE

Pour assurer le fonctionnement d'un générateur photovoltaïque à son point de puissance maximale, des contrôleurs MPPT sont souvent utilisés. Ces contrôleurs sont destinés à la poursuite PPM et à minimiser ainsi l'erreur entre la puissance de fonctionnement et la puissance maximale de référence qui est variable en fonction de la charge et des conditions climatiques. Dans le même but, plusieurs techniques de contrôle MPPT ont été introduites dernièrement à savoir : la logique floue, les réseaux de neurones....etc.

Dans ce travail, on a développé et implémenté sur le circuit "FPGA Virtex II de Xilinx, deux méthodes MPPT différentes utilisées dans les systèmes photovoltaïques: la méthode du contrôleur flou, et une autre plus complexe ; contrôleur neuro-flou, on a tenté d'explorer et d'exploiter au maximum les ressources offertes par ces FPGA. La simulation nous a permis de valider les programmes des deux méthodes avant de les charger sur le circuit FPGA. Elle nous a également aidé à comparer les performances des deux méthodes pour différentes conditions de travail.

Si nous devons faire un choix entre ces deux méthodes, les deux paramètres à prendre en considération sont la complexité de l'implémentation et les performances de la méthode. Si on privilégie la simplicité de l'implémentation, le choix, relativement, sera porté sur la méthode floue. Si on estime par contre que les performances de la méthode MPPT doivent être optimales, même pour une implémentation plus complexe, le choix, relativement

aussi, sera porté sur la méthode neuro-floue mais on peut conclure que les deux contrôleurs donnent des bons résultats et montrent leur efficacité non seulement pour la poursuite du point de puissance maximale mais aussi pour le temps de réponse et la stabilité. On peut conclure aussi que la sortie des signaux qui sont obtenus et visualisés sur oscilloscope démontre la faisabilité des commandes MPPT.

Ce travail se veut une initiation au développement des projets sur circuits FPGA dans le domaine des énergies renouvelables. On espère qu'il pourra contribuer à aider les personnes qui s'intéressent à ce domaine de la technologie dans l'élaboration de leurs travaux.

VIII. REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] T. Eser, P.L. Chapman, Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking methods, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 22, No. 2, June 2007.
- [2] V. Salas, E. Olías, A. Barrado, A. Lazaro, Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems, Solar Energy Materials & Solar Cells 90, pp 1555–1578, 2006.
- [3] K. SOBAIHI, Etude et réalisation d'un hacheur MPPT à contre réaction de tension, Mémoire de Magister, ENP, Algérie, Décembre 2003.
- [4] D. Ould Abdeslam, Techniques neuromimétiques pour la commande dans les systèmes électriques: application au filtrage actif parallèle dans les réseaux électriques basse tension, Thèse de doctorat, Université de Haute-Alsace, décembre 2005.
- [5] E. Gauthier, Gestion d'une flotte de véhicules autonomes à l'intérieur d'un parking haute densité, Rapport d'étude, Institut National Polytechnique de Grenoble DEA Informatique Option Robotique Vision Image, juin 1995.
- [6] E. Gauthier, Utilisation des réseaux de neurones artificiels pour la commande d'un Véhicule autonome, Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, Janvier 1999.
- [7] M. Geethanjali, S. Mary Raja Slochanal, M. Geethanjali, A combined adaptive network and fuzzy inference system (ANFIS) approach for over current relay system, Department of Electrical and Electronics Engineering, College of Engineering, Madurai-625 015, Tamilnadu, India, 2007
- [8] Ying-Ming Wang, Taha M.S, An adaptive neuro-fuzzy inference system for bridge risk assessment, Institute of Soft Science, Fuzhou University, Fuzhou 350002, PR China School of Mechanical, Aerospace and Civil Engineering, The University of Manchester, P.O. Box 88, Manchester M60 1QD, UK

Design and implementation of a system for characterizing solar module

DJERROUD Salima¹, BOUDGHENE STAMBOULI Amine², BENABADJI Nouredine³

^{1,2}Laboratory of Electronics Power and Solar Energy (LEPES)

Department of Electronic, University of Sciences and Technology of Oran (USTOMB)

B.P. 1505, El M'nouar, 31024, ORAN, Algeria

¹Salima_djerroud@hotmail.com ²aboudghenes@yahoo.fr

³Laboratory of Analysis and Application of Radiation (LAAR)

Department of Physics, University of Sciences and Technology of Oran (USTOMB)

B.P. 1505, El M'nouar, 31024, ORAN, Algeria

³benanour2000@yahoo.com

Abstract:

The quality of photovoltaic generators (GPV) installed so far could only be controlled through expensive measurement system. Two important points are discussed in the context of this work. The first section looks at the development of an automatic characterization of PV module based on a PIC microcontroller (PIC16F877A).

We present in the second part a practical evaluation of the electrical performance of a solar module with amorphous silicon a-Si: H hybrid (thin film inorganic / organic substrate) in real-time operating conditions, facing south with an angle of 38 ° which is the optimum orientation for the city of Oran (Algeria).

Keywords:

Automatic measure, amorphous silicon, PV hybrid module, characterization, thin film, morphology and electrical performance.

I. INTRODUCTION

The photovoltaic (PV) produced by solar cells manufacturers is increasingly considered as a source of energy that can contribute to global electricity production while contributing to sustainable development. The PV industry is concentrated to near 99% using silicon as base material [1]. Currently, the cost of silicon in the development of a PV panel can reach 50% of total costs, it is clear that reducing the cost of the module through reducing the cost of developing the substrate the most accessible for industry is to reduce the thickness of silicon Polack, while using cheap substrates [2]. Other materials are also used, cadmium telluride (CdTe), the diselenide and copper indium (CIS) and gallium (CIGS). These technologies based on thin films are still very expensive but, promising returns and life at least equivalent to silicon.

II. SOLAR CELLS IN THIN FILMS

A. The hydrogenated amorphous silicon (a-Si :H)

At its first introduction in the early '60s, it was not usable because it contained many defects that were limiting performance. After ten years, it was found that the use of a plasma of silane (SiH₄) for the deposit of a-Si: H allowed to obtain a material or 99.9% of the defects was saturated (passivated) by hydrogen [3]. From that time, research on hydrogenated amorphous silicon has intensified, particularly in the field of photovoltaic solar cells in thin layers. That popularity was mainly due to the fact that these films have a coefficient of absorption of sunlight by several orders of magnitude higher than that of crystalline silicon and are often produced directly from the gas phase. Thus, a PV module in thin films can be produced in a layer 400 times thinner than crystalline PV cell with an area 40 times larger.

It seems clear that the costs should be much lower, the availability of basic materials greater and the manufacturing process easier [4].

B. Films on plastic substrate

Although plastic polymers have several advantages over glass substrates, these substrates are more easily integrated into industrial processes (cutting, continuous production), their lightness and lower cost paving the way for new applications. Moreover, these polymeric materials absorb in the UV which reduces the problems of instability of hybrid cells. The use of these substrates leads nevertheless some disadvantages, since most of the polymers do not tolerate temperatures above 140 ° C which does not allow a good connection between the particles and good adhesion to substrates. In addition several plasticizers present in these substrates diffuse

into the cell, which affects the performance of these cells.

III. DEVICES AND SENSORS FOR MEASURES

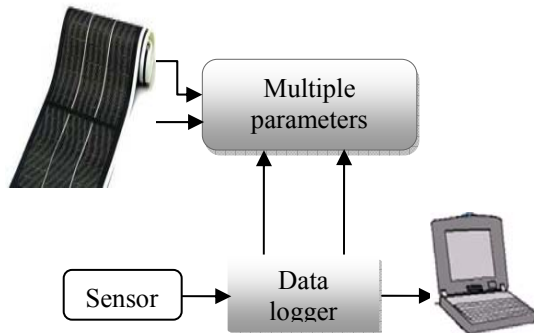


Figure 01: Block diagram of the characterization system.

The measuring device consists primarily of a microcontroller (16F877A) and a set of sensors: a calibrated temperature sensor LM35DZ, two light sensors, respectively LDR05 photoresistor and a photodiode BPW21, and finally, a bridge divider and a low value shunt resistor are used for sensing the voltage and current of PV module.

A. Measure climatic parameters

• Temperature Measurement

We used the analogue temperature sensor LM35DZ. The temperature is converted into low voltage, and is factory calibrated so as to have 0V at 0 °C with a slope of 10mV / °C.

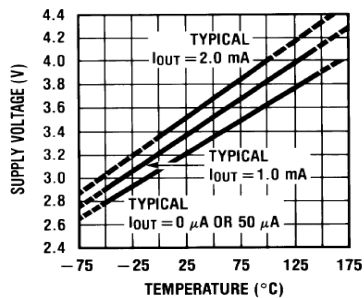


Figure 02: Characteristic Voltage / Temperature of LM35.

• Measure illuminance

We used two photo-detectors with different characteristics, i.e., a photoresistor and a photodiode.

1. The photoresistor (LDR05)

It is a dipole semiconductor without junction whose resistance varies when it is exposed to light in a certain range of wavelength.

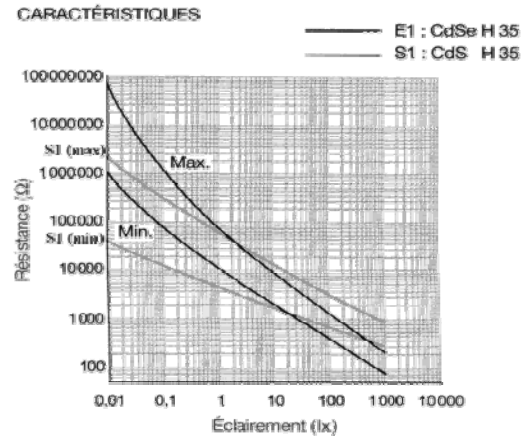


Figure 03: Characteristic of the LDR05.

2. The photodiode (BPW21)

A photodiode is considered as a basic photodetector of most optoelectronic sensors, it is the element responsible to convert light energy into electrical energy. The photodiode under illumination, generates a current that depends on its spectral responsivity and luminous flux incident

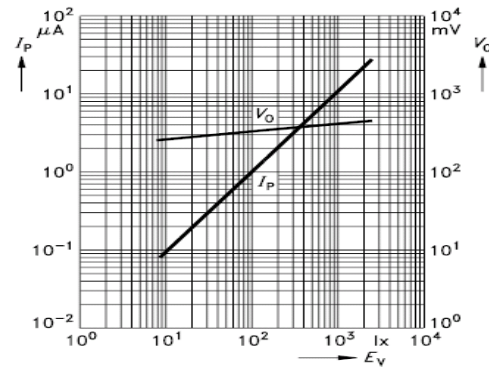


Figure 04: Characteristics of the used photodiode (BPW21)

B. Data acquisition unit

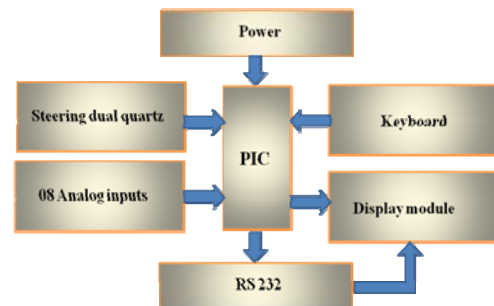


Figure 05: Block diagram of the datalogger.

The PIC is responsible for converting the analogue electrical signal into digital values that are displayed in real time using a four seven-segment digits display;

these values are stored in its internal EEPROM, which will then be downloaded to a PC through the serial port RS232 for handling, visualization and recording results. The power of the card is provided by batteries LR6 (Lithium 3Ah); this high performance power unit ensure for a substantial autonomy period. To maximize the duration of this autonomy, we imposed the following facts:

1. Reduced consumption of display: using double multiplexing [5]: a classical multiplexing per digit, and a multiplexing per segment, which has enabled us to reduce significantly I_{DD} ;
2. Flashing display (visibility 33% of 1 second) ;
3. Automatic turn off the display after the acquisition phase.

C. Variable electronic load

This system characterization is designed to drive automatically a variable electronic load through a 7-bit digital to analog converter (C.N.A.) using weighted resistances. We can automatically measure up to 128 pair (I, V).

- **Electrical diagram**

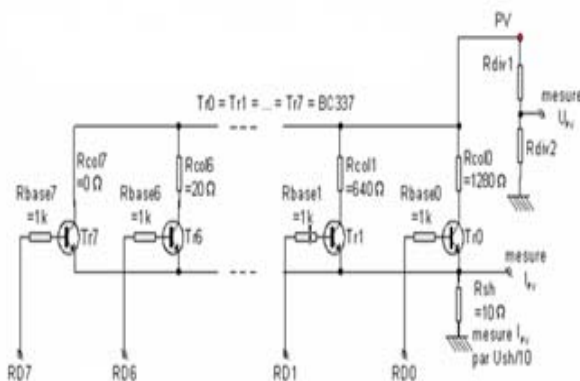


Figure 06: Bipolar transistors based variable load mounted as a 7-bit weighted digital to analog converter (CNA)

- **Principle of method**

The principle of this method is to set points chosen in a way that they are distributed in a manner more or less equidistant across the range of the characteristic I (V) module. To achieve this and to have the maximum number of points possible (up to 256 steps, limit of the PIC EEPROM). The number of transistors used is eight, driven through their current base and they function as switches (saturated or blocked); therefore, values of collector current (I_c) are imposed by the resistance of collectors for well-defined setting points of measurements.

The choice of transistors is determined by the critical values of the module to be characterized; in our case it is

a module with $V_{oc} = 6V$ and $I_{cc} = 300\text{ mA}$. We opted for the BC337 transistor ($V = 45V$, $I = 800mA$).

IV. PRINCIPLE OF MEASUREMENT

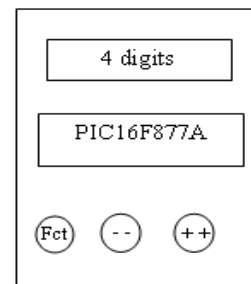


Figure 07: Block diagram of the measuring device

STEP 1: Acquisition of measures and storage in the EEPROM

When powered on, this device goes to state 1 :
hour = 00: 00 by default

State 1: Adjusting **hours**: increment (+ +) or decrement (- -);

Press the button (Fct) to go to state 2, otherwise, after 10s, the device switches to automatic acquisition.

State 2: Setting **minutes**: increment (+ +) or decrement (- -);

Press the button (Fct) to go to state 3, otherwise, after 10s, the device switches to automatic acquisition.

State 3: Automatic acquisition mode

The device switches to automatic acquisition: 1 measurement / second, with storage in EEPROM. Display (flashing 33% of 1s) successively channel 1 (measurement I) and channel 2 (Measure V), in closed loop; autonomous acquisition of 256 measures (128 measurements for I and 128 steps for V) and then the display is turned off to save battery life.

STEP 2: Transfer of the EEPROM to a PC via the RS232 serial link

1. Connect the plug DB9F to serial port COM1 of a PC compatible.
2. Launch the program "Mv8chnv3.exe", and configure the serial link for a transfer 8N1 - 115200 baud, without protocol. Finally, click on the "Start" button.
3. Short press on the button "Fct" from the datalogger to start the transfer of the 256 measurements stored in EEPROM to the PC.
4. Once finished, click the button "Stop", then copy and paste the contents of the Memo area of the program "Mv8chnv3.exe" to a spreadsheet (e.g. Excel) for data analysis and drawing charts.

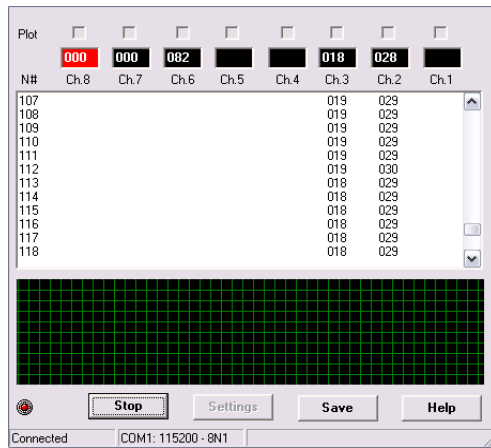


Figure 08: GUI the acquisition phase on PC

V. EXPERIMENTS AND RESULTS

The module used to validate the system developed and implemented in this study is a thin layer module-based of amorphous silicon deposited on a flexible substrate, in operation since 2004.

A. Optoelectronic Characteristics

Several tests were performed in different conditions, we were led to recalculate several components of the electronic charge level to full scale current and voltage, as shown in the figures below:

Test 01 : 20/08/2009 at 13h24

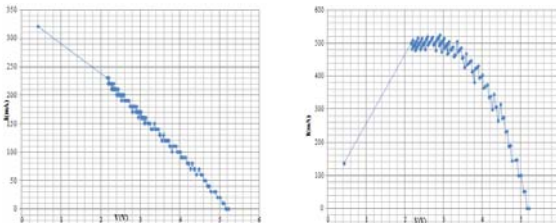


Figure09: CharacteristicI-V. Figure10 : CharacteristicP-V.

Test 02 : 23/08/2009 at 16h00

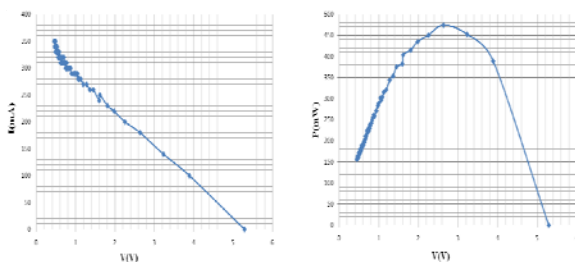


Figure11 : CharacteristicI-V. Figure12 : CharacteristicP-V.

Test 03 : 21/08/2009 at 12h27

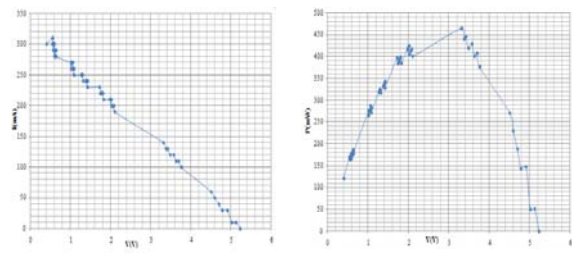


Figure13 : CharacteristicI-V. Figure14 : CharacteristicP-V.

To check the validity of the designed system, we decided to renew these series of tests for different types of photovoltaic modules.

Test 04 : Monocrystalline silicon module ($V_{oc} = 21V$, $I_{cc} = 130mA$)

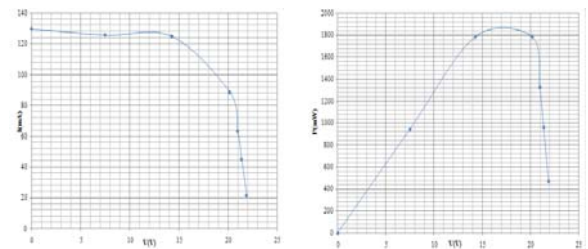


Figure15 : CharacteristicI-V.

Figure16 : CharacteristicP-V.

Test 05: Amorphous silicon cell in a non-flexible substrate ($V_{oc} = 2.68V$, $I_{cc} = 556mA$)

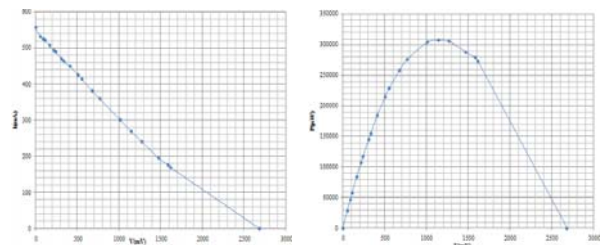


Figure17 : CharacteristicI-V.

Figure18 : CharacteristicP-V.

Test 06 : Module en silicium amorphe (a-Si :H) déposé sur un substrat flexible $V_{oc}=5.4V$, $I_{cc}=330mA$ (21/08/2009 à 15h27)

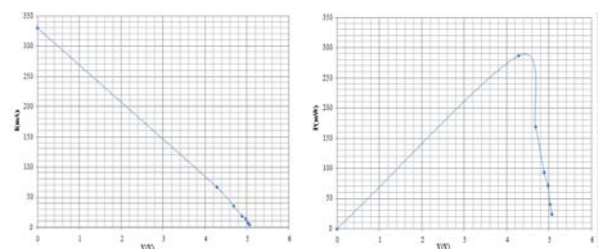


Figure 19: Characteristic I-V.

Figure 20 : Characteristic P-V.

• Model comparison

The typical solar module can be electrically modelled as a current source I_{sc} shunted by m diodes in series, the diodes are considered ideal [6][7]. Below are presented the curves $I(V)$ and $P(V)$ of the ideal model, considering the ideal values of resistors R_s and R_{sh} PV module [8][9][10].

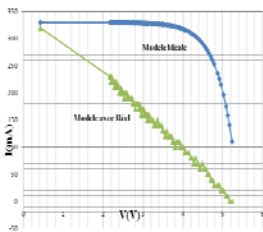


Figure 21: Comparison of characteristics I-V

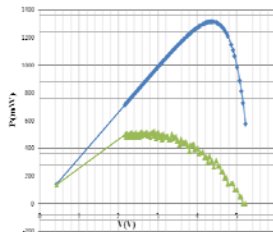


Figure 22: Comparison of characteristics P-V

VI. INTERPRETATION OF RESULTS

The results obtained show that the characteristic $I(V)$ of solar hybrid module (thin film inorganic and organic substrate) differs from the typical conventional crystalline modules and it has a linear characteristic with a very low form factor $FF = 30\%$; several factors may explain the linearity of the characteristic:

□□□A. *Serie resistor* : ($R_s = 5.09 \Omega$), it takes into account the specific resistivity of the contacts between the various constituent regions of the cell;

B. *Shunt resistor*: ($R_{sh} = 22 \Omega$), it shows the strength of short circuit; it reflects the existence of shunt through the transmitter, caused by a defect in the structure of the cell;

C. *The substrate*: Most polymers do not tolerate temperatures above 140°C , which does not permit a good connection between the particles and good adhesion to substrates and therefore decrease the efficiency of the cell;

D. *Stabler-Wronski effect*: the degradation over time, this stabilization is a phenomenon specific to amorphous materials, and is notorious for its disastrous consequences on the performance of cells. It was discovered by Steabler and Wronski 1977, and is characterized mainly by the slow decrease of the photoconductivity δ_{ph} under high irradiance, there is also decrease the conductivity in the dark δ_d .

VII. CONCLUSION

The results obtained show that the designed system tool validates the conventional model of photovoltaic conversion; on the other hand, this new measurement system now allows engineers to benefit from a handy, low cost and simple small measuring device. This work presents a practical approach to the characterization of a PV energy system, and gives an idea of the critical points where the design must be carefully optimized.

REFERENCES

- [1] **F. Abdo**, "Croissance de Couches Minces de Silicium par Epitaxie en Phase Liquide a Basse Température pour Applications Photovoltaïques", Thesis PhD Specialty: condensed matter, surface and interface, National Institute of Applied Science. Lyon, March 2007.
- [2] **Boudghene Stambouli A.** : "Solar Photovoltaic at the Tipping Point: Pathways from Evolutionary to Disruptive and Revolutionary Technologies", *University of Science and Technology of Oran USTO.MB*, 2009.
- [3] **Alain Ricaud** , " Les Photopiles Solaires", Polytechnic and university presses romande , 1015 Lausanne, 1997.
- [4] **Research*EU**, Magazine of the European Research Area: "Security: Protecting without interfering", N° 60, 2009.
- [5] **Benabadji Noureddine**, " Microcontroller functions as voltmeter ", *Electronic Design Network Magazine (EDN)*, Boston, May 2007.
- [6] **Green M.A, Zhao J, Wang A. and Wenham S.R**, "Very High Efficiency Silicon Solar Cells", *science and technology , IEEE Transaction on electronics*, 1999, vol 46, N° 10.
- [7] **Kaminski A.**, "Etude des Etapes Technologiques Critiques dans la Production des Cellules Solaires au Silicium Mlti-cristallin", PhD thesis, INSA Lyon, 1997.
- [8] **Rayan C. Campbell, member IEEE** : " A Circuit-based Photovoltaic Array Model for Power System Studies " , *University of Washington's new Departement of Energy (DOE), sponsored Industrial Assesement Center (IAC)* , 2006.
- [9] **Yan Hong Lim and D.C. Hamill** , " Simple Maximum Power Point Tracker for Photovoltaic Arrays" , *University of surrey, Guildford , Surrey, GU2 5HX, United Kingdom, IEE* , 2000 .
- [10] **Geoff Walker**, "Evaluating MPPT Converter Topologies Using a Matlab PV Model" *University of Queensland, Australia*, 2006.

Tracking of the optimal point of PV array through a DC/DC buck converter in a pumping solar system by fuzzy logic

N. MAZOUZ¹, A. MIDOUN²

Abstract – the exploitation of the solar energy is very significant for Algeria (a very sunny country). Moreover the dryness phenomenon in this country imposes more and more the use of pumping plants. In our work, we propose a technique for the identification of the Maximum Power Point (MPP) based on fuzzy logic. This method is used to generate the cyclic ratio to operate the switcher within the maximum power of a photovoltaic array (PV). For simulation purpose we made a complete modeling of the entire system. The system carried out consists of a photovoltaic generator supplying, through a DC converter, a direct current (DC) engine coupled to a centrifugal pump. Our experimental bench consists of two principal units. A DC converter module composed of IGBT power transistors. And a processing module connected to a PC serial port, handling the input signals delivered by photovoltaic generator and controlling the power unit. The obtained experimental results show on the one hand the utility of the fuzzy controller for the optimization of the system, and on the other hand the match with the results of simulation which is very satisfactory.

Keywords: Pumping, Fuzzy Logic, Maximum Power Point Tracking (MPPT), Photovoltaic array, Cyclic Ratio, DC Converter.

I. Introduction

The PV arrays represent a system providing a non-linear power. It's requires a real time identification and the tracking of the maximum operation point. This maximum power point varies largely in time according to the climatic conditions such as the sunning and the temperature. The simulation of the system (figure 1) was carried out in [1]. The purpose was to determine a model of the maximum power tracker device relating to the events, where which the regulator must react, i.e. the change of sunning, and relating to the events, where which the regulator must produce, i.e. the variation of the cyclic ratio. Several MPPT were carried out and implemented on microprocessors and micro-controllers by using various control strategies [2]. In our work, we propose a method of the MPP identification based on fuzzy logic. Who will be used to generate the cyclic ratio to operate the DC converter on the maximum power of the PV arrays.

II. Followed Process

II.1. Presentation of the simulated system

The bloc diagram of the maximum power point tracking system is composed of a PV arrays, a DC converter and a load represented by an engine coupled to a pump. The point of optimum power is controlled by the cyclic ratio generated by the fuzzy controller whose the inputs are the voltage and the current of the PV arrays (figure 1).

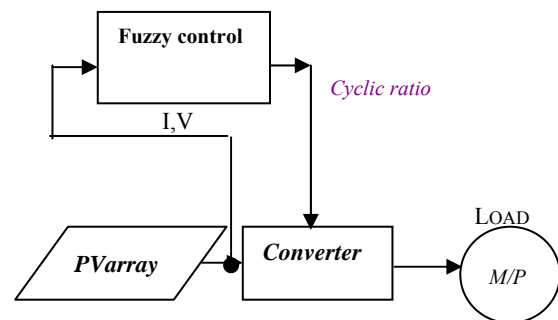


Fig. 1. Bloc diagram of the MPP

Before synthesis of control law, it is necessary to analyze the process to check and establish a suitable model. Regarding the Photovoltaic array, we considered an input, current and two voltage vectors measured experimentally (I_1 , V_1) to specific climatic conditions of operation, sunshine and temperature, respectively.

The characteristic (I_1 , V_1) obtained practically does not operate at nominal power point optimum for our office, hence the need for sizing of a Photovoltaic array.

The characteristic size of the simulation was to multiply currents and voltages recorded by the characteristic coefficients K_i (constant current) and K_v (constant voltage) properly chosen. The translation of formulas (1), (2) would provide the characteristic temperature T_2 and E_2 sunshine, from a typical reference found practically at the temperature T_1 and E_1 sunshine.

$$I_2 = I_1 + I_{cr}(E_2/E_1 - 1) + \alpha(T_2 - T_1) \quad (1)$$

$$F_z = F_L + \beta(T_z - T_L) - R_s(I_z - I_L) - K F_z(T_z - T_L) \quad (2)$$

With :

$$\begin{aligned} \alpha &= 1.6e-3 \\ \beta &= -7.8e-2 \\ R_s &= 0.4 \times 5 \, \Omega \\ K &= 5.5e-3 \end{aligned}$$

(I_L, V_L) characteristic to E1=60% and T1=30°C

The load used is a DC motor connected to a centrifugal pump, the engine type dc permanent magnet.

His model is defined by the following two equations:

1. The equation of the electrical circuit induces.

$$V_a = R_a I_a + k \Phi \Omega + L_a \frac{dI_a}{dt} \quad (3)$$

2. The mechanical equation

$$k \Phi I = (A + B \Omega) + J \frac{d\Omega}{dt} + C_e \quad (4)$$

These parameters are determined from information recorded on the motor nameplate or from practical tests made on the engine. The values of the plate are given for nominal operating conditions:

- V_a=180 V
- I_a=4.9 A
- Ω=1750 r/mn

The electromotive force cons :

$$e = \frac{P}{a} N n \Phi \quad (5)$$

N: is the number of conductors,

n: rotational speed of the motor shaft (r / s)

Φ: the flow from a pole

a: has the number of pair of voice coil (voice coil: the circuits that are parallel to the armature brushes).

P: the number of pole pairs.

The constant tension is expressed by K

$$K = \frac{P}{2\pi a} \quad (6)$$

We have:

$$e = k \Phi \omega \quad (7)$$

The useful power:

$$P_u = C \Omega \quad (8)$$

- The magnetic torque:

$$C = k \Phi I \quad (9)$$

The pump is used centrifugal type. Its torque is a function of speed Ω, and is expressed by equation (10).

$$C_p = a + b \Omega^n \quad (10)$$

The moment of inertia is approximated to $J_p = 5 \times J_m$, where J_m is the moment of inertia of the engine.

The parameters a, b and n must be chosen so that at the rated speed, or $\Omega = \Omega_n$ and the torque of the pump is equal to the nominal torque C_{mN} .

$$C_p(\Omega = \Omega_n) = C_{mN} \quad (11)$$

Where :

$$C_{mN} = K_{mN} \Omega_n = 6 \text{ Nm} \quad (12)$$

The converter used is a step down converter, the model is defined by:

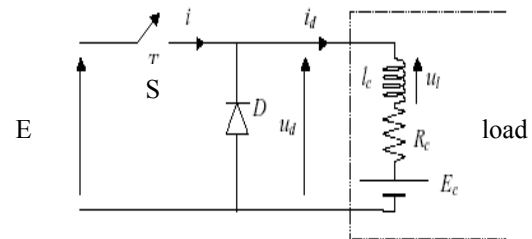


Fig. 2. diagram of the buck converter

It symbolizes our converter by the interruption S.

first case:

$0 < t < T_{on}$: The switch S is closed, it is given by the following equation :

$$E = R_L i_L + L \frac{di_L}{dt} = V_L(t) \quad (13)$$

Second case:

$T_{on} < t < T$: The switch S is open, it is given by the following equation :

$$R_L i_L + L \frac{di_L}{dt} = V_L(t) = 0 \quad (14)$$

$$V_{Lmoy} = \frac{1}{T} \int_0^{T_{on}} V_L(t) dt \quad (15)$$

$$V_{Lmoy} = E \frac{T_{on}}{T} = E \alpha \quad (16)$$

In our work, E is the voltage of PV array.

α : The cyclic ratio or hash rate ranging from 0 to 1 frequencies of the converter was set at 20 KHz.

The variation in cyclic ratio will be such that V_{Lmoy} equal to the optimum voltage V_{opt} of PV arrays.

II.2. Structure of the developed set up

The system consists of a photovoltaic generator supplying a DC engine coupled to a centrifugal pump, through an electronic power converter

Allowing the tracking of the optimum operation point. The developed controller is a micro controller based board connected to a PC through the serial port for monitoring purpose figure (3).

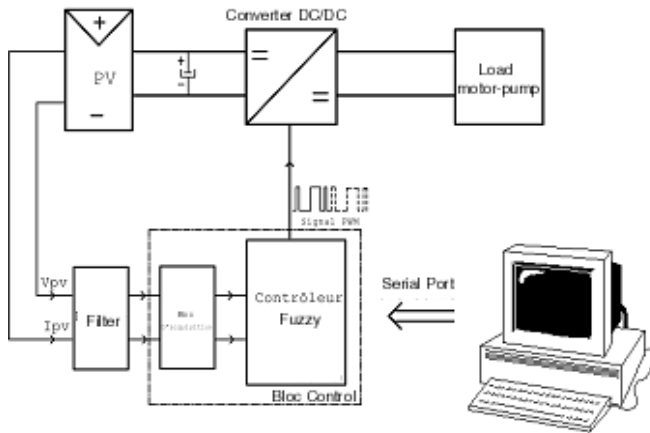


Fig. 3. Test bench set up

II.3. Control Strategies

II.3.1. Traditional technique

This method allows the optimal point tracking of a PV arrays by studying the difference in power between two points of characteristic I-V of PV arrays [6]. We carried out simulation tests, whose results obtained, are presented in the figures below. The figures (4.a) and (4.b) show the variation of the operation power during the tracking regarding a small step and a large step.

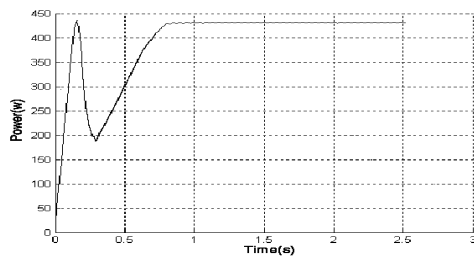


Fig. 4.a. Small step tracking

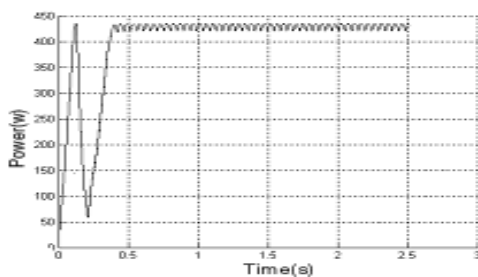


Fig. 4.b. Large step tracking

According to figure 3, we can deduce that for a large tracking step, the response time of the system decreases and the oscillations in static mode increase. In the case of a small tracking step, the response time increases and the oscillations of the power around the optimal point decrease. To improve this tracking a variable step using a fuzzy logic control technique is adopted.

1.1.1. Fuzzy control by the dP/dI variation

This method is based on a ratio calculation between a power variation and a current variation. The block diagram of the regulator is as follows: figure (5)

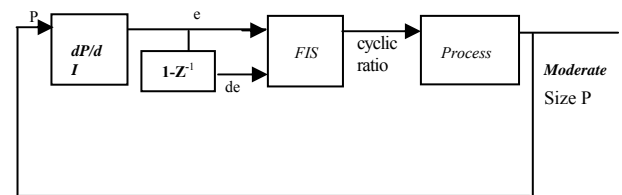


Figure 5 : Structure of the fuzzy logic control

Where:

$$e = dP/dI = (P(k) - P(k-1)) / (I(k) - I(k-1)) \quad (17)$$

$$de = e(k) - e(k-1) \quad (18)$$

P: measured power on the PVG.

For the inputs variables, the error and its derivative, we chose five subsets of triangular forms being spread out over the $[-1,1]$ interval. Figure (6)

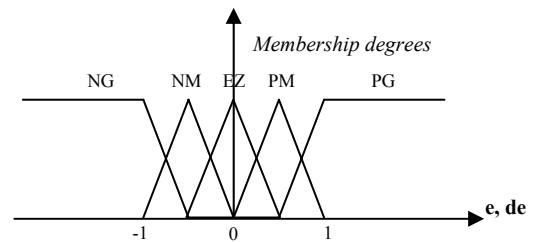


Fig. 6. Membership functions

However the output variable, which is the result of a deduction between the two input values, representing in our controller the cyclic ratio, the room values are spread out between -0.25 and +0.5, with seven subsets for more precision [4]. Figure (7)

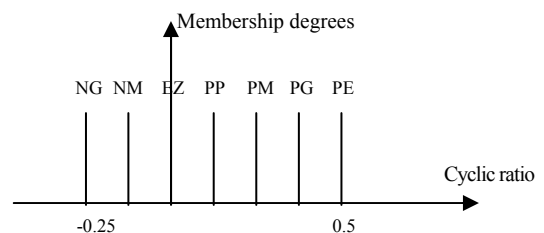


Fig. 7. Fuzzy singletons of the output

In our regulation, we use the SEGENO logic [4] whose rule is: " IF the error is PM AND derivative is NG THEN the cyclic ratio is NG ".

Were { NL: Negative large, NA: Negative Average, AZ : Approximately Zero, PA: Positive Average, PL: Positive Large } is the total of the subsets [2]. The table below gather the whole fuzzy rules .

TABLE I
FUZZY RULES

e de	NG	NM	EZ	PM	PG
NG	PG	PP	EZ	NG	NG
NM	PG	PP	EZ	NG	NG
EZ	PE	PM	EZ	NG	NG
PM	PE	PM	PP	NM	NM
PG	PE	PM	PP	NM	NM

The results of the simulation of this fuzzy method are represented through figure (8)

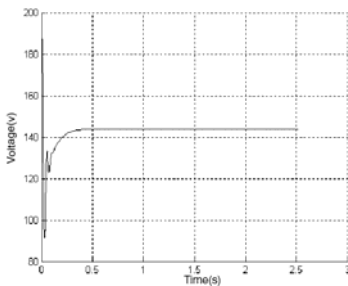


Fig. 8.a

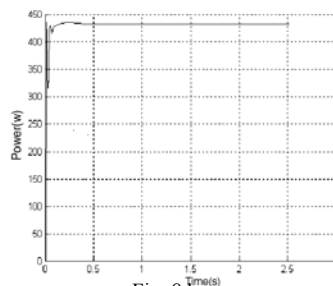


Fig. 8.b

Fig. 8. simulation results : 8. a optimal operation power, 8. b: optimal operation voltage

To highlight this technique we carried out an experimental test with an initial cyclic ratio of 0.7. The obtained results are indicated in figure (9).

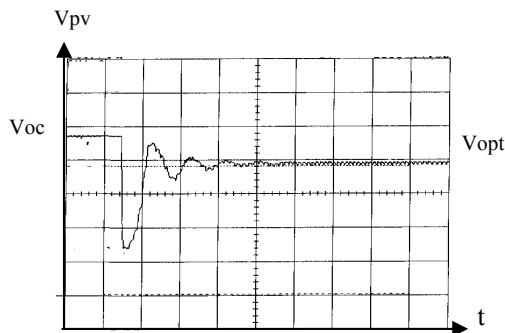


Fig. 9. optimal operation voltage

Figure (10) show the shape of the current of the PV arrays and the load following an increase in the cyclic ratio. It is noticed that to provide current to the load, we should increase the cyclic ratio, which mean that we should not boost the current beyond the optimal current.

More the cyclic ratio increases more the current of charge and discharge of the engine decreases.

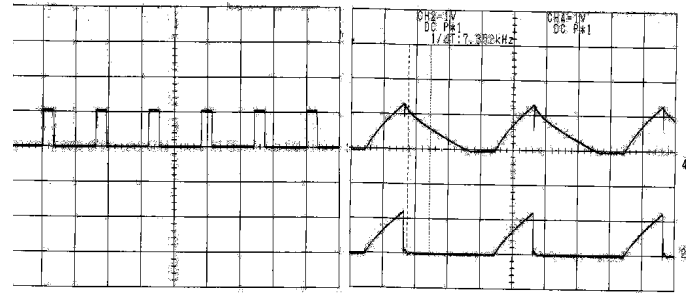


Fig. 10.a. engine current, PV arrays current for alpha=10%

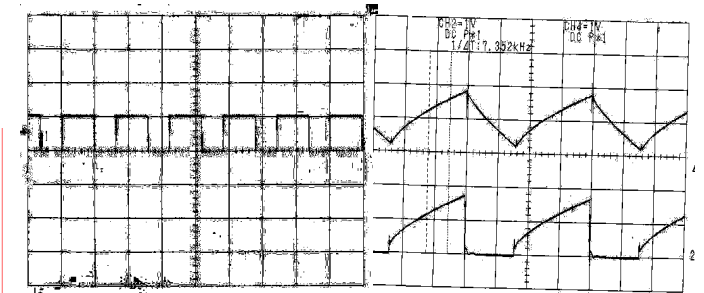


Figure (10.b) : engine current, PV arrays current for alpha=50%

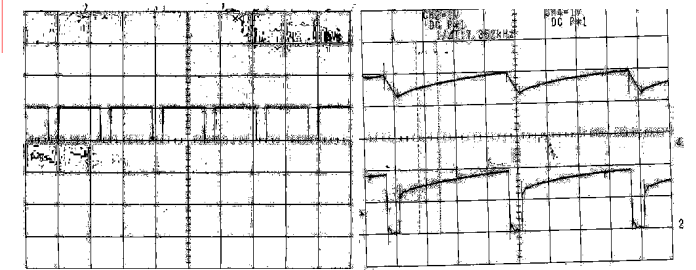


Figure (10,c) : engine current, PV arrays current for alpha=80%

III. Conclusion

With the aim of optimizing the efficiency of photovoltaic generators, by making them working with their maximum power, our contribution efforts are fixed on the development of a linguistic tracking system based on fuzzy logic, ensuring a good adaptation of the load. One of the specificity of the fuzzy regulator proposed is that it does not require a preliminary knowledge of the sunning or the optimum power since the slope dP/dI at

the point of operation is only function of this point position compared to the optimal operation point.

We noted that in addition to the optimum power tracking the regulator also allows the optimization of the response time and the reduction of the power oscillations around the optimal point. The obtained experimental results show on the one hand the usefulness of the existence of the fuzzy controller to the system optimization, and on the other hand the match with the simulation results what is very satisfactory.

Technological advances always renovated in the field of power electronics, static converters are gradually their types and modes of change orders and develop new technologies more efficient in quality and response time.

We are currently designing a new structure Superbuck step down choppers whose literature is still limited, operating mode CCM (continuous conduction mode) [5], commanded by the PCM (Peak Current Mode).

In conclusion, we can classify this work as a contribution to the integration of Soft-Computing and the artificial intelligence in the field of the exploitation of the energies to improve the performances and to make of them discover the new techniques.

References

- [1] N. Mazouz, *Contrôle flou d'un GPV alimentant un système moteur pompe*, Master Thesis., Institute of Electronics., USTO Univ., Algeria, July, 2005.
- [2] N. Mazouz, A. Midoun, A. Daoud, Fuzzy control of a GPV feeding system pump motor, *The 5th national Conference on Engineering CNIE'04*, November 22-23, 2004, Oran, Algeria..
- [3] S.SINGER., "Maximum power transfer from a non linear energy source to an arbitrar load ", IEEE proceeding, vol 134, n04,july 1987,p.281-287.
- [4] Fundamentals of Power Electronics, R.W. Erickson, D. Maksimovic, second edition

Authors' information

Nacera Mazouz was born in Oran 06 December 1977. Obtained her Magister Thesis degree from Algeria USTO university in 2005. His interest research fields are: renewable energies, power electronics, soft computing control.

Address: Laboratory of Power Electronics and Solar Energy.Department of Electronics, Faculty of electrical engineering University of Sciences and Technology of Oran.BP 1505 El M'naouer 31000, Oran (Algeria)
Fax: +213 (41) 560329,
E-mail: mazouz.usto@gmail.com

Abdelhamid Midoun obtained his PhD degree from Bristol UK university in 1986. His interest research fields are: renewable energies, power electronics, electrical storage systems, PWM strategies and soft computing control.

Address: Laboratory of Power Electronics and Solar Energy.Department of Electronics, Faculty of electrical engineering University of Sciences and Technology of Oran.BP 1505 El M'naouer 31000, Oran (Algeria)
Fax: +213 (41) 560329,
E-mail: ah_midoun@hotmail.com

Commande MPPT et Contrôle d'un Système Photovoltaïque par la Logique Floue

Z. Ayache, A. Bendaoud, H. Slimani, B. Benazza, H. Miloudi, A. Bentaallah

¹Laboratoire IRECOM, Université Djilali Liabès
Sidi Bel Abbès 22000, Algeria

Z.ayache@hotmail.com, babdelber22@yahoo.fr

Résumé - Ce travail présente le principe de la commande MPPT. Les techniques de commande les plus utilisées dans le contrôle MPPT sont revues et étudiées, tels que : observation et perturbation (O&P) et incrémentation de la conductance (IC). L'objectif de cette étude est l'association de la commande par logique floue à la commande MPPT et d'analyser ainsi que comparer son comportement par rapport aux autres techniques (O&P, IC) utilisées dans le contrôle des systèmes photovoltaïque.

Mots clés : Commande MPPT, observation et perturbation, logique floue, générateur photovoltaïque,

I. INTRODUCTION

La demande sur l'énergie électrique ne cesse d'augmenter ces dernières années ainsi que les contraintes liées à sa production, tels que l'effet de pollution et de réchauffement climatique global, conduisent les recherche vers le développement des sources d'énergie renouvelables. Dans ce contexte, les systèmes photovoltaïques (PV) offrent une solution très concurrentielle. Pour surmonter le problème de rendement des panneaux solaires et obtenir un rendement maximum, il est nécessaire d'optimiser la conception de toutes les parties du système PV. En outre, il est nécessaire d'optimiser les convertisseurs (continu/continu) DC/DC employés comme interface entre le générateur PV et la charge afin d'extraire le maximum de puissance et ainsi faire fonctionner le générateur GPV à son point de puissance maximum (MPP) à l'aide d'un contrôleur MPPT (maximum power point tracking), par conséquence, obtenir un courant électrique maximum sous la variation de la charge et des conditions atmosphériques (luminosité et température).

Un nombre important de technique de commande MPPT ont été élaboré depuis les années 70, commençant par des techniques simples comme les contrôleurs MPPT basés sur le retour d'état de la tension et du courant [1], aux contrôleurs plus performant utilisant des algorithmes pour

calculer MPP du GPV, parmi les techniques les plus utilisées :

- Perturbation et Observation (P&O).
- Incrémentation de la Conductance (IC).

Ces dernières années des techniques de commandes plus robuste ont été associées à la commande MPPT telle que la logique floue afin d'augmenter le rendement des panneaux solaires. Dans cette perspective, nous allons présenter les différentes parties d'un système PV, la commande O&P et IC seront étudiés et comparés à une commande MPPT utilisant un contrôleur flou.

II. GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE

Le générateur photovoltaïque GPV est modélisé par les équations suivant [4] :

$$I = n_p \left[I_L - I_s \left(e^{q \left(\frac{V}{V_s} + \frac{I R_s}{n_p} \right) / A K T} - 1 \right) - \frac{V}{n_s} + \frac{I R_s}{R_p} \right] \quad (1)$$

$$P = I \cdot V \quad (2)$$

$$I = n_p V \left[I_L - I_s \left(e^{q \left(\frac{V}{V_s} + \frac{P R_s}{V n_p} \right) / A K T} - 1 \right) - \frac{V}{n_s} + \frac{P R_s}{R_p} \right] \quad (3)$$

Le courant du panneau solaire I est en fonction de courant I_L courant photonique généré par l'irradiation solaire, I_s étant le courant de saturation donné par le fabricant, n_s et n_p sont respectivement le nombre de cellules en série et en parallèle, à facteur idéal de la jonction PN,

K est le coefficient de Boltzmann = $1.38 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$,

T est la température, la tension aux bornes du panneau solaire est V . La puissance délivrée par le panneau P est exprimée par l'équation 3.

Le GPV est fortement influencé par la variation de la luminosité et la température. En effet, à la fig.1 le GPV est soumis à des variations de luminosité où il apparaît clairement la diminution de la puissance et le changement du point maximum de puissance MPP.

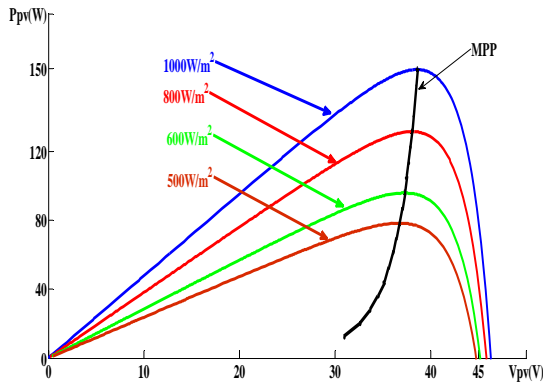


Fig.1. Changement du MPP en fonction de la luminosité

Dans la fig.2 le générateur photovoltaïque GPV est soumis à des variations de température sous une luminosité constante ; là aussi le point de puissance maximum MPP change.

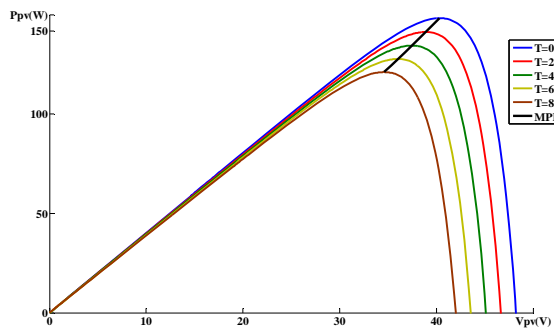


Fig.2. Influence de la température sur MPP

Il faut donc concilier ces comportements avec la charge. Lors de la connexion source-charge, il est donc primordial de tenir compte de la nature variable de la puissance délivrée par le générateur PV, mais aussi de la caractéristique de la charge pour qu'un point de fonctionnement soit possible. Le point de fonctionnement correspond à l'intersection de ces deux caractéristiques (Fig.3)

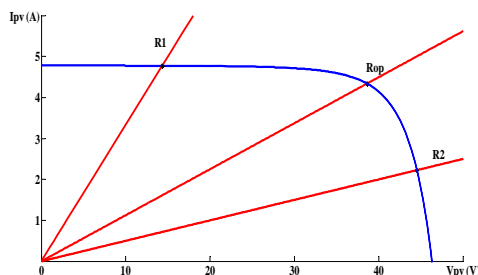


Fig.3. Influence de la charge sur le point de fonctionnement

Le fonctionnement du générateur dépend fortement des caractéristiques de la charge avec laquelle il est connecté. En outre, pour différentes valeurs de R , l'adaptation optimale se produit pour un seul point de fonctionnement (R_{op}) nommé point de puissance maximal (maximum point power) MPP.

En conséquence, pour que le générateur fonctionne le plus souvent à son point maximum, la solution communément utilisée est d'introduire un convertisseur DC/DC qui joue le rôle d'adaptateur source charge (Fig.4), dans ce cas, le générateur délivre une puissance maximale.

III. SYSTEME PHOTOVOLTAIQUE

Le système photovoltaïque est contrôlé par la commande MPPT, il est présenté à la Fig.4.

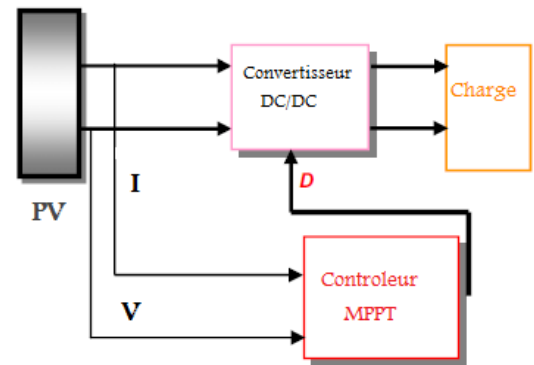


Fig.4. Système photovoltaïque

Le convertisseur statique continu/continu (DC/DC) utilisé, est le plus fréquemment utilisé comme convertisseur élévateur (Boost) (Fig.5).

Ce convertisseur est régi par les équations suivantes :

$$v_o = \frac{1}{1-D} v_i \quad (4)$$

$$i_i = \frac{1}{1-D} i_o \quad (5)$$

$$i_L = i_i - C_1 \frac{dv_i}{dt} \quad (6)$$

$$i_o = (1-D) i_L - C_2 \frac{dv_o}{dt} \quad (7)$$

$$v_i = (1-D) v_o + R_L i_L + L \frac{di_L}{dt} \quad (8)$$

Où D est le rapport cyclique du convertisseur Boost

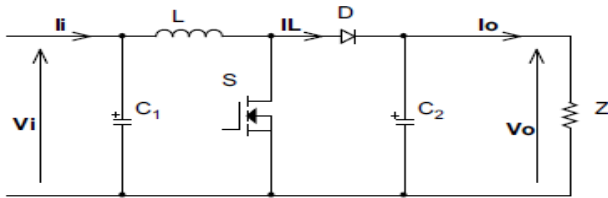


Fig.5. Montage Boost

La commande MPPT Indépendamment des paramètres d'entrées utilise certains algorithmes afin de faire «monter» le point de fonctionnement du GPV le long de la caractéristique $P(V)$ jusqu'à atteindre le MPP. (Fig.6).

Dans ce type de méthodes, nous pouvons distinguer les méthodes basées sur la perturbation et l'observation P&O (Perturb & Observe), ainsi que celle qui font appel aux méthodes de l'incrément de la conductance.

IV. COMMANDE PERTURBATION ET OBSERVATION

Le principe de cette commande est de générer des perturbations en réduisant ou en augmentant le rapport cyclique D et d'observer l'effet sur la puissance délivrée par le GPV (Fig.6) [6].

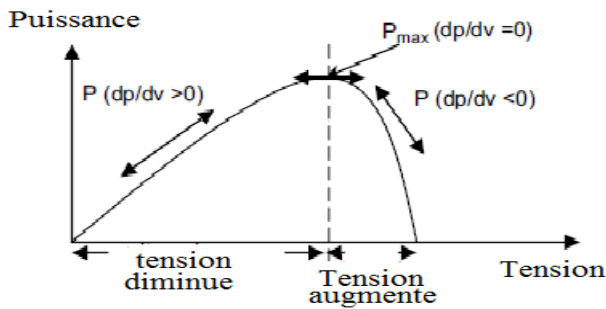


Fig.6. Caractéristique de la puissance du générateur PV

L'algorithme de cette commande est présenté à la Fig.7.

- Si $dpv/dVpv > 0$, la tension est augmentée, cela induit une augmentation du rapport cyclique $D(k) = D(k-1) + C$. C étant une constante d'accrémentation
- Si $dpv/dVpv < 0$, la tension est réduite cela ce traduit par une diminution du rapport cyclique $D(k) = D(k-1) - C$

Les résultats de la simulation du système PV utilisant l'algorithme de perturbation et d'observation sont présentés à la Fig.8 et Fig.9.

Dans un premier temps, nous avons soumis le système à une variation de luminosité de 800 à 1000 W/m² à l'instant $t=4s$. Par conséquent, nous constatons dans la Fig.8, une augmentation de la tension qui induit une diminution de la puissance, le point de fonctionnement du système s'éloigne

du MPP, après 0.7s. La commande remonte le point de fonctionnement est le stabilise au tour du MPP avec une certaine oscillation qui est causée par l'algorithme de commande.

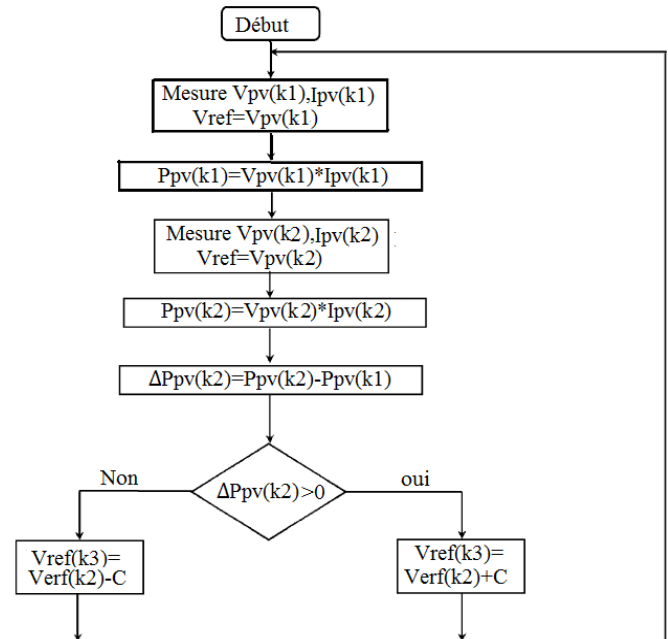


Fig.7. Algorithme de la Perturbation et Observation (P&O)

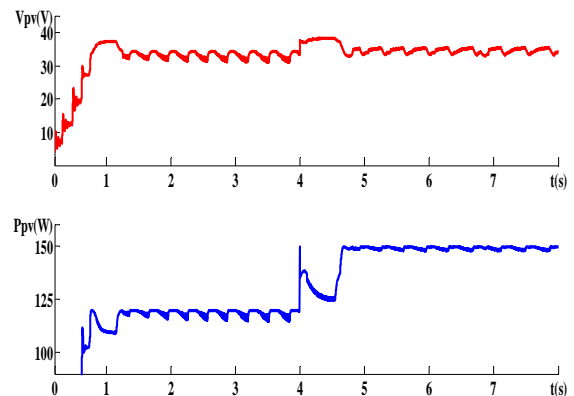


Fig.8 Allure de la tension et de la puissance face à une variation de luminosité

Dans un deuxième temps, afin de vérifier le comportement du système face à une variation de charge nous augmentons cette dernière de 10 Ω à 15 Ω et nous gardons la luminosité constante (1000 W/m²) à l'instant $t=4s$, les résultats de la simulation sont montrés à la Fig.9

L'augmentation de la charge provoque la diminution de la tension et de la puissance (Fig.9), le point de fonctionnement (MPP) s'éloigne et se déplace dans la partie gauche de la caractéristique de puissance (Fig.7). Après 0.2s

le système converge vers MPP malgré la présence de la perturbation.

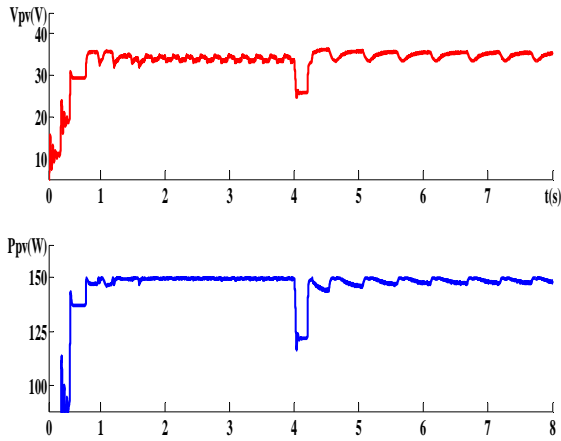


Fig.9. Allure de la tension et de la puissance face à une variation de charge

V. COMMANDE A INCREMENTATION DE LA CONDUCTANCE

Une autre alternative à la commande P&O, est la commande à incrémentation de conductance qui se base sur la dérivée de la conductance du GPV ($dG = dI_{pv}/dV_{pv}$) pour connaître la position relative du MPP pour appliquer une action de contrôle adéquate poursuivant le MPP (Fig.10) [1]

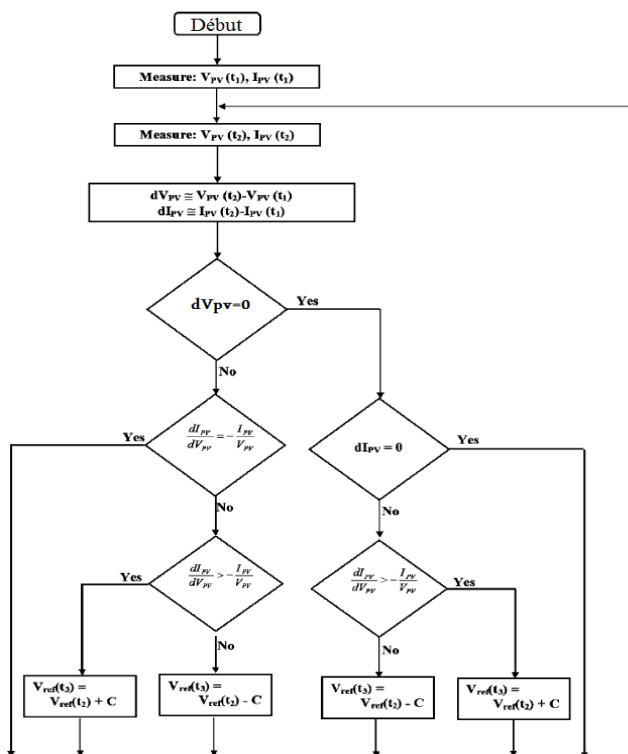


Fig.10. Algorithme incrémentation de la conductance

Après introduction de l'algorithme à incrémentation de la conductance dans notre système et en gardant les mêmes conditions de simulation appliquées au système P&O, les résultats de simulation sont exposés à la Fig.11 et la Fig. 12.

Nous constatons que l'algorithme offre un bon suivi face aux variations de luminosité et de la charge, néanmoins, l'ondulation de la tension est importante dans le deuxième cas (Fig.12), car la constante de temps du filtre de sortie du convertisseur Boost a changé de valeur, alors que la recherche du MPP du système est plus rapide.

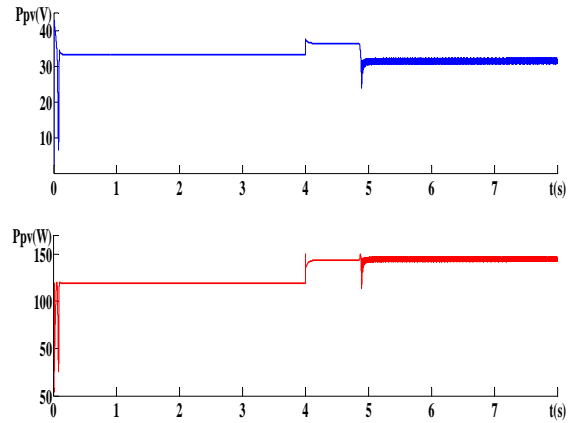


Fig.11. Allure de la tension et de la puissance face à une variation de luminosité

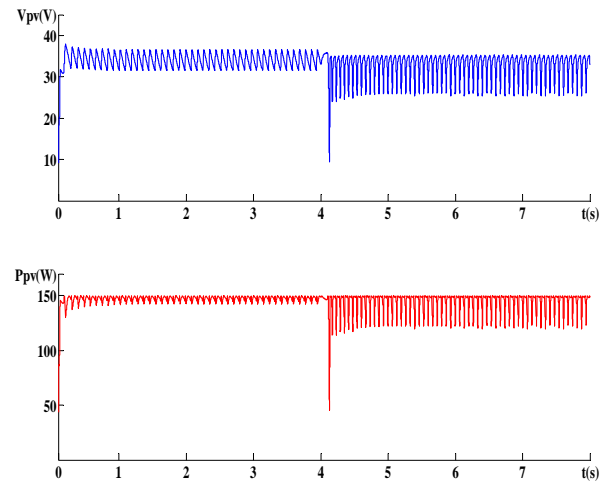


Fig.12 Allure de la tension et de la puissance face à une variation de charge

VI. LA COMMANDE MPPT FLOU

Récemment, la commande par logique floue a été utilisée dans les systèmes de poursuite du point maximum de puissance MPPT, cette commande offre l'avantage d'être une commande robuste et relativement simple à élaborer et elle ne nécessite pas la connaissance exacte du modèle à réguler. La mise en place d'un contrôleur flou se réalise en trois étapes, qui sont : la fuzzification, l'inférence et la défuzzification (Fig.13) [2].

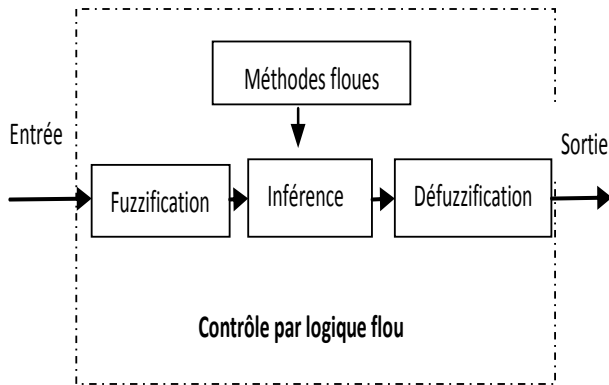


Fig. 13. Principe de la commande à logique floue

La fuzzification permet de rendre flou les variables d'entrée. Une étape préliminaire consiste à définir un intervalle de variation maximale autorisée pour les variables d'entrées. Le but de la fuzzification est de transformer les variables d'entrée en variables linguistiques ou variables floues. Dans notre cas, on a deux variables d'entrées qui sont l'erreur $E(k)$ et la variation d'erreur CE à l'instant k qui sont définis comme suit :

$$E(k) = \frac{P_{pv}(k) - P_{pv}(k-1)}{V_{pv}(k) - P_{pv}(k-1)} \quad (9)$$

$$CE(k) = E(k) - E(k-1) \quad (10)$$

Ainsi ses variables seront qualifiées Négatif Grand (NG), Négatif Petit (NP), Erreur nul ou bien zéro (EZ), Positif Petit (PP) et Positif Grand (PG) (Fig. 14)

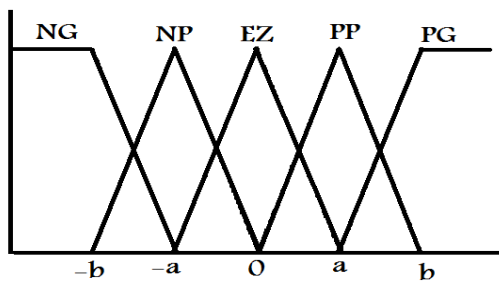


Fig. 14. Degré d'appartenance des variables

L'inférence est une étape qui consiste à définir un rapport logique entre les entrées et la sortie. En effet, des règles d'appartenance vont être définies pour la sortie comme ça était fait pour les entrées, grâce à ces règles un tableau d'inférence peut être dressé (Tableau 1) [1,2].

Il est évident qu'une bonne connaissance du système est requise pour le développement d'un tel régulateur. En effet, en règle générale, une valeur d'entrée est définie par deux fonctions floues avec des degrés différents, ainsi la sortie sera elle aussi définie par plusieurs fonctions, la question

étant de savoir avec quels degrés d'appartenance. Plusieurs méthodes peuvent répondre à cette question. De notre part, nous avons utilisé la méthode MAX-MIN.

Enfin, il nous faut réaliser l'opération inverse de la fuzzification, ici nous devons calculer une valeur numérique compréhensible par l'environnement extérieur à partir d'une définition floue est c'est le but de la défuzzification.

E\CE	NG	NP	EZ	PP	PG
NG	EZ	EZ	NG	NG	NG
NP	EZ	EZ	NP	NP	NP
EZ	NP	EZ	EZ	EZ	PP
PP	PP	PP	PP	EZ	EZ
PG	PG	PG	PG	EZ	EZ

Tableau.1. Tableau d'inférence.

Après simulation du système avec la commande MPPT floue, pour les mêmes conditions de variation de luminosité et de charge appliquées aux précédentes commandes. Les Fig. 15 et Fig. 16 présentent les résultats de la simulation du système MPPT floue.

Dans le cas d'une perturbation causée par la variation de luminosité, le système converge vers MPP et reste stable avec un taux d'ondulation minimale par rapport aux autres types de commande, mais avec un temps de convergence plus important de l'ordre de 1.3s (Fig. 15). En revanche, lors d'une perturbation due à la charge, le système est insensible à la perturbation, la puissance reste stable et ne subit pas de fluctuation importante (Fig. 16).

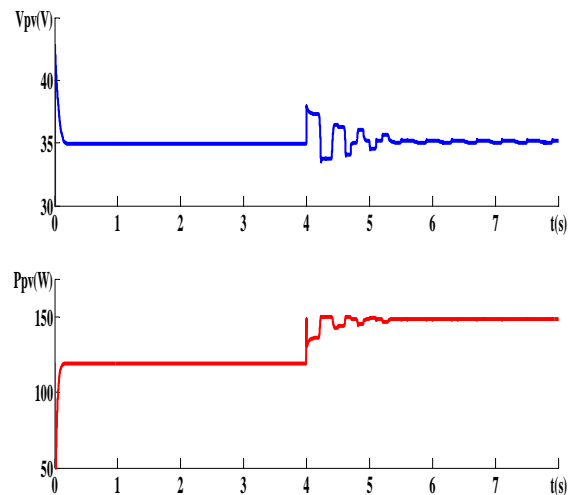


Fig. 15. Allure de la tension et de la puissance face à une variation de luminosité

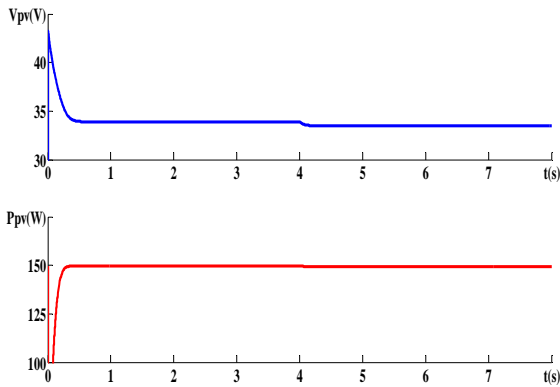


Fig.16. Allure de la tension et de la puissance face à une variation de charge

VII. CONCLUSION

Afin d'améliorer l'efficacité des systèmes photovoltaïques, différents algorithmes de commandes intelligentes ont été étudiés pour la poursuite du point maximum de puissance dans ce travail.

Nous avons commencé par la présentation de la conception et de la simulation d'un contrôleur basé sur des techniques populaires tel que la perturbation et l'observation et puis la commande à incrémentation de la conductance qui offre un meilleur comportement que la P&O.

La logique floue MPPT a été comparée au contrôleur de P&O et CI. Il a amélioré le régime transitoire et a réduit les fluctuations à l'état statique.

La poursuite du point maximum est bien accomplie avec un taux d'ondulation de la tension et de la puissance minime. Face aux différentes variations, les pertes de puissance sont moindres ; ce qui implique une amélioration du rendement du système par conséquence.

VIII. REFERENCE

- [1] Salas V, Olias E, Barrado A, Lazaro A. *Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems*. Solar Energy Materials & Solar Cells 2006;90:1555–78.
- [2] C. Larbes, S.M. Aït Cheikh*, T. Obeidi, A. Zerguerras. *Genetic algorithms optimized fuzzy logic control for the maximum power point tracking in photovoltaic system*. Renewable Energy 34 (2009) 2093–2100
- [3] Trishan Esum, Patrick L. Chapman, *Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques*. IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION, VOL. 22, NO. 2, JUNE 2007
- [4] J.M. Enrique, E. Dura'n a, M. Sidrach-de-Cardona b,1, J.M. Andu' jar a. *Theoretical assessment of the maximum power point tracking efficiency of photovoltaic facilities with different converter topologies*. August 2006
- [5] Nabil A. Ahmed, Masafumi Miyatake b. *A novel maximum power point tracking for photovoltaic applications under partially shaded insolation conditions*. September 2007
- [6] Thanh Phu Nguyen, *solar panel maximum power point tracker*. Undergraduate Thesis The University of Queensland Department of Computer Science & Electrical Engineering, 19 October 2001

Etude de Comportement d'un Système de Protection lors de Couplage d'une Génératrice Eolienne sur Réseau de Distribution 10 KV

Mohamed ZELLAGUI

Groupe SONELGAZ, Société de Distribution de l'Electricité et du Gaz de l'Est
Direction de la Distribution de Constantine, Division Technique Electricité.

E-mail : m.zellagui@ymail.com

Résumé – Dans cet article on a étudié les réglages de la protection et les tests d'un relais numérique de protection de maximum de courant phase (PMCP) à temps indépendant pour la protection d'un départ souterrain 10 KV issu du poste HTB/BTA (60/10 KV) MANSOURAH sur le réseau de distribution électrique moyenne tension MT à neutre non distribué de direction de la distribution de CONSTANTINE avec couplage d'une aérogénérateur de 2,5 MW au départ 10 KV DJEBEL EL OUAHACHE. Les essais de cette protection sont basés sur la détection et protégé cette centrale électrique contre les défauts à la phase-phase par la méthode des composantes symétriques (CS). Ces type de protection et confirmé par des essais fait avec des caractéristique réel d'une départ 10 kV et le réglage de cette protection proposée sont performant et confirmés par des résultats de simulation.

Mot Clés – Système de Protection, Distribution Electrique, Génératrice Eolienne, Couplage.

I. INTRODUCTION

La conversion de l'énergie éolienne en électricité est un des enjeux de la politique énergétique de notre siècle. Les thèmes du développement durable et de la maîtrise de l'énergie sont chaque jour plus vitaux. Les besoins énergétiques et leurs couvertures à long terme jouent dans ce contexte un rôle central. En effet, les grandes surfaces et l'éloignement des agglomérations du sud rendent le coût des installations d'énergie électrique très élevé. Cependant, les applications énergétiques sont nombreuses et variées, et les exigences technologiques sont plus en plus grandes.

Au début de l'année 2009, on estimait à près de 121 Gigawatts la puissance totale installée de l'ensemble des éoliennes à travers le monde. Le pays possédant la plus grande puissance éolienne installée était les Etats Unis (25 388 MW début 2009) suivi de l'Allemagne (23.903), l'Espagne (16 740), la Chine (12 200), l'Inde (9 645) et, loin derrière, l'Italie (3.736) et la France (3.387). La Belgique arrivait en 22 positions (384 MW). Le développement de l'énergie éolienne est extrêmement rapide dans certains pays. La puissance installée mondiale a augmenté de 28,5 % entre 2008 et 2009.

En ce qui concerne l'Algérie, la ressource éolienne varie beaucoup d'un endroit à un autre. Ceci est principalement dû à une topographie et un climat très diversifiés. En effet, notre vaste pays, se subdivise en deux grandes zones géographiques distinctes.

Le Nord méditerranéen est caractérisé par un littoral de 1200 km et un relief montagneux, représenté par les deux chaînes de l'Atlas tellien et l'atlas saharien. Entre elles, s'intercalent des plaines et les hauts plateaux de climat continental.

Suite la carte annuelle de la vitesse du vent, le sud d'Algérie est caractérisée par des vitesses plus élevées que le nord, plus particulièrement le Sud-Ouest avec des vitesses supérieures à 4 m/s et qui dépassent la valeur de 6 m/s dans la région d'Adrar. Concernant le nord, on remarque globalement que la vitesse moyenne est peu élevée.

La technologie des microprocesseurs est largement utilisée dans presque tous les aspects de la vie quotidienne. L'ingénierie des systèmes de réseau électrique a également utilisée de cette technologie depuis plus de vingt ans, si bien que la technologie des relais a changé radicalement depuis l'avènement des microprocesseurs. L'utilisation de cette technologie a rendu physiquement le contrôle et la surveillance des réseaux électriques faciles et rapides, et leur a donné la capacité de communiquer avec leurs pairs et de contrôler d'autres ordinateurs. Ces progrès ont permis de développer d'une manière plus précise, plus rapide et moins coûteuse les systèmes de protection électriques.

II. SYSTEME AÉROGENERATEUR ÉOLIENNE

La production d'énergie électrique liée aux énergies renouvelables, essentiellement celle qui est produite par l'énergie éolienne, joue le rôle de complément aux productions d'énergies classiques. Parallèlement à la production de l'énergie éolienne sur le réseau, le marché des centrales éoliennes de petites et moyennes puissances, destinées à l'alimentation des sites isolés, est très prometteur et en plein essor sur le marché de la production de l'énergie électrique.

Un système de générateur éolienne se voit de loin, et pour cause : c'est une machine de grandes dimensions, perchée très haut. Cette haute taille est la conséquence des progrès techniques accomplis dans les dix dernières années afin d'améliorer la puissance électrique et la compétitivité. Une éolienne est composée de trois parties : le mât, la nacelle et le rotor.

A. Constitution

A.1) Le mât: généralement en métal, supporte l'ensemble des équipements permettant de produire l'électricité (nacelle et rotor). Il est fixé sur une

fondation implantée dans le sol, une lourde semelle en béton qui assure l'ancrage et la stabilité de l'éolienne. Le mât des éoliennes atteint aujourd'hui 80 m de haut pour les plus puissantes (exceptionnellement jusqu'à 100 m). Pourquoi les éoliennes sont-elles si haut perchées ? C'est parce que le vent souffle plus fort à quelques dizaines de mètres de hauteur, où il n'est pas perturbé par l'effet des obstacles : relief, arbres, maisons... Et la puissance fournie par une éolienne est proportionnelle au cube de la vitesse du vent.

A.2) Le rotor: est composé du nez et de l'hélice, qu'on désigne le plus souvent sous le nom de pales de l'éolienne, construits avec des technologies dérivées de l'aéronautique. L'hélice possède en général 3 pales, plus rarement 2. Les pales sont aujourd'hui faites de matériaux composites à la fois légers et assurant une rigidité et une résistance suffisantes : polyester renforcé de fibre de verre et/ou fibre de carbone. Leur longueur atteinte actuellement entre 30 et 55 mètres, soit un diamètre du rotor compris entre 60 et 110 mètres. Pourquoi de telles dimensions ? La puissance d'une éolienne est proportionnelle à la surface balayée par ses pales (un cercle), donc au carré de son diamètre rotor. Le rotor transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique.

A.3) La nacelle: abrite les équipements qui produisent l'électricité à partir de la rotation de l'axe du rotor, qu'on appelle aussi « arbre ». Le transport de l'électricité produite dans la nacelle jusqu'au sol est assuré par des câbles électriques descendant à l'intérieur du mât de l'éolienne. Les éoliennes sont également dotées d'un système de supervision et de contrôle très performant, élaboré autour d'un calculateur qui permet notamment :

- d'orienter le rotor de l'éolienne perpendiculairement à la direction du vent ;
- de modifier l'angle d'incidence des pales par rapport au vent, afin de maximiser la récupération d'énergie.

Sous l'effet du vent, le rotor tourne. Dans la nacelle, l'arbre principal entraîne un alternateur qui produit l'électricité. La vitesse de rotation du rotor (de 12 à 15 tours/minute) doit être augmentée par un multiplicateur de vitesse jusqu'à environ 1500 tours/minute, vitesse nécessaire au bon fonctionnement de l'alternateur.

Des convertisseurs électroniques de puissance ajustent la fréquence du courant produit par l'éolienne à celle du réseau électrique auquel elle est raccordée (50 Hz en Algérie), tout en permettant au rotor de l'éolienne de tourner à vitesse variable en fonction du vent. La tension de l'électricité produite par l'alternateur, de l'ordre de 600 à 1 000 volts, est ensuite élevée à travers un transformateur de puissance, situé dans la nacelle ou à l'intérieur du mât, jusqu'à un niveau de 10 ou 30 KV.

Ce niveau de tension permet de véhiculer l'électricité produite par chacune des éoliennes d'une centrale éolienne jusqu'au point de raccordement au réseau électrique public (en étude de cas, le réseau de la direction de distribution MT de Constantine). La tension

de l'électricité produite par la centrale peut alors être de nouveau transformée, en fonction du niveau de tension de raccordement de la centrale au réseau public.

B. Types d'éoliennes

L'exploitation de l'énergie éolienne consiste à transformer le mouvement du vent en énergie mécanique. La longue maturation des technologies dans les années 70-80 a fait émerger deux types de machines :

B.1) Les éoliennes à axe horizontal: Pourvues d'une, deux ou trois pales, ce sont les éoliennes les plus utilisées aujourd'hui pour la production d'électricité en systèmes autonomes ou pour alimenter le réseau de distribution. En forme d'hélice, l'éolienne à axe horizontal utilise, comme les avions pour voler, la force de portance du vent. La hauteur de la nacelle permet de profiter de vents plus forts et plus constants.

B.2) Les éoliennes à axe vertical: Elles sont adaptées à tous les vents et ne nécessitent pas de dispositif d'orientation. Deux d'entre elles sont particulièrement remarquables. L'éolienne comporte principalement deux demi cylindres dont les axes sont décalés l'un par rapport à l'autre. Comme les machines à aubes, elle utilise essentiellement la traînée pour tourner. Cette machine présente deux avantages : Elle est simple à fabriquer et elle démarre avec des vitesses de vent de l'ordre de 2 m/s.

Il y a autre base de partager les éoliennes, dépend la puissance :

- Petit puissance, inférieur 36 KW,
- Moyenne puissance, entre 36 et 250 KW,
- Grande puissance, supérieur 250 KW.

C. Modélisation

Une éolienne se modélise principalement à partir de ses caractéristiques aérodynamique, mécanique et électrotechnique. La puissance mécanique disponible sur l'arbre d'un aérogénérateur est :

$$P_m = \frac{1}{2} \cdot C_p(\lambda) \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V_1^3 \quad (1)$$

$$\lambda = \frac{\Omega_1 \cdot R}{V_1} \quad (2)$$

Avec, Ω_1 : La vitesse de rotation avant le multiplicateur. Compte tenu du rapport du multiplicateur de vitesse K, la puissance mécanique P_{mg} disponible sur l'arbre du générateur électrique s'exprime par :

$$P_{mg} = \frac{1}{2} \cdot C_p \left(\frac{\Omega_2 \cdot R}{K \cdot V_1} \right) \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V_1^3 \quad (3)$$

R : Le rayon de l'aérogénérateur,

Ω_2 : La vitesse de rotation après le multiplicateur.

Cette relation permet d'établir un ensemble de caractéristiques donnant la puissance disponible en fonction de la vitesse de rotation du générateur pour différentes vitesses de vent.

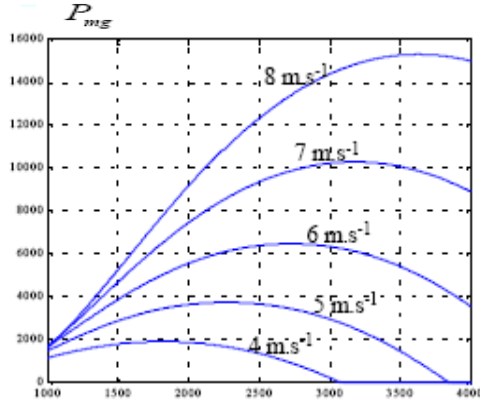


Fig.4. Puissance mécanique disponible en fonction de la vitesse du générateur pour différentes vitesses de vent.

III. PROTECTION DE MAXIMUM DE COURANT PHASE

Elle est basée sur la variation de courant de chaque phase du câble ou ligne moyenne tension HTA, soit 30 KV ou 10 KV.

A. Plant de Protection

C'est l'organisation des systèmes de protection pour constituer un moyen de défense efficace face à des régimes d'incidents des réseaux électriques. Il a pour objectif d'assurer le plus économiquement possible la continuité de service et de préserver les éléments constituant les réseaux

B. Protection contre surcharge

C'est une protection contre les surcharges et les défauts en bout de ligne. Les relais à maximum de courant de phase doivent être réglés à une valeur de courant inférieure au plus faible courant de défaut susceptible de se manifester entre les phases, ce courant est relatif à un courant inférieur à 15 % du défaut biphasé se produisant en bout de ligne. Le réglage du relais de protection ($I_{rég_1}$) est comme suite :

$$I_{rég_1} \leq K_c \cdot I_{LT} \quad \text{Si } 0,85 I_{ccb} > K_c \cdot I_{LT} \quad (4)$$

$$I_{rég_1} \leq 0,85 I_{ccb} \quad \text{Si } 0,85 I_{ccb} < K_c \cdot I_{LT} \quad (5)$$

Avec,

I_{LT} : Courant de la limite thermique des conducteurs,

K_c : Coefficient de surcharge admissible sur les conducteurs de la dorsale $K=1,2$,

I_{ccb} : Courant de court-circuit biphasé le plus loin.

$$I_{ccb} = \frac{U_n}{2 \times \sqrt{R_L^2 + (X_{HT} + X_T + X_L)^2}} \quad (6)$$

X_{HT} : Impédance HT ramené en MT,

$$X_{HT} = \frac{U_n^2 (kV)}{S_{cc} (MVA)} \quad (7)$$

S_{cc} : Puissance de court-circuit triphasé du réseau amont,

U_n : Tension nominale HTA du transformateur.

R_L, X_L : Résistance et réactance totale de conducteur,

X_T : Impédance du transformateur HTB/HTA.

$$X_T = \frac{U_{cc} \times U_n^2}{100 \times S_n} \quad (8)$$

S_n : Puissance apparente nominale du transformateur,

U_n : Tension nominale au secondaire du transformateur HT/MT.

C. Protection contre les courts circuits

Il doit éliminer rapidement les courts-circuits de la ligne MT et son réglage doit être suffisamment élevé pour le rendre insensible aux défauts sur le réseau BT, le réglage du relais de protection ($I_{rég_2}$) est comme suite :

$$I_{Rég_1} < I_{Rég_2} < I_{ccb} \quad (9)$$

D. Chaîne principale de protection

Elle est composée d'un relais de protection et d'un transformateur de courant (TC) pour chaque phase et d'un organe de coupure qu'est le disjoncteur "Fig. 5".

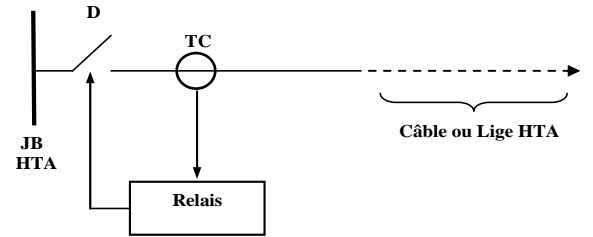


Fig.5. Chaîne unifilaire de la protection contre la surcharge.

La valeur de courant de réglage est proportionnelle au temps de déclenchement constant "Fig.6".

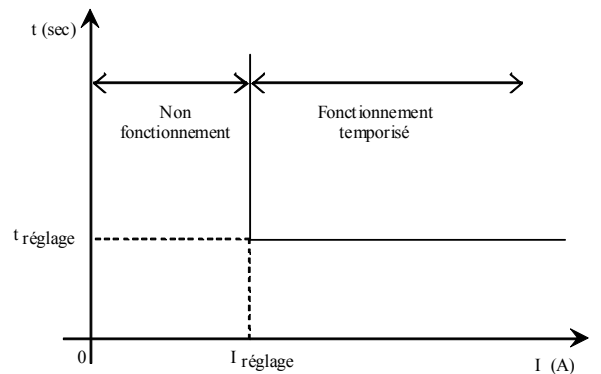


Fig.6. Caractéristique de déclenchement du disjoncteur.

Calcul à partir des mesures de courant dans les trois phases avec un TC par phase :

- Le courant résiduel est calculé par le relais de protection,

- La précision de la mesure est entachée d'erreurs dues à la somme des erreurs de précision des TC et de leur saturation pour des courants élevés,

- Le montage est plus simple que dans le cas précédent, mais la précision de mesure est inférieure.

IV. MODELISATION ET SYSTEM DE PROTECTION

A. Modélisation de poste source 60/10 KV

Le but de cet essai est de voir le comportement d'un réglage de courant phase lors d'un court circuit permanent entre les phases sur un départ souterrain 10 kV relié sur un jeu de barre HTA au poste source MANSOURAH HTB/HTA (60/30/10 kV). Pour cela nous avons créée un court circuit au départ DJEBEL OUHACHE, à 3.5 Km du jeu de barre HTA. Ce départ est protégé par un relais de protection numérique de maximum de courant phase marque ABB, type REF 543.

Le Poste MANSOURAH est alimenté par trois transformateurs HTB/HTA de 3x40 MVA à deux étages 10 et 30 kV, l'étage 10 kV est alimenté par trois jeux de barre, le premier jeu de barre distribue l'énergie électrique vers les départs : EL KANTARA 4, 2000 LOGTS, COMPLEXE FRAY, ABRI FAMILIAL et EL KANTARA 2, le deuxième jeu de barre alimenté les départs : EL KANTARA 1 et DJEBEL EL OUAHCHE et le troisième jeu de barre alimenté : CENTRE PEDAGOGIQUE, USINE TEXTILE et EL KANTARA 3.

B. Le système de couplage

Le générateur asynchrone est de plus en plus utilisé dans les systèmes de production éoliens. Le générateur asynchrone à double alimentation (MADA) est le mieux adapté pour les systèmes éoliens comparativement au générateur autonome qui sert à alimenter des endroits isolé ou bouclé avec réseaux MT. L'aérogénérateur (MADA) couplé au départ de distribution électrique moyenne tension 10 KV DJEBEL EL OUAHCHE qui alimenté à partir de eu de barre N° 2 issus au poste MANSOURAH par un disjoncteur de couplage, ce départ MT est très chargé suit la courbe de charge "Fig. 7" en relever (hiver 2009).

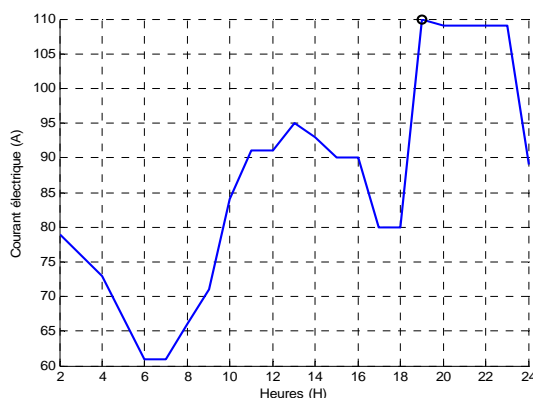


Fig.7. Courbe de charge du départ DJBEL EL OUAHCHE.

C. Modélisation de l'aérogénérateur

Nous avons choisis un aérogénérateur de marque Nordex, type : N80, avec un rotor de 80 m de diamètre et une puissance nominale de 2,5 MW, la Nordex est le modèle le plus compétitif pour les sites fortement ventés.

Ce type de N 80 est un modèle particulièrement éprouvé et fiable. Certifiée GL-1 (sites les plus ventés), cette éolienne à la fois puissante et très robuste est idéale pour les sites exposés à des vents forts ou turbulents " Fig. 8"et "Fig. 9".

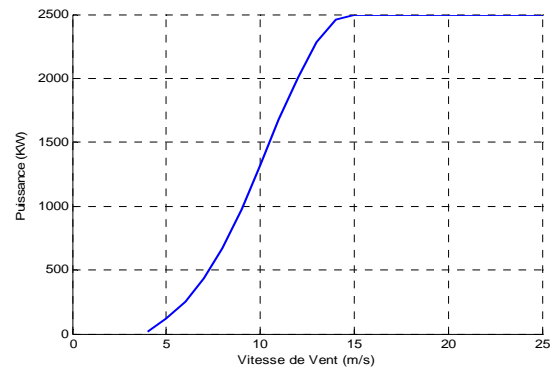


Fig. 8. Courbe de puissance en fonction de la vitesse.

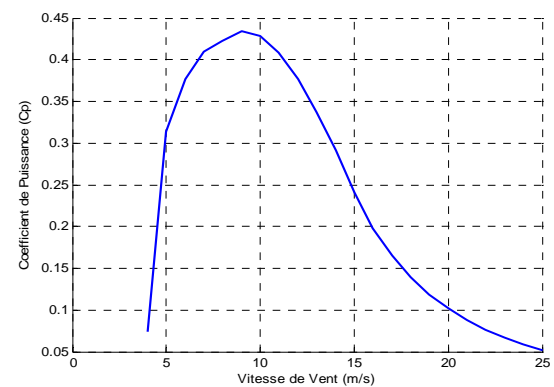


Fig. 9. Courbe de coefficient de puissance C_p en fonction de la vitesse de vent.

D. Système de protection :

L'éolienne est équipée de plusieurs dispositifs de protection réseau. Un relais de protection réseau, qui dispose d'une surveillance de sous/surtension, qui détecte l'augmentation et la diminution de fréquence et qui surveille le saut vectoriel. Une protection contre les courts-circuits et les surcharges est réalisée par le commutateur principal.

Le principe de fonctionnement ainsi que les valeurs d'amorce peuvent être extraits du « Plan de protection réseau ». En cas d'un fonctionnement en dehors des paramètres limites, l'éolienne est arrêtée et séparée du réseau électrique par le système de contrôle.

E. Réglage de relais de protection :

Le seuil de réglage du relais de protection de maximum de courant phase de disjoncteur de couplage comme suit :

TABLE I
REGLAGES DE PROTECTION S PROPOSE

TYPE DE PROTECTION	COURANT (A)	TEMPS (SEC)
SURCHARGE	300	0,80
COURT-CIRCUIT	1000	0,05

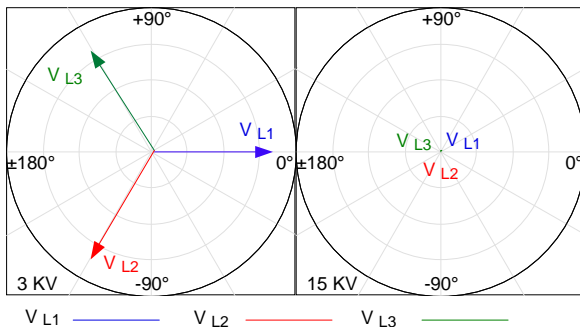
V. RÉSULTATS DES TESTS, COMMENTAIRE ET DISCUSSION

Pour vérifier le comportement de ce système de protection installé et les réglages de protection choisis, nous avons créé un court-circuit triphasé isolé. Les résultats des essais suivants ont été obtenus à partir du logiciel *WinEve*. Le système d'évaluation et d'analyse des défauts *WinEve* permet de prendre sans tarder les mesures nécessaires afin de réduire les dommages dus à l'apparition d'un défaut dans les réseaux de transport et de distribution de l'énergie électrique ou dans les centres de production de l'énergie électrique.

Le logiciel *WinEve* réduit les durées d'arrêt sur les lignes de distribution et de transport et facilite le rétablissement rapide de l'approvisionnement en énergie électrique. Lorsqu'un fichier de perturbographie est rapatrié d'un perturbographe (appareils dédiés ou dispositifs de protection), le système *WinEve* peut avoir été configuré de façon à évaluer et analyser automatiquement le fichier reçu.

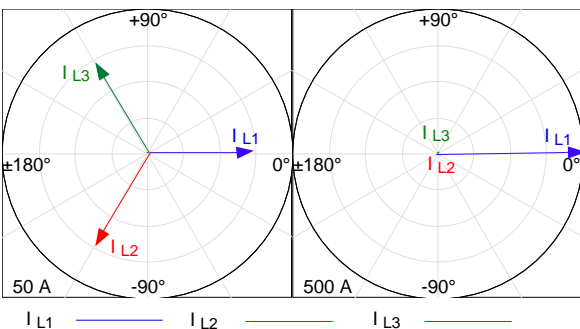
Pour cette étude de cas réel, nous avons préférés le diagramme d'affichage sous forme d'image de pointeur afin de bien visualiser le déphasage entre les composantes pour détecter le type de défaut.

A. Résultats des tests



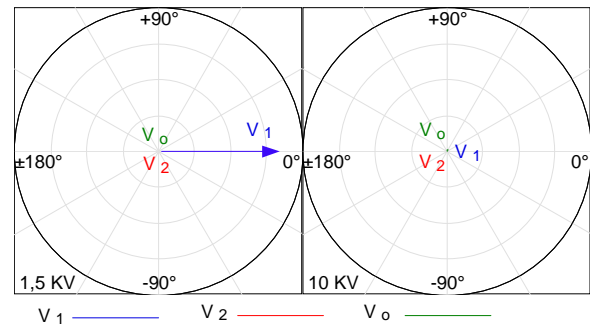
(a) Avant le défaut (b) Pendant le défaut
Fig.13. Trois tensions simples dans le câble.

Avant le court-circuit les tensions simples sont équilibrées en module égal 5,780 kV et déphasées d'un angle de 120° (système triphasé équilibrés), Mais pendant le court-circuit sont nulle "Fig. 13".



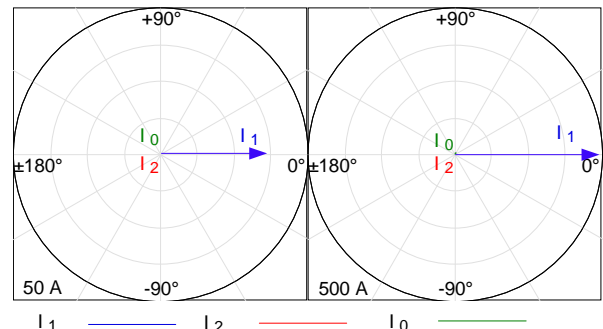
(a) Avant le défaut (b) Pendant le défaut
Fig.14. Trois courants circulant dans le câble.

Les courants de ligne forment un système triphasé équilibré en module égale à 100 A et déphasé chaque phase par un angle de 120° (système triphasé équilibrés), par ailleurs les trois courants dans les phases est égale le courant de court-circuit avec un déphase de 120° "Fig. 14".



(a) Avant le défaut (b) Pendant le défaut
Fig.15. Les tensions Direct, Inverse et Homopolaire dans le câble.

Suite la "Fig. 15", nous avons remarquerons qu'il y a une seule tension existe c'est la tension direct égale la tension simple dans les phases du câble avec un angle zéro, par contre pendant le court-circuit les trois composante de tension (direct, inverse et homopolaire) son nul.



(a) Avant le défaut (b) Pendant le défaut
Fig.16. Les courants Direct, Inverse et Homopolaire dans le câble.

A partir de la "Fig. 16", nous avons remarquerons qu'il y a une seule courant existe le direct qui égale la le courant électrique dans les phases avec un angle nul, par contre pendant le court-circuit les composante inverse et homopolaire sont nul, mais le courant directe est existe avec une valeur très élevé.

B. Résultats de calcul suite la norme CEI 60909

Pour valider les résultats des essais pratiques obtenus précédemment à partir du logiciel *WinEve* d'ABB, nous avons utilisés le logiciel MATLAB pour programmés les équations de court-circuit obtenues à partir de la Commission Electrotechnique Internationale (CEI) numéro 60909. Ces résultats analytiques obtenus (qui sont les mêmes qu'obtenus précédemment lors de teste) sont résumés dans le tableau suivant :

TABLE II - LES RESULTATS DE CALCUL.

	Avant le court-circuit	Pendant le court-circuit
$V_{L1} (kV)$	5,7773	0
$V_{L2} (kV)$	5,7773	0
$V_{L3} (kV)$	5,7773	0
$I_{L1} (A)$	150	2014,4
$I_{L2} (A)$	150	2014,4
$I_{L3} (A)$	150	2014,4
$V_1 (V)$	5,7773	0
$V_2 (V)$	0	0
$V_0 (V)$	0	0
$I_1 (A)$	150	2014,4
$I_2 (A)$	0	0
$I_0 (A)$	0	0

VI. CONCLUSION

Le couplage d'un aérogénérateur de 2,5 MW entraîne une augmentation des courants de court-circuit en réseau de distribution moyenne tension 10 KV. Cette augmentation ne doit pas entraîner de dépassement du courant de court-circuit au-delà de la limite assignée pour les matériels MT installé au poste HT/MT et du réseau de distribution électrique.

Le bon choix des réglages de la protection contre les défauts à la terre assure à la fois une bonne sécurité des personnes contre les électrisations et des biens contre les effets destructif des courants forts sur les câbles, lignes, jeux de barres, ... etc., ainsi qu'une bonne continuité de service globale du réseau HTA en isolant la petite partie en défaut du réseau à afin d'en préserver le fonctionnement.

Cependant ces réglages doivent s'intégrer dans un plan de protection des réseaux de distribution HTA en respectant la sélectivité chronométrique et ampérométrique de ce plan.

APPARENTIX

A. Caractéristiques des transformateurs HT/MT :

Marque : TUR Dresden RDA,
Type: TDLF 40 000-60 M.Cu,
Norme : IEC 76,
Puissance : 40 MVA,
Tension de court-circuit : 4,1 %,
Courant nominale : 787 A,
Symbole de couplage : YN.d.11

B. Caractéristiques de départ 10 KV :

Tension composée nominale : 10 kV,
Fréquence nominale : 50 Hz,
Courant maximal à l'état sain : 177 A,
Courant maximal à l'état secours : 220 A,
Longueur souterraines : 11158 m,

Longueur aérienne : 0 m,
Section : 185 mm² en aluminium,
Résistance en courant alternatif à 90°C : 0,211 Ω /km,
Inductance: 0,111 Ω /km,
Capacité : 0,200 μ F/km.

C. Disjoncteur de Couplage MT 10 KV :

Marque : Merlin Gerin,
Type : Fluarc FG.2,
Tension nominale: 12 kV,
Tension de tenue à 50 Hz : 38 kV,
Tension de tenue sous choc : 95 kV,
Courant nominale : 630 A,
Pouvoir de coupure : 29 kA,
Tension de Commande: 127 V.

D. Caractéristiques de l'Aérogénérateurs :

Marque : Nordex,
Type : N80,
Puissance : 2,5 Mégawatt,
Rotor:
Nombre des pales : 3,
Vitesse de rotation : 10,8 à 18,9 tr/min,
Diamètre du rotor : 80 m,
Puissance nominale : environ de 15 m/s,
Type de régulateur : Pitch,
Vent de démarrage : environ de 3 m/s,
I rotor = 630 A.

Convertisseur:

Le convertisseur est disposé entre le rotor et le réseau et il est équipé d'un circuit intermédiaire de tension continue et de la technologie IGBT.
Type : Engrenage planétaire à trois gradins
Puissance apparente : 750 KVA,
Tension auxiliaire : 3 \times 400 V/25 A/50 Hz,
Tension de sortie:

- stator : 3 \times 660 V,
- rotor : Tension à MLI,

Rapport de transmission : 1 / 68,7,
Palier de l'arbre : Roulement à rouleaux cylindriques.

Génératrice:

Puissance nominale : 2500 kW,
Tension nominale : 3 x 660 V,
Type : Génératrice Asynchrone double alimentation (GADA) avec échangeur de refroidissement.
Vitesse de rotation : 740-1.300 tr/min.

X. REFERENCES

- [1] T. Ackermann, "Wind Energy Technology and Current Status", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 4, pp. 315-374, 2000.
- [2] N. Hatzigiorgiou , "Wind Power Development in Europe", *Proc. IEEE*, Vol. 89, N°1, pp. 1765 – 1782, 2001.
- [3] R. Belhomme, "Wind Power Developments in France", *IEEE Power Engineering Review*, Vol. 22, N°10, pp. 21 - 24, 2002.
- [4] J.T. Tester, "Combining Renewable Energy and Design-for-Manufacturing Research in an Undergraduate Research Project", in *Proceedings of the 2003 ASEE/IEEE Frontiers in Education Conference*, Vol. 3, pp. S1E-10 - 15, 2003.
- [5] R. Pecan, "Renewable Energy Based Capstone Design Applications for an Undergraduate Engineering Technology Curriculum", in *Proceedings of the 2003 ASEE/IEEE Frontiers in Education Conference*, Vol. 3, pp. S1E-21 - 27, 2003.
- [6] G.E. Piper, "A Systems Engineering Approach to Teaching Energy", in *Proceedings of the 2003 Southeastern Symposium on System Theory*, pp. 322 – 325, 2003.

*Protection des réseaux
Electriques & Distribution
de l'Energie électrique*

Détection des Défaits dans les Lignes de Transport par les RNA Utilisant le MATLAB SIMULING

S. Bouraghda¹, A. Boukadoum¹ & S. Leulmi¹

¹Department of Electrical Engineering, University of August 20th 1955, Skikda, Algeria.
Skander21440@yahoo.fr, boukadoum2003@yahoo.fr, salah.leulmi@yahoo.fr

Abstract - The detection of faults in electrical networks plays an important role in the correct operation of protective relays. When a fault occurs in a transmission line, the fault current is always greater than the rated load current. Several methods and conventional numerical techniques have been used and proposed for the detection of faults.

Recently, modern techniques or artificial intelligence, namely the RNA have been used by several authors for detecting faults in power systems. In this paper, we develop a program, under the Matlab environment, based on the method of RNA using the sampled values of signal currents & voltages. These allow us to detect different types of faults in power systems.

Keywords – ANN, Detection, Failures or Faults, Transmission lines.

Résumé - La détection des défauts dans les réseaux électriques joue un rôle important dans le fonctionnement correct d'un relais de protection. Lorsqu'un défaut apparaît dans une ligne de transport, le courant de défaut est, toujours, supérieur au courant nominal de charge. Plusieurs méthodes et techniques numériques conventionnelles ont été utilisées et proposées pour la détection des défauts.

Récemment, les techniques modernes ou d'intelligence artificielle, en l'occurrence les RNA ont été utilisées par plusieurs auteurs pour la détection des défauts dans les réseaux électriques. Dans cet article, on va essayer de faire un programme, sous l'environnement Matlab, basé sur la méthode des RNA en utilisant les valeurs échantillonnées des signaux des courants & des tensions. Ces derniers nous permettent de détecter les différents types de défauts dans les réseaux électriques.

Mots clés – RNA, Détection, Défauts, Lignes de Transport.

I. INTRODUCTION

La détection des défauts dans les réseaux électriques joue un rôle important dans le

fonctionnement correct d'un relais de protection. Lorsqu'un défaut apparaît dans une ligne de transport, le courant de défaut est, toujours, supérieur au courant nominal de charge. Plusieurs méthodes et techniques numériques conventionnelles ont été utilisées et proposées pour la détection des défauts [1].

Récemment, les techniques modernes ou d'intelligence artificielle, en l'occurrence les RNA ont été utilisées par plusieurs auteurs pour la détection des défauts dans les réseaux électriques [2]-[4]. Dans cet article, on va essayer de faire un programme, sous l'environnement Matlab, basé sur la méthode des RNA en utilisant les valeurs échantillonnées des signaux des courants & des tensions. Ces derniers nous permettent de détecter les différents types de défauts dans les réseaux électriques.

II. RESEAU ELECTRIQUE CONSIDERE

La figure 1 présente le réseau considéré dans cette étude, pour évaluer les performances du détecteur de défaut proposé. La ligne de transport est de 400 [kV] et de longueur de 150 [km] alimentée des 2 extrémités par les sources GS et GR. La ligne est représentée par des paramètres distribués avec la prise en compte de la dépendance de ces paramètres en fonction de la fréquence.

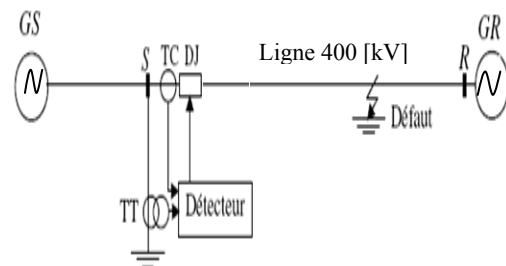


Fig. 1 Réseau électrique considéré [2].

III. SIMULATIONS

La simulation de la ligne en défaut a été réalisée par le logiciel Matlab pour générer les signaux des tensions et des courants pour différents types et conditions de défaut. Les signaux de courants et de tensions utilisés par le détecteur de défauts sont générés au point S. Un processus de prélèvement d'échantillonnage de 2 [kHz] (40 échantillons par cycle de 50 [Hz]) est appliqué. Ce taux

d'échantillonnage est compatible avec les taux, actuellement, utilisés dans les relais numériques [5]. Une fenêtre de données est utilisée comme entrée du RNA qui représente le détecteur de défauts.

IV. ENTREES & SORTIES DES RNA

Désignons par I_a , I_b & I_c les courants de lignes et V_a , V_b & V_c les tensions des phases a , b & c . Le courant et la tension homopolaires sont désignés, respectivement, par I_o & V_o . Le détecteur de défauts utilise comme entrées au RNA les valeurs instantanées échantillonnées à la fréquence de 2 [kHz] des signaux des courants I_a , I_b , I_c & I_o et des tensions V_a , V_b , V_c & V_o au jeu de barres S. Les valeurs des courants et des tensions échantillonnées sont normalisées afin d'atteindre le niveau d'entrée (± 1) du RNA. Une fenêtre mobile de 7 échantillons de longueur de 3 [ms] pour chaque signal est utilisée comme entrée au RNA pour définir l'état de la ligne si elle est en défaut ou sans défaut.

Le nombre de neurones d'entrée au réseau est 56 (7 échantillons pour chacun des 8 signaux). La couche de sortie possède un seul neurone pour définir l'état de la ligne. La sortie est indexée avec la valeur 1 pour indiquer la présence d'un défaut ou 0 pour la situation sans défaut. Après différents tests, un nombre de 16 neurones dans la couche cachée a été choisi donnant les meilleurs résultats. La figure 2 montre l'architecture du RNA du détecteur de défauts.

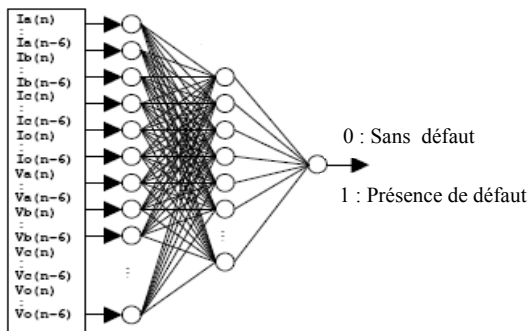


Fig. 2 Structure du détecteur de défauts.

V. APPRENTISSAGE DES RNA

Nous avons utilisé l'algorithme d'apprentissage de la rétro-propagation de l'erreur. Il est, extrêmement, important de faire subir aux RNA un bon apprentissage et de le tester correctement. Le RNA subit un apprentissage avec divers motifs correspondants aux différents types et conditions de défaut, dans divers endroits de la ligne L_f et différentes résistances de défaut R_f . Lors de l'apprentissage, différentes structures (nombre de neurones dans la couche cachée) avec différents paramètres (terme de moment, taux d'apprentissage et fonctions de transfert) sont évalués afin de déterminer la structure optimale du réseau pour produire un bon

apprentissage et pour avoir les meilleurs résultats lors du test.

Dans le tableau 1, sont données les valeurs des paramètres du réseau et du défaut employées pour générer l'ensemble des données pour l'apprentissage des RNA. Après l'apprentissage, la sortie du RNA est esquissée par la figure 3. De cette figure, nous remarquons que nous avons un bon apprentissage qui va nous conduire à de bons résultats du test. La courbe de la performance d'apprentissage est donnée par la figure 4. Nous remarquons que l'apprentissage est dans l'ordre de 10^{-15} . Ainsi, on peut le considérer nul.

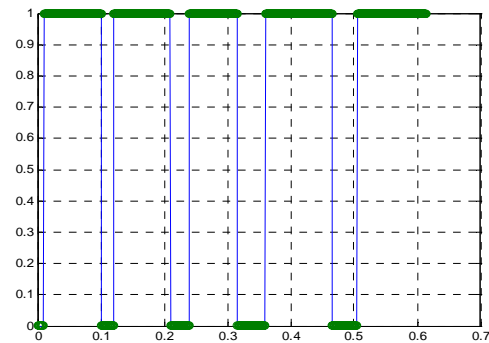


Fig. 3 Sortie du RNA après l'apprentissage.

TABLE I
PARAMETRES POUR L'APPRENTISSAGE DES RNA

Paramètres	Dimensions	Apprentissage
Lieu du défaut L_f	[km]	3 ; 40 ; 80 ; 120 ; 147
Angle d'apparition du défaut θ_f	[°]	0 ; 45 ; 90
Résistance du défaut R_f	[Ω]	0 ; 20 ; 40 ; 100
Puissance des sources	[GVA]	9 ; 20 ; 40 ; 100
Tension des sources	[pu]	0.9 ; 1.1
Angles des sources (angle de charge)	[°]	- 20 ; 0 ; + 20

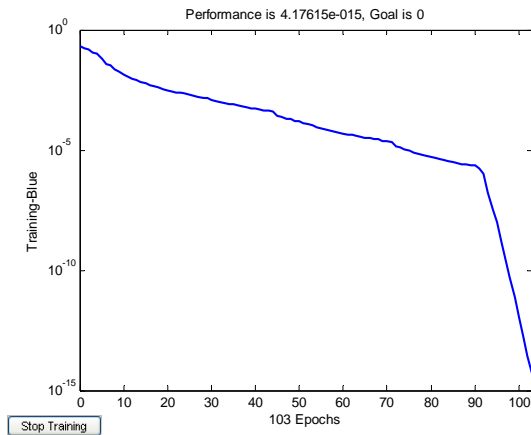


Fig. 4 Performance de l'apprentissage

VI - RESULTATS DE TESTS OBTENUS PAR LE RNA

Après l'apprentissage, le RNA du détecteur de défauts subit un test avec des patrons non vus lors de l'apprentissage pour satisfaire les performances du détecteur. Lors du test, le RNA utilise les valeurs des poids et des biais de l'apprentissage final. Le détecteur de défaut a été testé avec de nouvelles conditions et pour chaque type de défaut sur le réseau électrique.

A. Défaut shunt PT

Nous considérons un défaut shunt type PT entre la phase b et la terre à l'instant $t = 28$ [ms]. Les résultats de simulation sont donnés par la figure 5.

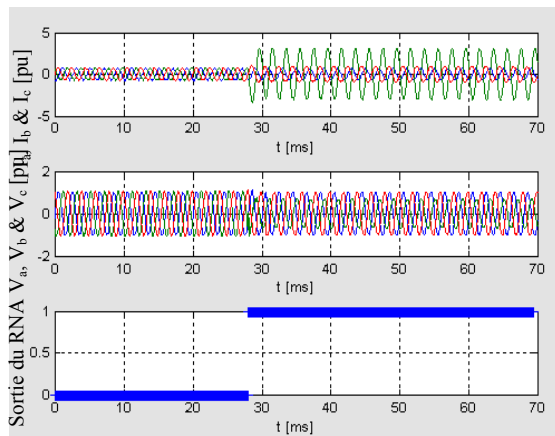


Fig. 5 Détection de défaut shunt PT entre la phase b & la terre

B.- Défaut shunt PP

Considérons un défaut shunt type PP qui se produit entre les 2 phases b & c à l'instant $t = 30$ [ms]. Les résultats sont montrés par la figure 6.

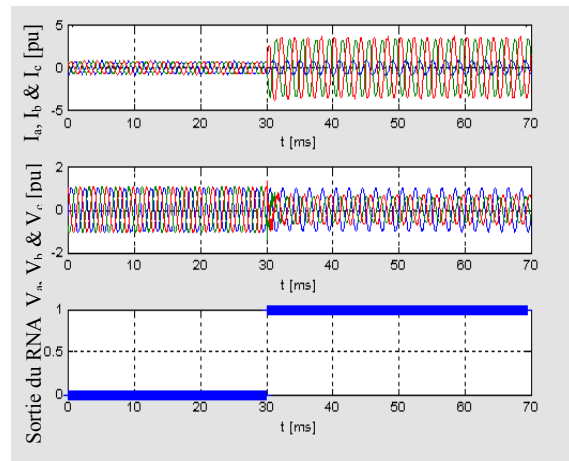


Fig.6 Détection de défaut shunt PP entre les phases b & c.

C. Défaut shunt PPP/PPPT

La figure 7 caractérise les résultats obtenus pour un défaut triphasé à la terre qui correspond à l'occurrence du défaut au temps 30 [ms].

Pour montrer la stabilité de la sortie du RNA à l'état sans défaut et en présence de défaut, nous considérons, un défaut shunt type PT entre la phase a et la terre qui se produit entre l'instant $t = 30$ & 50 [ms]. Le résultat de la détection est montré par la figure 8.

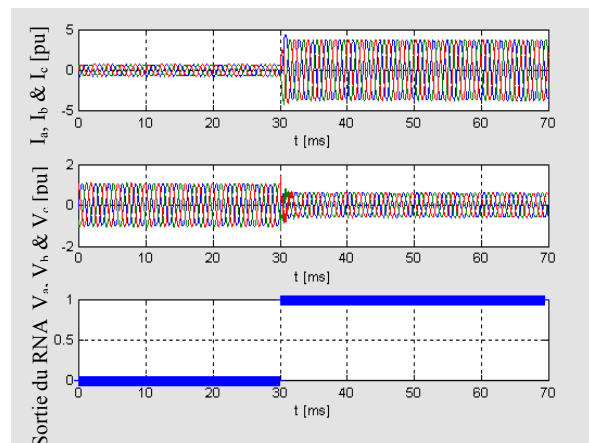


Fig.7- Détection de défaut shunt PPP/PPPT.

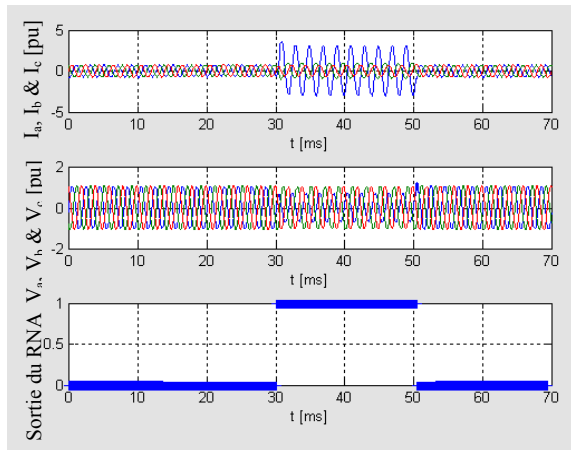


Fig. 8 - Détection de défaut shunt PT.

Nous pouvons voir, clairement, que le détecteur de défauts est capable de produire une réponse correcte à l'état de la ligne sans défaut et à l'état avec défaut. Rappelons que la valeur '0' de la sortie du RNA correspond à l'état de la ligne sans défaut et la valeur '1' correspond à l'état de la ligne en défaut.

VII. COMMENTAIRES

Les résultats du test pour les différents types de défauts montrent la stabilité de la sortie du RNA et la transition rapide dans la sortie du RNA lorsque la fenêtre de 7 échantillons se déplace de l'état sans défaut à l'état avec défaut.

Les résultats montrent, aussi, que les RNA sont capables de généraliser la situation à partir des motifs fournis et indiquent, correctement, la présence ou l'absence du défaut.

VIII. CONCLUSIONS

Dans ce travail, nous avons utilisé les RNA pour la détection de défaut dans les réseaux électriques. On peut dire qu'à l'aide du Matlab & par l'utilisation de la méthode des RNA, on peut détecter n'importe quel défaut qui peut se produire dans les réseaux électriques.

IX. REFERENCES

- [1] S. Leulmi, "Modélisation & simulation des défauts dans les réseaux électriques" Cours photocopié de post graduation, Université du 20 Août 1955, Skikda, Algérie, 1991 – 2004.
- [2] T. Bouthiba, M. A. Denai; "Neural networks based fault detection in EHV transmission lines using voltage data" Journal of the Institution of Electrical Engineers, Vol. 43, N°1, pp. 26-31. Singapore, 2003.
- [3] T. Bouthiba, "Nouvelles techniques de détection des défauts dans les lignes de transport par les réseaux de neurones" Thèse de Doctorat, Faculté de Génie Electrique, Université des Sciences et de la Technologie, Oran, Algérie, 2004.
- [4] M. Pasandl, H. Khorashadi "Transmission line fault detection & phase selection using ANN" International Conference on Power Systems Transients – IPST, New Orleans, USA, 2003.

Réponse Transitoire d'un Réseau de Terre Simple Géométrie: Cas d'Electrodes Verticales

T. ROUIBAH*, A. BAYADI* et K. KAROUM**

*Département d'électrotechnique, université de Setif, Email: hocine_pg@yahoo.fr, a_bayadi@yahoo.fr

** Département d'électrotechnique, université de Blaise Pascal, France, Email:

Kamal.KERROUM@lasmea.univ-bpclermont.fr

Résumé– Dans ce papier nous présentons une méthode d'analyse des systèmes de mise à la terre (électrode verticale), le modèle mathématique est basée sur la théorie des antennes (fil mince). L'équation intégral-différentiel de Pocklington est résolue par la méthode des moments. Un programme informatique sous environnement MATLAB a été développé pour la détermination des courants induits. Le programme est validé en comparant ses résultats avec ceux obtenus par le logiciel commercial NEC-4.

Abstract – In this paper we present an analysis method for earthing system (vertical electrode). The mathematical model is based on antennas theory. Pocklington integro-differential equation is solved using the method of moments. A computer program under MATLAB environment has been developed for the determination of the induced currents. The program is validated by comparing its results with those obtained by Numerical Electromagnetic Code NEC-4.

Mots clés : Prises de terre, Méthode des moments, NEC-4, Régime transitoire, Coefficients de réflexion

I. INTRODUCTION

Le réseau de transport d'énergie reste parmi les cibles privilégiées de la foudre qui peut décharger des intensités de courant pouvant atteindre des centaines de kA. Un impact direct sur un réseau de transport peut engendrer des dommages importants non seulement au niveau de l'isolation des équipements électriques mais aussi, suite à la propagation de ces ondes, des anomalies peuvent toucher même les équipements fonctionnant en basse tension.

Afin de se protéger contre ces perturbations extérieures, nous rencontrons dans le réseau, les câbles de garde, les parafoudres ainsi que les mises à la terre. Les mises à la terre des installations électriques jouent un rôle important, en périodes perturbées, dans le comportement des réseaux et dans la sécurité du personnel et du public.

En général, la réponse transitoire d'un système linéaire peut être obtenue directement, en résolvant les équations dans le domaine temporel, ou par approche du domaine fréquentiel et transformée de Fourier inverse.

A l'état actuel des choses, il y a eu quelques études portant sur l'analyse transitoire des systèmes de

mise à la terre basées sur des approches analytiques, des modèles de lignes de transmission et électromagnétiques [1-5].

L'approche classique est généralement liée à la méthode des lignes de transmission (TLM) [2, 3]. L'approche TLM est, toutefois, valable pour un conducteur horizontal, mais elle n'est pas pratique pour la modélisation des électrodes verticales. En outre, l'effet de l'interface air-sol a souvent été négligé en supposant que les conducteurs sont enterrés à une profondeur très importante [6]. Enfin, l'approche TLM n'est pas valable pour les sols à faible conductivité et également, elle néglige l'effet du couplage mutuel entre les éléments du réseau de terre.

Une approche plus rigoureuse est basée sur la théorie des antennes qui est actuellement considérée comme l'approche la plus précise [4, 5, 7]. Cette approche est basée sur la résolution des équations intégrales du champ électrique.

Dans cette approche l'effet d'atténuation due au sol est pris en compte par l'intégrale de Sommerfeld, figurant dans le noyau des équations intégrales. Toutefois, cette approche souffre du problème du temps de calcul trop long pour l'évaluation des spectres de fréquences large bande, et pour des systèmes complexes (grilles de mise à la terre), et elle devrait être évitée autant que possible [8]. L'utilisation de l'approche de coefficient de réflexion est l'une des solutions possibles pour éviter le calcul des intégrales de Sommerfeld [4-5-7, 9].

Afin d'écouler rapidement les énergies supplémentaires introduites lors d'un défaut, la prise de terre reste le moyen de protection le plus utilisé.

Malheureusement le comportement de cette dernière est tributaire de plusieurs facteurs (résistivité du sol, la longueur de la mise à la terre, ionisation du sol, ...).

Dans ce travail nous analysons les prises de terre de types filiformes, électrode verticale. A cet effet un programme informatique sous environnement MATLAB est développé. L'analyse mathématique est basée sur la théorie des antennes dans le domaine fréquentiel le passage en temporel se fait à l'aide de la transformée de Fourier inverse.

Enfin, nous proposons une validation de cette approche en confrontant nos résultats à ceux obtenus en utilisant le logiciel NEC-4 [10].

II. EQUATION INTEGRALE DU COURANT INDUIT LE LONG D'UNE ELECTRODE VERTICALE

La géométrie utilisée est une électrode verticale droite de longueur l et de rayon a , enterré à une profondeur d (Fig. 1).

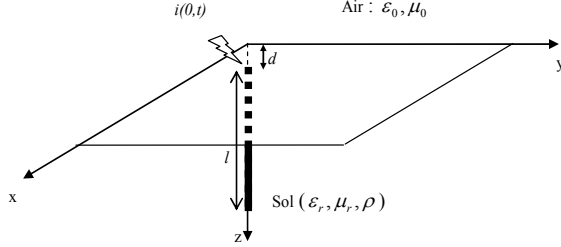


Fig. 1. Electrode enterrée verticalement.

L'électrode est supposée un fil mince parfaitement conducteur [4, 7, 8, 11].

Le point de départ dans le modèle mathématique est l'évaluation de la distribution de courant induit sur l'électrode verticale due à une excitation temporelle et pour un certain nombre de fréquences dans une bande de fréquence d'intérêt. Cette distribution de courant est obtenue par la résolution de l'équation intégral-différentielle de Pocklington. Cette équation peut être obtenue en exprimant le champ électrique en fonction du potentiel vecteur de Hertz et en satisfaisant les conditions aux limites des composantes du champ tangentielle sur la surface de l'électrode.

Le champ électrique induit dans le voisinage de l'électrode enterrée dans un demi-espace imparfaitement conducteur [7] peut être exprimée en terme de vecteur potentiel de Hertz noté Π :

$$\vec{E} = \nabla \left(\nabla \cdot \vec{\Pi} \right) + k_1^2 \vec{\Pi} \quad (1)$$

où k_1 est coefficient de propagation dans le sol:

$$k_1^2 = -\omega^2 \mu \epsilon_{eff} \quad (2)$$

et ϵ_{eff} désigne la permittivité complexe du sol:

$$\epsilon_{eff} = \epsilon_r \epsilon_0 - j \frac{\sigma}{\omega} \quad (3)$$

où ϵ_r et σ sont les permittivité relative et la conductivité du sol, respectivement, et ω désigne la fréquence de fonctionnement.

III. APPROCHE INTEGRALE DE SOMMERFELD

Pour le cas d'une électrode verticale alimentée par un courant source I_g l'équation vectorielle (1) peut être écrite comme un ensemble de deux scalaires, une équation de la composante normale et l'autre de la composante tangentielle du champ électrique:[6]:

$$E_x(x, z) = \frac{\partial^2 \Pi_z}{\partial x \partial z} \quad (4)$$

$$E_z(x, z) = \left[\frac{\partial^2}{\partial z^2} + k^2 \right] \Pi_z \quad (5)$$

$$\Pi_x = \frac{1}{j4\pi\omega\mu\epsilon_{eff}} \times \int_{-d-L}^d \left[g_0(x, z, z') - g_i(x, z, z') + k_2^2 V_{11} \right] I(z') dz' \quad (6)$$

où $I(z')$ est la distribution du courant le long du fil,

$g_0(x, z, z')$: désigne la fonction de Green dans l'espace libre de la forme:

$$g_0(x, z, z') = \frac{e^{-jkR_1}}{R_1} \quad (7)$$

$g_i(x, z, z')$: découle de la théorie de l'image est donné par:

$$g_i(x, z, z') = \frac{e^{-jkR_2}}{R_2} \quad (8)$$

où R_{1h} et R_{2h} sont les distances entre le point source (courant) et le point champ (observateur) et le point source (image) et le point champ (observateur).

L'effet d'atténuation due au sol est pris en compte par le terme V_{11} de l'intégral de Sommerfeld [1]:

$$V_{11} = 2 \int_0^\infty \frac{e^{-\mu_1(h-z)}}{k_2^2 \mu_1 + k_1^2 \mu_2} J_0(\lambda \rho) \lambda d\lambda \quad (9)$$

$$\mu_1 = (\lambda^2 - k_1^2)^{1/2} \quad \mu_2 = (\lambda^2 - k_2^2)^{1/2} \quad \rho_1 = |x - x'| \quad (10)$$

Le courant $I(z)$ a pour origine le champ électromagnétique qualifié de champ appliqué E_z^i qui existe sur toute la surface du fil dans le cas d'un champ incident (réception) ou d'une manière localisée dans le cas d'un générateur (émission).

La conductivité du fil est supposée infinie, par conséquent la composante tangentielle du champ électrique sur la surface du conducteur doit s'annuler. On peut alors écrire :

$$E_x^i(a, x) + E_x^s(a, x) = 0 \quad (11)$$

En combinant les relations (4) à (13), on obtient :

$$E_z^i(a, z) = -\frac{1}{j4\pi\omega_{eff}} \int \left[\frac{\partial^2}{\partial z^2} + k_1^2 \right] \times \left[g_0(z, z') - g_i(z, z') + k_2^2 V_{11} \right] I(z') dz' \quad (12)$$

La distribution du courant le long de l'électrode verticale est obtenue par la résolution de l'équation intégrale.

IV. APPROCHE DES COEFFICIENTS DE REFLEXION

La présence de l'interface sol-air fait apparaître dans l'expression de la fonction de Green un second terme de green image et une intégrale infinie dite intégrale de sommerfeld. L'évaluation de cette intégrale à plusieurs fréquences, est assez difficile et prend du temps de calcul [4, 7-2]. Par conséquent, en comparaison avec l'approche intégrale de Sommerfeld, la méthode des coefficients de réflexion

(RC) est plus simple de formulation et beaucoup moins coûteuse en temps de calcul.

Pour plus de commodité, l'équation intégral-différentielle (13) peut s'écrire sous la forme:

$$\bar{E}_z^i(z) = \frac{-1}{j4\pi\omega\epsilon_{eff}} \int_{-d-L}^{-d} G(z, z') I(z, z') dz' \quad (13)$$

où $G(z, z')$ est la fonction totale de green donné par:

$$G(z, z') = \left[\frac{\partial^2}{\partial z^2} + k_1^2 \right] \left[g_0(z, z') - g_i(z, z') + k_2^2 V_{11} \right] \quad (14)$$

Selon cette méthode [7], la fonction de Green rigoureuse se simplifie en:

$$G(z, z') = \left[\frac{\partial^2}{\partial z^2} + k_1^2 \right] \left[g_0(z, z') - \Gamma g_i(z, z') \right] \quad (15)$$

où Γ est le terme des coefficients de réflexion correspondant pour la Polarisation TM [6]:

$$\Gamma = \frac{\frac{1}{n} - \sqrt{\frac{1}{n}}}{\frac{1}{n} + \sqrt{\frac{1}{n}}} \quad (16)$$

et n est donné par:

$$n = \frac{\epsilon_{eff}}{\epsilon_0} \quad (17)$$

L'équation intégral-différentielle de Pocklington pour un fil rectiligne vertical enterré dans un demi-espace avec perte prend la forme définitive:

$$E_z^i(a, z) = -\frac{1}{j4\pi\omega\epsilon_{eff}} \int_{-d-L}^{-d} \left[\frac{\partial^2}{\partial z^2} + k_1^2 \right] \left[g_0(z, z') - \Gamma g_i(z, z') \right] I(z') dz' \quad (18)$$

V. LE LOGICIEL NEC-4

NEC-4 [10] (Numerical Electromagnetic Code), est un code développé sous sa première version NEC-1, pour le traitement du rayonnement et du couplage électromagnétique. Sa première version, limitée pour cause de l'insuffisance des calculateurs de l'époque (début des années 80), a évolué par la suite progressivement pour aboutir à celle actuellement commercialisée sous l'appellation NEC-4. Cette version en régime harmonique permet une modélisation dans les milieux continus tout en tenant en compte très particulièrement des interfaces air-sol ainsi que de la conductivité finie de ce dernier.

Son fondement théorique est celui des antennes qui consistent à résoudre, par la méthode numérique dite des moments, dans les milieux continus une équation intégrale en champ électrique (EFIE), déduite à partir des équations de Maxwell, ou en champ magnétique (MFI).

La simulation numérique utilise le code NEC-4 est réalisable uniquement en fréquentielle. L'analyse en

régime temporel exige l'utilisation du passage fréquence-temps.

VI. APPLICATION

Dans ce paragraphe, nous proposons de traiter deux applications différentes par la théorie des antennes associée à la méthode des moments.

Nous consacrons la première application à la modélisation d'une électrode verticale excitée par une onde de foudre.

Pour la deuxième application nous traitons le cas de deux électrodes verticales excitée par une onde de foudre.

$$I(t) = I_m (e^{-\alpha t} - e^{-\beta t}) ; I_m = 52,2689 \text{ KA};$$

$$\alpha = 0,00184 \mu\text{s}^{-1}; \beta = 2,46650 \mu\text{s}^{-1} \quad (19)$$

Pour cet ensemble d'applications nous confrontons les résultats que nous obtenons et réalisés avec nos propres développements (résolution d'une équation intégrale en champ électrique par la méthode des moments) sous MATLAB à ceux que nous simulons avec le code NEC-4.

VII. ELECTRODE ENTERREE VERTICALEMENT PRISE EN COMPTE DE L'INTERFACE SOL-AIR

Il s'agit d'une électrode rectiligne de rayon ' $a=0,007\text{m}$ ' et de longueur ' $l=6\text{m}$ ' (Fig. 1), enterrée à une profondeur d dans un sol de résistivité $\rho=100\Omega\text{m}$, linéaire, homogène et isotrope, et alimentée par une source de courant bi-exponentielle à l'une de ses extrémités.

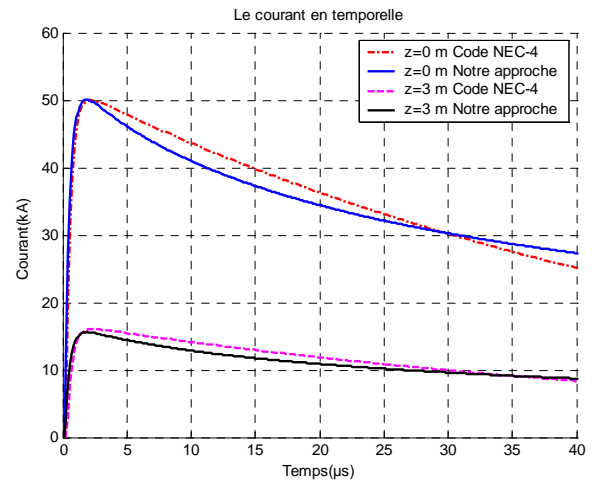


Fig. 2 Variation du courant temporelle en différents points de l'électrode.

VIII. DEUX ELECTRODES ENTERREE VERTICALEMENT PRISE EN COMPTE DE L'INTERFACE SOL-AIR

Il s'agit de deux électrodes rectilignes de rayon ' $a=0,007m$ ' et de longueur ' $l=6m$ ' séparées par une distance $D=2m$ (Fig. 3), Uniquement l'électrode 1 est alimentée à l'une de ses extrémités par l'onde de foudre (19), ce qui va nous permettre d'analyser l'interaction entre les deux électrodes.

Pour valider les résultats en courant, nous utilisons le logiciel NEC-4. Le fichier des données que nous utilisons sur NEC-4 pour traiter cette application est le tableau suivant :

CE									
GW	1	41	0	0	-0.5	0	0	-6.5	0.007
GW	1	41	0	0	-0.5	0	0	-6.5	0.007
GE	-1								
GN	2	0	0	0	1e+1	1e-2			
FR	0	1024	0	0	0.0048828125	0.0048828125			
EX	4	1	10	0	0.	0.	-90.	0.	0.0176678445
xQ									
EN									

Tableau 1. Données du fichier d'entrée du code NEC4.

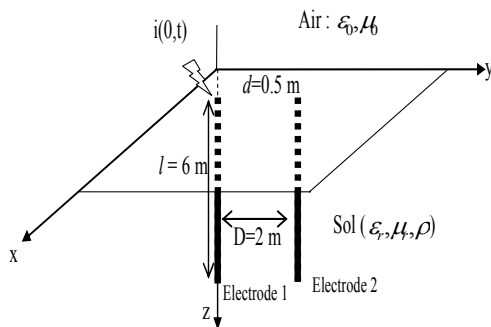


Fig. 3. Deux électrodes enterrées verticalement.

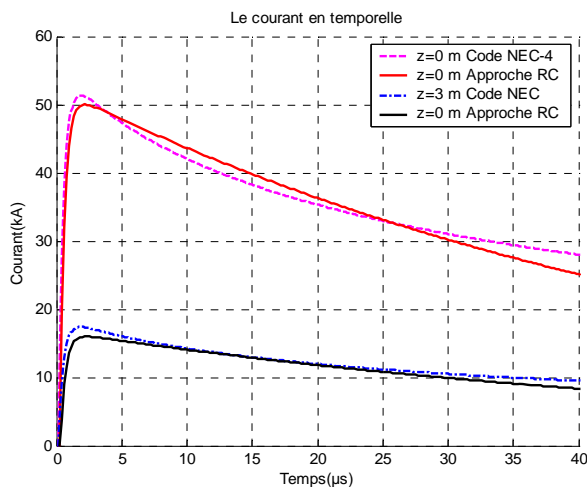


Fig. 4. Variation du courant temporelle en différents points de l'électrode.

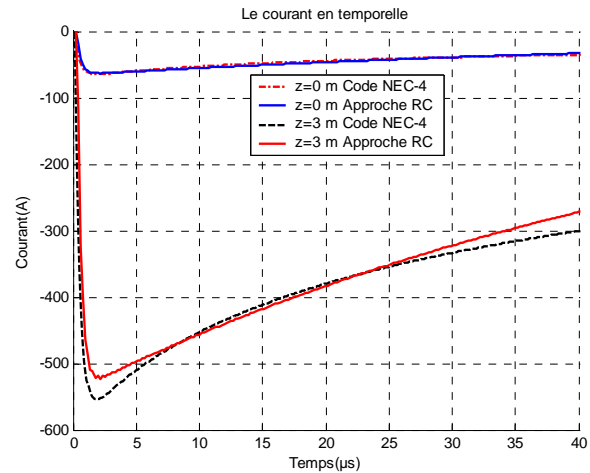


Fig. 5. Variation du courant induit temporelle en différents points de l'électrode N°02.

Ces résultats donnent la variation du courant en différents points des électrodes que nous obtenons par notre modèle (résolution de l'équation intégral-différentiel de pocklington par la méthode des moments) et par logiciel NEC-4. Nous constatons une légère différence entre les deux résultats, car notre formalisme utilise comme fonction de test et de base des fonctions impulsion (méthode de point-matching) par contre logiciel NEC-4 utilise des fonctions de test et de base des fonctions sinusoïdales.

a- Influence de la distance de séparation D

Nous proposons dans cette application de faire varier la distance de séparation et nous traçons la variation du courant en différents points des électrodes.

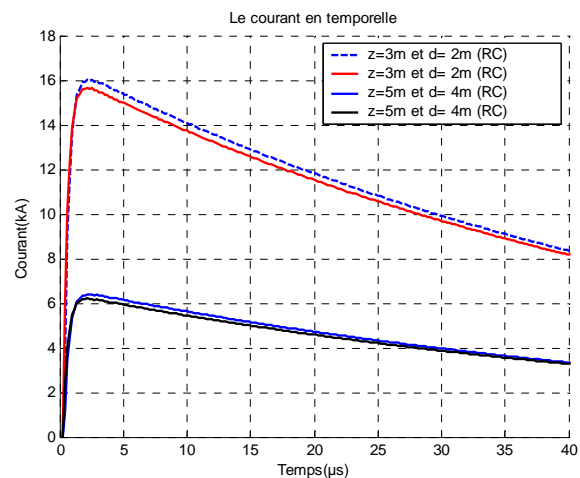


Fig. 6. Variation du courant induit en différents points de l'électrode N°1 pour différentes distances D.

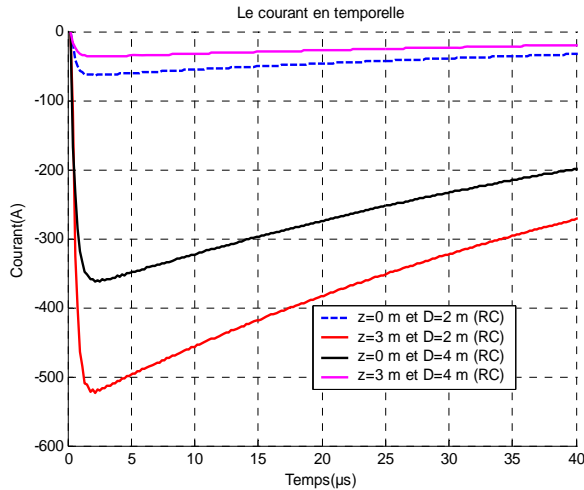


Fig. 7. Variation du courant induit en différents points de l'électrode N°2 pour différentes distances D .

Des résultats que nous obtenons en figure 6 et 7, nous remarquons que l'interaction diminue lorsque la distance entre électrodes augmente.

b- Influence de la résistivité du sol

Nous proposons dans cette application de faire varier la résistivité du sol et nous traçons la variation du courant au milieu de l'électrode.

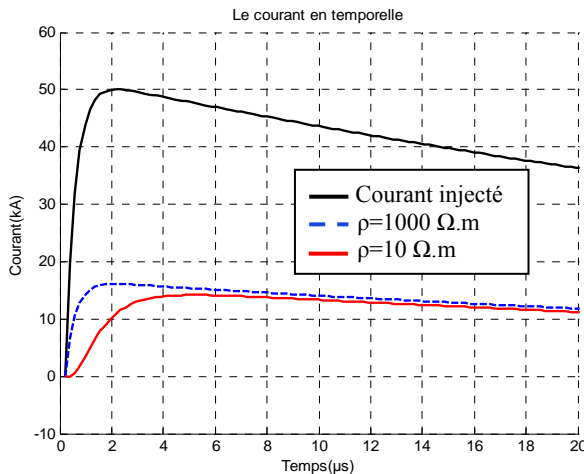


Fig. 8. Variation du courant induit pour $z= 3m$ de l'électrode pour différentes résistivités.

c- influence de la profondeur.

Nous proposons dans cette application de faire varier la profondeur d'enfouissement dans le sol et nous traçons la variation du courant en différents points des électrodes.

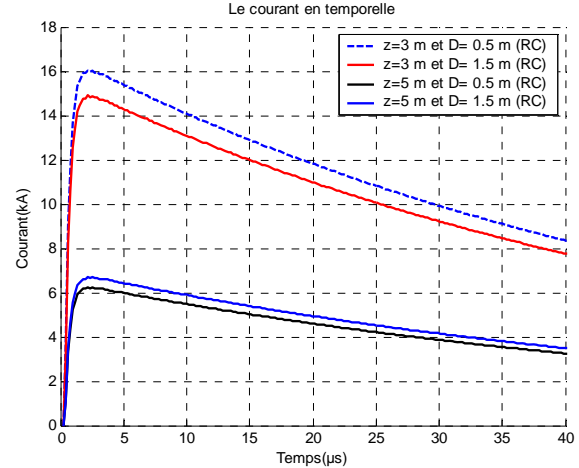


Fig. 9. Variation du courant en différents points de l'électrode N°1 pour différentes profondeurs D .

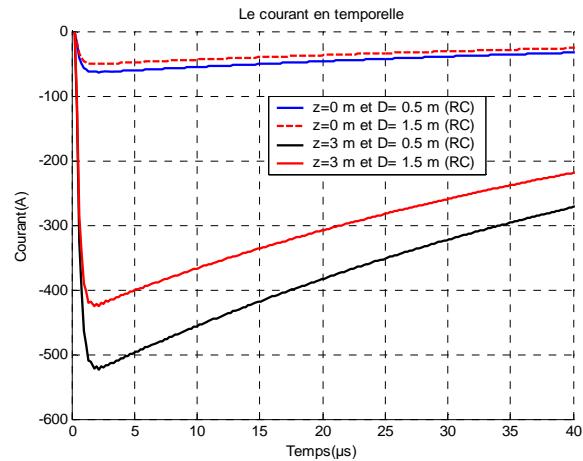


Fig. 10. Variation du courant induit en différents points de l'électrode N°2 pour différentes profondeurs D .

Des résultats que nous obtenons en figure 9 et 10, nous remarquons que l'amplitude du courant diminue lorsque la profondeur d'enfouissement des électrodes augmente.

IX. CONCLUSION

D'un point de vue théorique, la mise à la terre est considérée comme un problème de diffraction électromagnétique. La théorie des antennes constitue le formalisme le plus rigoureux. Ce formalisme consiste en la résolution d'une équation intégral-différentielle dans le domaine fréquentiel, par la méthode des moments, conduit à un système matriciel plein qui prend en compte l'interaction entre l'ensemble des éléments après discrétisation spatiale. La présence de l'interface sol-air fait apparaître dans l'expression de la fonction de Green un second terme de green image et une intégrale infinie dite intégrale de sommerfeld. La méthode des coefficients de réflexion (RC) est plus simple de formulation et beaucoup moins coûteuse en temps de calcul. Un

programme informatique sous environnement MATLAB a été développé pour la détermination des courants induits. Ses résultats sont comparables à ceux obtenus par le logiciel commercial NEC-4.

X. RÉFÉRENCES

- [1] Velazquez, R. et D. Muhkedo, "Analytical modeling of grounding electrodes transient behaviour," IEEE Trans. Power Appar. Systems, Vol. PAS-103, 1314–1322, June 1984.
- [2] Liu, Y., M. Zitnik, et R. Thottappillil, "An improved transmission line model of grounding system," IEEE Trans. EMC, Vol. 43, No. 3, 348–355, 2001.
- [3] Ala, G. et M. L. Di Silvestre, "A simulation model for electromagnetic transients in lightning protection systems," IEEE Trans. EMC, Vol. 44, No. 4, 539–534, 2003.
- [4] Grcev, L. et F. Dawalibi, "An electromagnetic model for transients in grounding systems," IEEE Trans. Power Delivery, No. 4, 1773–1781, Oct. 1990.
- [5] J. Zou, B. Zhang, J. Guo et J. Lee, "Efficient in evaluation of the $[Z]$ matrix with method of moment in grounding analysis by using adaptive spatial sampling approach," IEEE Trans. Electromagnetic compatibility, Vol. 48, NO 1, February 2006.
- [6] Bridges, G. E., "Transient plane wave coupling to bare and insulated cables buried in a lossy half-space," IEEE Trans. EMC, Vol. 37, No. 1, 62–70, Feb. 1995.
- [7] Poljak, D. et V. Doric, "Wire antenna model for transient analysis of simple grounding systems, Part II the horizontal grounding electrode," Progress In Electromagnetic Research, PIEP 64, 149-166, 2006.
- [8] Olsen, R. G. et M.C. Willis, "A comparison of exact and quasi-static methods for evaluating grounding systems at high frequencies," IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 11, No. 2, 1071–1081, April 1996.
- [9] Poljak, D., Electromagnetic Modelling of Wire Antenna Structures, WIT Press, Southampton, Boston, 2002.
- [10] NEC. Numerical Electromagnetic Code, Feb, 1992.

Impact d'une Onde de Foudre sur un Pylône Electrique

L. Boufenneche, M. Chouki, S. Khedimallah, H. Belila, D. Sekki, A. Boudouda et B. Nekhoul.

Résumé— Dans cette étude nous nous intéressons à l'interaction entre une onde de foudre et le pylône électrique. Pour ce faire, nous souhaitons utiliser une modélisation fondée sur l'approche des lignes de transmissions qui nous paraît la mieux adaptée pour la prise en compte des différents bras et traité ainsi le pylône comme un réseau électrique radial avec une colonne principale qui est verticale. Cette nouvelle approche temporelle basée sur la FDTD (*Finite Difference Time Domain*) va nous permettre de traiter les deux types d'impacts (direct et indirect) de la foudre sur le pylône électrique.

Mots clés— FDTD (Finite Difference Time Domain), Onde de Foudre, Pylône électrique, Système matriciel.

I. INTRODUCTION

La décharge rapide qui intervient au moment du coup de foudre provoque des variations considérables du champ électrique au dessus du sol. Ces variations agissent par influence sur les conducteurs placés dans ce champ, pylônes et les lignes aériennes (réseau électrique) qui vont en quelque sorte exporter la perturbation.

Pour analyser l'impact de foudre sur le réseau électrique d'importantes campagnes de mesures ont été réalisées et sont encore en cours vu la préoccupation des transporteurs de l'énergie électrique de palier ce phénomène entraînant parfois de très lourds dégâts matériels suivi d'interruption de la fourniture d'énergie.

L'objectif de notre travail est de proposer des outils de simulations permettant de modéliser l'interaction entre une onde de foudre et le pylône électrique. La forme générale du pylône en tant que support d'une ligne triphasée ou d'un terne, ne facilite pas une modélisation détaillée. La difficulté majeure réside dans la prise en charge des différents bras ainsi que la prise en compte de sa mise à la terre constituant la charge à son extrémité inférieure.

II. MODELISATION DU PYLONE PAR LA THEORIE DES LIGNES

Pour notre travail de modélisation, comme nous l'avons déjà signalé afin de rester le plus proche possible de la réalité, nous optons pour la représentation du pylône par la théorie des lignes de transmission. Le type de pylône que nous étudions est celui présenté en Fig 1.

Les colonnes de chaque module peuvent être représentées comme des lignes multiconductrices uniformes et non uniformes qui peuvent être davantage réduit à une ligne monophasée. À proprement parler, la réponse électromagnétique d'un pylône à des ondes de foudre en cas d'un impact direct est modélisée par les équations des télégraphistes des lignes de transmission [1]:

$$\begin{cases} \frac{\partial v(x,t)}{\partial x} + Ri(x,t) + L \frac{\partial i(x,t)}{\partial t} = 0 \\ \frac{\partial i(x,t)}{\partial x} + C \frac{\partial v(x,t)}{\partial t} = 0 \end{cases} \quad (1)$$

Et dans le cas d'un impact indirect (couplage EM pylône-onde) par le système :

$$\begin{cases} \frac{\partial v(x,t)}{\partial x} + Ri(x,t) + L \frac{\partial i(x,t)}{\partial t} = v_s(x,t) \\ \frac{\partial i(x,t)}{\partial x} + C \frac{\partial v(x,t)}{\partial t} = i_s(x,t) \end{cases} \quad (2)$$

Où L , R et C sont l'inductance, la résistance et la capacité de la ligne, respectivement. $v_s(x,t)$ et $i_s(x,t)$ sont les sources de tension et de courant équivalentes dues à l'onde de foudre.

Ces paramètres sont constants pour les segments horizontaux et peuvent être obtenus par les expressions développées par [2] [3] [4]. Dans le cas des segments inclinés et verticaux, les paramètres de la ligne varient avec la hauteur et les formulations proposées dans [5] [6] sont utilisées. Le courant circulant à travers un segment incliné peut être décomposé en ses composantes verticales et horizontales; cependant, ce type de segments est modélisé en utilisant une ligne équivalente horizontale ou verticale. La figure (1-b) illustre la représentation du pylône en figure (1-a) par un nombre de segments de lignes interconnectés.

Laboratoire de Lamel, département de génie électrique, Université de Jijel, BP 98, Ouled Aissa, Jijel 18000, Algérie.

L. Boufenneche. Département de génie électrique, Université de Jijel, Algérie (téléphone : +213 794 70 47 73, e-mail : Karatlot @ yahoo.fr).

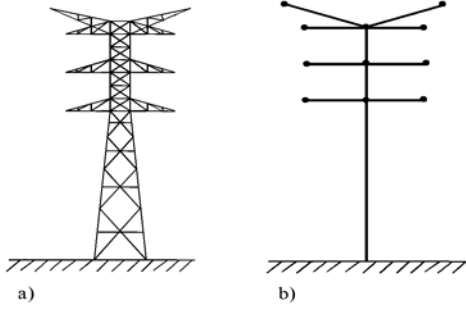


Fig 1-a). - Pylône de transmission classique,
 -b). - Représentation du pylône avec les segments des
 lignes de transmission.

III. CONSTRUCTION D'UN SYSTEME MATRICIEL POUR LE CALCUL DES SURTENSIONS ET SURINTENSITES INDUITES SUR UN PYLONE ELECTRIQUE

Pour traiter le problème de propagation d'une onde transitoire sur un pylône électrique, nous proposons de construire et résoudre un système matriciel du type :

$$[A][X] = [B] \quad (3)$$

Où :

$[A]$: est la matrice topologique du réseau qui tient compte des éléments propagatifs (partie verticale et bras) et des réseaux d'extrémités et d'interconnexion (nœuds).

$[X]$: est le vecteur inconnu des courants et tensions sur l'ensemble des nœuds.

$[B]$: est le vecteur excitation qui peut être un générateur de courant_ onde de foudre_ ou une onde électromagnétique.

Cette approche ainsi présentée n'est autre que la résolution d'un ensemble d'équations de propagations liées par des conditions aux extrémités.

Le formalisme $[A][X] = [B]$, que nous utilisons en temporel est inspiré d'une représentation d'une ligne en fréquentiel établie à partir de la représentation par la matrice $[\Phi]$ des liaisons propagatives [7].

En temporel, lors de la discrétisation par FDTD, les nœuds courants et tensions ne coexistent ni dans le temps ni dans l'espace. Dans notre travail, nous voulons calculer les courants et les tensions sur les nœuds extrémités du réseau. Pour cet objectif nous créons deux nœuds courants supplémentaires aux extrémités de la ligne ; pour ce faire, pour respectivement $k=1$ ($x=0$) et $k=k_{\max}+1$ ($x=L$), nous faisons

l'approximation [7] $\Delta x = \frac{\Delta x}{2}$.

Ceci nous permet d'écrire pour le modèle de Taylor [8] :
 À l'extrémité $k=1$ ($x=0$), la première équation s'écrit :

$$\left(\frac{C}{\Delta t}\right)U_1^n = \left(\frac{C}{\Delta t}\right)U_1^{n-1} - \frac{I_1^{n-1/2} - I_0^{n-1/2}}{\Delta x/2} - C \frac{(E_T)_1^n - (E_T)_1^{n-1}}{\Delta t} \quad (4)$$

Avec :

$E_T(x, z, t) = \int_0^h E_z^e(x, z, t) dz$: source dû au champ électrique excitateur transverse ;

En posant $U_1^n = (U(0))^n$ et $I_0^{n-1/2} = (I(0))^{n-1/2}$, donc l'équation (4) devient :

$$\left(\frac{C}{\Delta t}\right)(U(0))^n = \left(\frac{C}{\Delta t}\right)(U(0))^{n-1} - \frac{I_1^{n-1/2} - (I(0))^{n-1/2}}{\Delta x/2} - C \frac{(E_T)_1^n - (E_T)_1^{n-1}}{\Delta t} \quad (5)$$

Si nous introduisons l'approximation du courant $(I(0))^{n-1/2}$ suivante :

$$(I(0))^{n-1/2} = \frac{(I(0))^n + (I(0))^{n-1}}{2} \quad (6)$$

L'équation (5) devient

$$\left(\frac{C}{\Delta t}\right)(U(0))^n = \left(\frac{C}{\Delta t}\right)(U(0))^{n-1} + \frac{(I(0))^n + (I(0))^{n-1}}{\Delta x} - \frac{I_1^{n-1/2}}{\Delta x/2} - C \frac{(E_T)_1^n - (E_T)_1^{n-1}}{\Delta t} \quad (7)$$

Finalement, on a la première équation d'extrémité :

$$\left(\frac{C}{\Delta t}\right)(U(0))^n - \frac{1}{\Delta x}(I(0))^n = \left(\frac{C}{\Delta t}\right)(U(0))^{n-1} + \frac{1}{\Delta x}(I(0))^{n-1} - \frac{2I_1^{n-1/2}}{\Delta x} - C \frac{(E_T)_1^n - (E_T)_1^{n-1}}{\Delta t} \quad (8)$$

À l'extrémité $k = k_{\max} + 1$ ($x = L$) la première équation de Taylor [8] s'écrit :

$$\left(\frac{C}{\Delta t}\right)U_{k_{\max}+1}^n = \left(\frac{C}{\Delta t}\right)U_{k_{\max}+1}^{n-1} - \frac{I_{k_{\max}+1}^{n-1/2} - I_{k_{\max}}^{n-1/2}}{\Delta x/2} - C \frac{(E_T)_{k_{\max}+1}^n - (E_T)_{k_{\max}+1}^{n-1}}{\Delta t} \quad (9)$$

En posant $U_{k_{\max}+1}^n = (U(L))^n$ et $I_{k_{\max}+1}^{n-1/2} = (I(L))^{n-1/2}$, et en suivant la même démarche pour $k=1$ ($x=0$), nous obtenons la deuxième équation d'extrémité pour $k = k_{\max} + 1$ ($x = L$) :

$$\left(\frac{C}{\Delta t}\right)(U(L))^n + \frac{1}{\Delta x}(I(L))^n = \left(\frac{C}{\Delta t}\right)(U(L))^{n-1} - \frac{1}{\Delta x}(I(L))^{n-1} + \frac{2I_{k_{\max}}^{n-1/2}}{\Delta x} - C \frac{(E_T)_{k_{\max}+1}^n - (E_T)_{k_{\max}+1}^{n-1}}{\Delta t} \quad (10)$$

Ce qui nous permet d'écrire sous forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} \left(\frac{C}{\Delta t}\right) & -\frac{1}{\Delta x} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \left(\frac{C}{\Delta t}\right) & \frac{1}{\Delta x} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} (U(0))^n \\ (I(0))^n \\ (U(L))^n \\ (I(L))^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{C}{\Delta t}\right)(U(0))^{n-1} + \frac{1}{\Delta x}(I(0))^{n-1} - \frac{2I_1^{n-1/2}}{\Delta x} - C \frac{(E_T)_1^n - (E_T)_1^{n-1}}{\Delta t} \\ \left(\frac{C}{\Delta t}\right)(U(L))^{n-1} - \frac{1}{\Delta x}(I(L))^{n-1} + \frac{2I_1^{n-1/2}}{\Delta x} - C \frac{(E_T)_{k_{\max}+1}^n - (E_T)_{k_{\max}+1}^{n-1}}{\Delta t} \end{bmatrix} \quad (11)$$

A. Représentation du pylône par un réseau radial

La Fig (2) illustre un pylône classique sous forme d'un ensemble de tubes (conducteurs verticaux et horizontaux) interconnectés par des nœuds d'interconnexions (réseaux d'interconnexion) et terminés à ses extrémités par des nœuds d'extrémités (réseaux d'extrémités).

Dans la suite de notre travail les indices indiquant le tube ou les nœuds aux extrémités de la ligne sont positionnés comme suit [7] :

$$\left[\begin{matrix} \text{Nœud d'extrémité / d'interconnexion} \\ \text{tube} \end{matrix} \right]$$

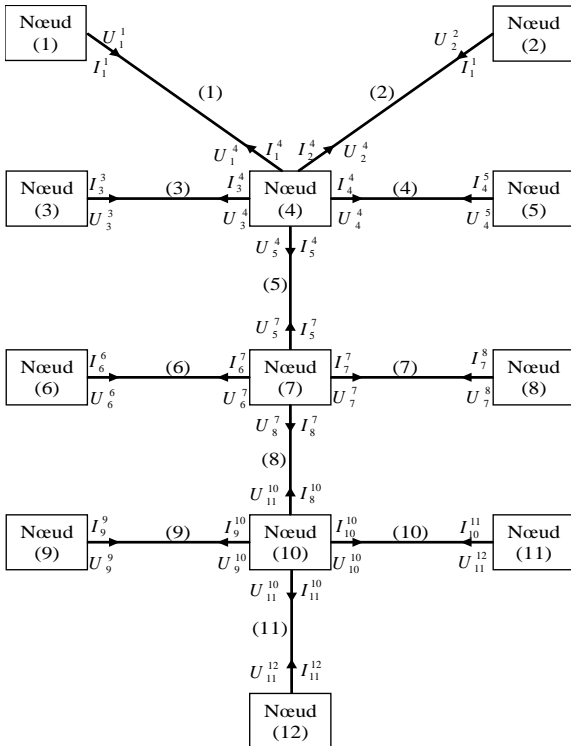


Fig 2. Approche topologique d'un pylône électrique.

Notons que dans le système $[A][X] = [B]$, la matrice $[A]$ est constituée de deux sous matrices $[A_1]$ et $[A_2]$ [7]. $[A_1]$ contient l'ensemble des données des L lignes, et $[A_2]$ les relations électriques aux M réseaux. Ces sous matrices sont construites après numérotation des nœuds et des tubes.

Le vecteur $[B]$ est également composé de deux sous vecteurs $[B_1]$ et $[B_2]$. $[B_1]$ contient toutes les informations relatives à une éventuelle perturbation extérieure, et $[B_2]$ aux générateurs localisés.

$$\underbrace{\begin{bmatrix} \text{Caractéristiques} \\ \text{du réseau} \\ \text{Conditions aux} \\ \text{limites} \end{bmatrix}}_{[A]} \underbrace{\begin{bmatrix} v(0), I(0); \\ v(L), I(L) \end{bmatrix}}_{[X]} = \underbrace{\begin{bmatrix} \text{Perturbations} \\ \text{extérieures} \\ \text{Générateurs} \\ \text{localisés} \end{bmatrix}}_{[B]}$$

B. Construction de la sous matrice $[A_1]$

La sous matrice $[A_1]$ est obtenue après écriture des équations aux extrémités pour chaque conducteur (11). Pour le $i^{\text{ème}}$ conducteur sa contribution dans la sous matrice $[A_1]$ est ainsi définie [9] [10] :

$$[A_1] = \begin{bmatrix} \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \dots & \left(\frac{C}{\Delta t}\right) & -\frac{1}{\Delta x} & 0 & 0 & \dots \\ & [0] & [0] & \left(\frac{C}{\Delta t}\right) & \frac{1}{\Delta x} & \dots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \end{bmatrix} \quad (12)$$

C. Construction de la sous matrice $[A_2]$

Dans ce paragraphe nous proposons de construire la sous matrice $[A_2]$ qui correspond à la représentation de l'ensemble des nœuds du pylône. Supposons que nous désirons traiter un nœud d'interconnexion m du pylône (Fig 2), Les tensions et les courants en ce nœud sont obtenus en utilisant les lois de Kirchhoff en tensions et en courants (KVL et KCL) données par :

$$\sum_{k=1}^N ([Y_k^m][U_k^m] + [Z_k^m][I_k^m]) = [P^m] \quad (13)$$

Où :

-- $[Z_k^m]$ et $[Y_k^m]$ sont des matrices résultantes de l'application des lois de Kirchhoff (KVL et KCL) au nœud m , et contenant des 0, 1, -1 ;

-- $[P^m]$ est le vecteur contenant des sources de courant ou de tension localisées et/ou les excitations dues aux champs excitateurs.

L'écriture de cette relation nécessite de bien définir les relations aux différents types d'extrémités du pylône.

D. Construction du vecteur inconnu $[X]$

Afin de construire les sous matrices $[A_1]$ et $[A_2]$, il faut tout d'abord répartir les tensions (diffractées ou totales) et les courants inconnues aux extrémités des différents conducteurs dans le vecteur des inconnues $[X]$.

Pour le $i^{\text{ème}}$ conducteur, à l'instant $t = n.\Delta t$, nous avons :

$$[X] = \begin{bmatrix} \vdots \\ (U_i(0))^n \\ (I_i(0))^n \\ (U_i(L))^n \\ (I_i(L))^n \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (14)$$

E. Construction du vecteur inconnu $[B]$

Ce vecteur est composé de deux sous vecteurs $[B_1]$ et $[B_2]$, et défini comme suit [11] :

$$[B] = \begin{bmatrix} [B_1] \\ [B_2] \end{bmatrix} \quad (15)$$

Sa construction est fonction du modèle de couplage utilisé, et prend une forme simplifiée dans le cas d'une injection directe.

Le sous vecteur $[B_1]$ est construit à partir du système matriciel (11) pour chaque conducteur du pylône électrique. Il prend les seconds membres des systèmes sur-désignées.

À l'instant $t = n.\Delta t$ le sous vecteur $[B_1]$ sera comme suit :

$$[B_1] = \begin{bmatrix} \vdots \\ \left(\frac{C}{\Delta t} \right) (U_i(0))^{n-1} + \frac{1}{\Delta x} (I_i(0))^{n-1} - \frac{2I_{i1}^{n-1/2}}{\Delta x} - C \frac{(E_{Ti})^n - (E_{Ti})^{n-1}}{\Delta t} \\ \vdots \\ \left(\frac{C}{\Delta t} \right) (U_i(L))^{n-1} - \frac{1}{\Delta x} (I_i(L))^{n-1} + \frac{2I_{i1}^{n-1/2}}{\Delta x} - C \frac{(E_{Ti})^n_{k_{\max}+1} - (E_{Ti})^{n-1}_{k_{\max}+1}}{\Delta t} \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (16)$$

Remarque :

Les courants $I_{i1}^{n-1/2}$ et $I_{ik_{\max}}^{n-1/2}$ sont calculés à partir des équations de récurrence (4) et (9).

Le sous vecteur $[B_2]$ ne contient que des zéros :

$$[B_2] = \begin{bmatrix} \vdots \\ 0 \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (17)$$

Après construction du vecteur $[B]$, le système à résoudre sera de la forme :

$$[A][X] = [B] \quad (18)$$

Les tensions et les courants en chaque nœud du pylône peuvent être déduits en résolvant ce système à chaque pas du temps Δt .

En effet, à chaque instant, une fois les courants et les tensions calculés en chaque nœud du pylône, les équations de récurrences discrétisées par FDTD nous permettent de déduire en tout point de la discrétisation spatiale les courants et tensions nécessaires au pas suivant pour la construction du vecteur $[B]$.

Remarque

Pour le cas particulier d'une onde de foudre qui tombe directement sur le pylône électrique, le concept reste le même en notant que le champ électromagnétique est maintenant nul pour le sous vecteur $[B_1]$.

Par contre le sous vecteur $[B_2]$ contient des zéros sauf sur le nœud d'injection de la foudre. Si nous modélisons l'injection par un générateur localisé de forme biexponentielle à l'extrémité du segment, on écrit alors :

$$[B_2] = \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ I_0 (\exp(-\alpha.n(\Delta t)) - \exp(-\beta.n(\Delta t))) \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (19)$$

Avec Δt le pas de la discrétisation temporelle, I_0 , α , β sont les paramètres de la biexponentielle.

IV. VALIDATION

A. Analyse de l'impact direct d'une onde de foudre sur un pylône électrique

Dans le but de faire une confrontation entre nos résultats d'application associés à notre modèle adopté dans cette étude (plusieurs segments interconnectés) détaillé paragraphe II et ceux publiés [11], nous considérons la configuration du pylône UHV montrée en figure 3.

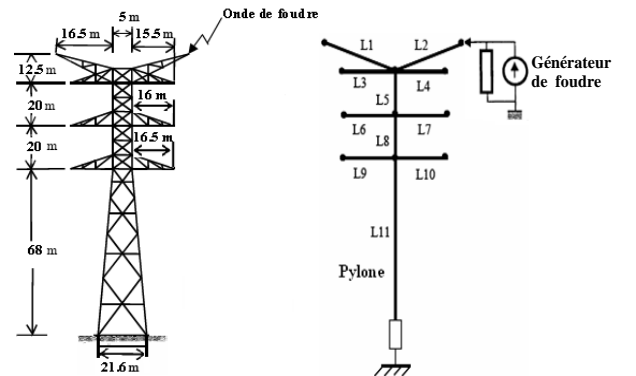


Fig .3. Configuration pour l'étude de l'impact direct (Notre modèle adopté).

L'impact direct est modélisé par un générateur de courant en biexponentielle $i(t) = I_0(e^{-\alpha t} - e^{-\beta t})$, avec pour valeur des paramètres $I_0 = 1.06537$ kA, $\alpha = 1.88 \times 10^4 s^{-1}$, $\beta = 1.6 \times 10^6 s^{-1}$. Le pylône est relié à sa base inférieure par une mise à la terre carrée (maille de dimensions $21.6m \times 21.6m$). Notre modélisation de l'impact direct est réalisée sans prise en compte de l'effet du pylône sur le courant à la base du canal.

Les paramètres linéiques longitudinaux et transversaux des segments horizontaux et inclinés sont calculés en utilisant le formalisme décrit en [2] [3] [4]. Pour les segments verticaux, les paramètres linéiques sont calculés à partir du formalisme développé par A. Ametani [6].

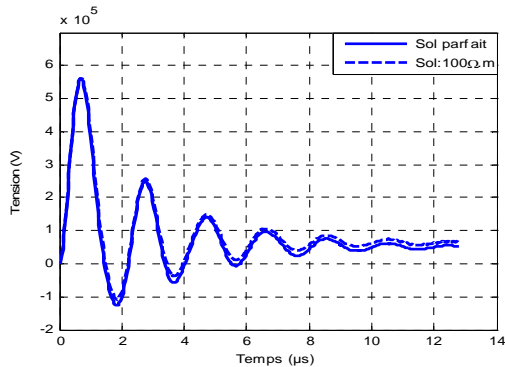


Fig 4.a. Tension au sommet (résultat de calcul).

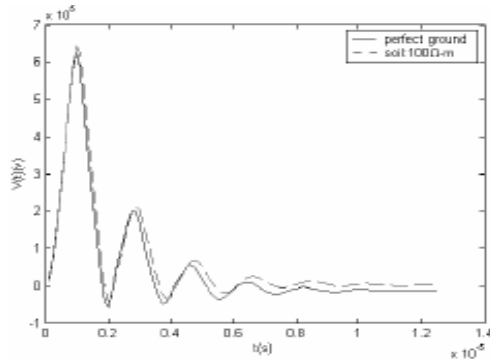


Fig 4.b. Tension au sommet (publié) [11].

Nos résultats de calculs sont très concordants avec ceux réalisés par G.Gao [11] (Fig 4.b). Nous notons une parfaite concordance aussi bien en amplitude qu'en allure générale (temps de montée et amortissement).

B. Analyse de l'impact indirect d'une onde de foudre sur un pylône électrique

Nous abordons maintenant l'étude de l'impact indirect de la foudre sur le pylône électrique. Ce cas est généralement le plus souvent présent dans les zones orageuses.

Pour cela nous considérons un pylône électrique au dessus d'un sol parfaitement conducteur, d'une hauteur de $62.8m$ et terminé par une résistance de terre $R_t = 60\Omega$ à sa base inférieure. Le point d'impact est considéré symétrique par

rapport aux bras des phases et à une distance de $50m$ de l'axe du pylône.

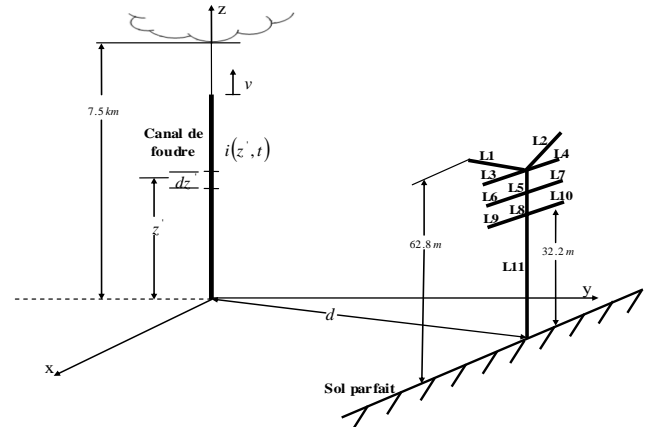


Fig 5. Géométrie de problème.

En tableau 1, nous regroupons les différentes caractéristiques géométriques associées au pylône mis sous un impact indirect d'une onde de foudre.

Tableau 1
Différentes distances associées au pylône étudié.

Distances entre bras	
Entre deux bras de phases	12.7 m
Entre bras de phase et de câble de garde	5.2 m
Colonne verticale	
Diamètre	0.3 m
Longueur	57.6 m
Bras	
Diamètre	0.2 m
Longueur des bras de phases (horizontaux)	7.2 m
Longueur des bras de câbles de garde (inclinés)	9.96 m

Le champ électromagnétique a été calculé en partant d'un courant à la base du canal modélisé à l'aide d'une biexponentielle $i(t) = I_0(e^{-\alpha t} - e^{-\beta t})$, avec pour valeurs des paramètres $I_0 = 10$ kA, $\alpha = 3.10^4 s^{-1}$, $\beta = 10^7 s^{-1}$, et en utilisant le modèle MTL pour l'arc en retour avec une valeur typique de vitesse de l'arc en retour $v = 1.3 \times 10^8 m/s$ et un taux de décroissance de l'intensité du courant $\lambda = 2 km$ pour déterminer le courant le long du canal. Enfin la hauteur du canal de foudre a été fixée à une valeur de $7.5 km$. Pour le calcul des paramètres linéiques des segments verticaux, nous optons ici pour le formalisme développé par J.A.Gutierrez [5].

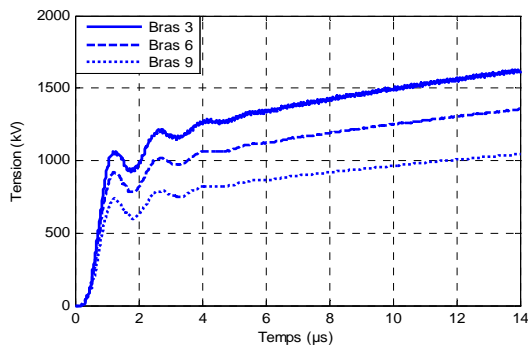


Fig 6. Tension induite sur les différents bras du pylône.

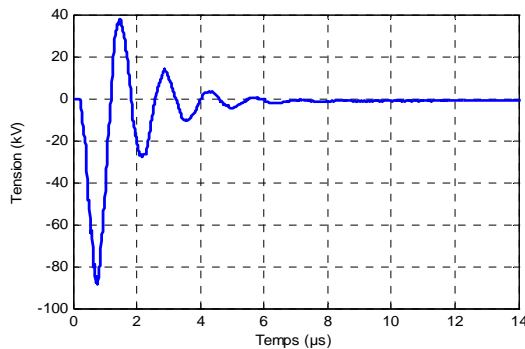


Fig 7. Tension induite à la base du pylône.

Les figures (Fig 6 et Fig 7) représentent respectivement les tensions sur les différents bras et à la base du pylône électrique.

Du résultat en Fig 6, nous constatons que l'impact indirect et aussi responsable d'une très forte surtension. En effet, vu que l'extrémité du pylône est ouverte, les phénomènes de réflexions amplifient la surtension. Ces fortes variations, deviennent décroissantes, lorsque le courant de foudre en biexponentiel entre dans la phase de décroissance.

V. CONCLUSION

Dans ce travail, nous avons proposé d'analyser par modélisation l'impact de foudre direct (injection d'une énergie en un point) et indirect (couplage électromagnétique) sur un pylône.

Pour cet objectif, nous avons opté pour le choix d'une modélisation par la théorie des lignes de transmission qui nous paraît la plus appropriée vue la nature filiforme du corps et des bras du pylône. Pour l'analyse de l'interaction entre la foudre et le pylône nous avons adapté un formalisme déjà développé au LAMEL [11] [12] qui consiste à construire et résoudre un système d'équations linéaires ou non dont l'excitation (second membre) peut être un générateur de courant et/ou de tension ou carrément une onde électromagnétique.

Pour la validation de nos développements, nous avons dans le cas d'une injection directe confronté nos calculs à ceux publiés dans la littérature [11]. Ces validations nous permettent d'affirmer que l'approche que nous utilisons est plus que satisfaisante en termes de la qualité des résultats obtenus et évite l'utilisation du tout numérique qui nous paraît inadéquat et devient très lourd pour ce type d'applications.

VI. REFERENCES

- [1] J. L. Naredo, P. Moreno, A. Soudack, J. R. Martí, "Frequency Independent Representation of Transmission Lines for Transient Analysis Through the Method of Characteristics", Proceedings of the 1993 Athens Power Tech., Vol. 1, pp. 28-32, September 5-8, Athens, 1993.
- [2] R. H. Galloway, W. B. Shorrocks and L. M. Wedepohl, "Calculation of electrical parameters for short and long polyphase transmission lines", Proceeding IEE, Vol. 111, pp. 2051-2059, December 1964.
- [3] C. Gary, "Approche Complète de la propagation multifilaire en haute fréquence par utilisation des matrices complexes", EdF Bulletin de la Direction des Etudes et Recherches, Serie B, no. 34, pp. 5-20, 1976.
- [4] A. Semlyen, A. Deri, "Time Domain Modelling of Frequency Dependent Three-phase Transmission Line Impedance", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 6, June 1985.
- [5] J.A. Gutierrez et al, "Nonuniform transmission tower model for lightning transient studies", IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 19, no. 2, pp. 490-496, April 2004.
- [6] A. Ametani, Y. Kasai, J. Sawada, A. Mochizuki, T. Yamada, "Frequency-dependent impedance of vertical conductors and a multiconductor tower model", IEE Proceeding Generation, Transmission and Distribution, Vol. 141, No. 4, July 1994.
- [7] Clayton R. Paul, "Analysis of multiconductor transmission lines", Wiley Interscience, 1994.
- [8] Taylor, C.D., R.S. Satterwhite, and C.W. Harrison, "The response of a terminated two-wire transmission line excited by a nonuniform electromagnetic field", IEEE Transaction on antenna propagation, AP-13, 1965.
- [9] S. Kaouche, B. Nekhou, K. Kerroum et K. El Khamlichi Drissi, "Modélisation des perturbations induites par une onde de foudre sur un réseau de puissance non linéaire par FDTD", revue internationale de génie électrique (RIGE), pp.1-38, 2007.
- [10] S. Kaouche, S. Mezoued, B. Nekhou, K. Kerroum and K. El Khamlichi Drissi, "Induced disturbance in power network by lightning, International symposium on electromagnetic compatibility", EMC Europe, September 4-8, 2006, Barcelona, Spain, pp. 935-940.
- [11] C.Gao, L.Li, B.Li, and Z.Zhao, "Computation of Power Line Tower Lightning Surge Impedance Using the Electromagnetic Field Method", 17th International Zurich Symposium on Electromagnetic Compatibility, 2006.
- [12] Rachidi, F., and C.A. Nucci, Uman, Lin, and Standler, "The Modified Transmission Line lightning return stroke current models", journal of Geophysical Research, 95 (D12) 20389-94, 1990.

Combined Economic and Emission Dispatch Using Big Bang–Big Crunch Optimization Algorithm

Y. Labbi¹, D. Ben Attous²

*Department of Electrical Engineering, El-Oued University Center
Algeria*

¹yacinelabbi@gmail.com

²dbenattous@yahoo.com

Abstract-- This paper presents a new optimization method called Big Bang–Big Crunch (BB–BC) for solving the combined economic and emission dispatch (CEED). This problem has been addressed by considering economic and emission objectives separately or as a weighted sum of both objectives. The proposed method it is relies on the Big Bang and Big Crunch theory. It is one of the theories based on of the evolution of the universe problem. The results are obtained for various cost functions. The preference of the BB–BC is compared with other heuristic methods. The results show, clearly, that the proposed method gives better optimal solution as compared to the other methods.

Index Terms-- Big Bang–Big Crunch, optimal power flow, combined economic and emission dispatch; CEED.

I. INTRODUCTION

THE classical economic dispatch problem relies only on the minimization of the total fuel cost during the static operation of the electric power system. This single objective can no longer be considered alone due to the environmental concerns that arise from the gas emission produced by fossil fueled electric power plants. The clean air act amendments 'air facts' have been applied to reduce SO_2 (sulfur oxides) and NO_x (nitrogen oxides) emission from such power plants [1].

The electric power industry restructuration has created a highly vibrating and competitive market that altered many aspects of the industry [2]. A new operation philosophy has emerged to cope with these changes. Economic cost dispatch 'ECD' is one of the areas that was greatly impacted as a result of power industry deregulation. The main goal of 'ECD' is to allocate the optimal power outputs from different generating units at the lowest cost possible while meeting all system constraints. Emission dispatch 'ED' is similar to the ECD with the objective to be minimized is the gas emission instead of fuel cost. The two functions are conflicting in nature and they both have to be considered, simultaneously, to find overall optimal dispatch [3].

In the past decade, random search optimization methods, such as simulated annealing 'SA' [4], evolutionary programming 'EP' [5], genetic algorithms 'GA' [6]-[7], tabu search 'TS' algorithm [8]-[9] and particle swarm optimization

'SPO' [10], considered as probabilistic heuristic algorithms, have been successfully used to solve the dynamic ED problem.

A new optimization method relied on one of the theories of the evolution of the universe namely, the Big Bang and Big Crunch theory is introduced by Erol and Eksin [11] which has a low computational time and high convergence speed. According to this theory, the Big Bang phase energy dissipation produces disorder and randomness. It is considered as the main feature of this phase; whereas, in the Big Crunch phase, randomly distributed particles are drawn into an order. The Big Bang–Big Crunch (BB–BC) Optimization method similarly generates random points in the Big Bang phase and shrinks these points to a single representative point via a center of mass in the Big Crunch phase. After a number of sequential Big Bangs and Big Crunches where the distribution of randomness within the search space during the Big Bang becomes smaller and smaller about the average point computed during the Big Crunch, the algorithm converges to a solution. The BB–BC method has been shown to outperform the enhanced classical genetic algorithm for many benchmark test functions [11].

In this paper, the Big Bang–Big Crunch optimization method has been employed to solve the problem of the combined economic and emission dispatch 'EED'. The feasibility of the proposed method is to demonstrate and compare it with those reported in the literature.

II. PROBLEM FORMULATION

The EED problem is to minimize two competing objective functions, fuel cost and gas emission, while satisfying several equality and inequality constraints. Generally the problem is formulated as follows [12].

A. Economic Dispatch

The input / output fuel cost function of all generating units is typically modeled as a quadratic function. Thus, the total fuel cost $F(P_G)$ [\$/h] can be expressed as [13]:

$$F(P_G) = \sum_{i=1}^N C_i(P_{Gi}) = \sum_{i=1}^N a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2 \quad (1)$$

Where

F : Total fuel cost in the system [\$/h].

a_i, b_i, c_i : Fuel cost coefficients of the i^{th} generating unit.
 P_{Gi} : Power output of the i^{th} generator.
 N : Number of thermal units.

B. Emission Dispatch

The solution of ED problem will give the amount of active power to be generated by different units at a minimum fuel cost for a given demand. But, the amount of gas emission is not considered in the pure ED problem. The amount of emission from a fossil based thermal generator unit depends on the amount of power generated by the unit. Total emission generated can also be approximated as a sum of a quadratic function of the active power output of the generators [14].

The minimum emission dispatch optimizes the above classical economic dispatch including.

$$E_{SO_2} = \sum_{i=1}^n (di_{SO_2} + ei_{SO_2} P_i + fi_{SO_2} P_i^2) \quad (2)$$

Where:

E_{SO_2} : Total SO_2 emission release [Kg/h].

di_{SO_2}, ei_{SO_2} and fi_{SO_2} : Emission coefficients for SO_2 of the i^{th} generating unit.

Similarly, the emission dispatch problem for NO_x can be defined as the following optimization problem,

$$E_{NO_x} = \sum_{i=1}^n (gi_{NO_x} + hi_{NO_x} P_i + ki_{NO_x} P_i^2) \quad (3)$$

Where :

E_{NO_x} : Total NO_x emission release [Kg/h].

gi_{NO_x}, hi_{NO_x} and ki_{NO_x} : Emission coefficients for NO_x of the i^{th} generating unit.

C. Problem constraints

The ultimate goal of the ED problem is to minimize the overall fuel cost function subject to the flowing constraints [13]:

- Generating capacity limits as inequality :

$$P_{Gi \min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi \max} \text{ for } i=1, \dots, n \quad (4)$$

- Generation demand balance as an equality constraints:

$$\sum_{i=1}^n P_{Gi} - P_D - P_L = 0 \quad (5)$$

- The system loss function is approximated by:

$$P_L = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n (P_i B_{ij} P_j) \quad \text{MW} \quad (6)$$

Where

P_{Gimin} : Minimum power output limit of i_{th} generator.

P_{Gimax} : Maximum power output limit of i_{th} generator.

P_D : Demand power.

P_L : Power loss.

B_{ij} : Conductance's or loss coefficient elements.

D. Combined Economic and Emission Dispatch

The combined economic and emission dispatch problem 'CEED' is a contradictory problem: The role of the economic dispatch is to reduce the total fuel cost (operating cost) of the

system at an increased rate of emissions. Where as, the emission dispatch reduces the total emission from the system by an increase in the system operating cost. The combined economic and emission dispatch problem seeks a balance between cost and emission problems [15].

The CEED problem can be formulated as,

$$\text{Min} [C(F, E_{SO_2}, E_{NO_x})] \quad (7)$$

Where

F : Total fuel cost in the system,

E_{SO_2} : Total SO_2 emission release [Kg/h].

E_{NO_x} : Total NO_2 emission release [Kg/h].

The above mentioned multi- objective optimization problem can be converted to a single objective optimization problem by introducing price penalty factors as follows [16]:

$$\text{Min} [C = F + p_{fs} \cdot E_{SO_2} + p_{fn} \cdot E_{NO_x}] \quad (8)$$

Where P_{fs} and P_{fn} are price penalty factors for SO_2 and NO_2 , respectively, blending the emission costs with the normal fuel costs. The total operating cost of the system due to the price penalty factors for SO_2 and NO_2 emissions is the cost of fuel plus the implied cost of emission. The procedure to find out the penalty factor p_f for NO_2 is as follows [17]:

- The fuel cost of each generator is evaluated at its maximum output:

$$F = \sum_{i=1}^N (a_i + b_i P_{i \max} + c_i P_{i \max}^2) \quad (9)$$

- The emission release of each generator for NO_2 is evaluated at its maximum output,

$$E_{NO_x} = \sum_{i=1}^n (gi_{NO_x} + hi_{NO_x} P_{i \max} + ki_{NO_x} P_{i \max}^2) \quad (10)$$

- Pfn [i] for each generating unit is calculated

$$P_{fn}[i] = F(P_{i \max}) / E_{NO_x}(P_{i \max}) \quad (11)$$

- Pfn[i] (i = 1, 2, 3, ..., n) are arranged in ascending order.

- The maximum capacity of each unit, ($P_{i \max}$) is added one at a time, starting from the smallest $P_{fn}[i]$ unit until.

$$\sum P_{i \max} \geq D$$

- At this stage Pfn[i] associated with the last unit in the process is the price penalty factor P_{fn} (\$/Kg) for the given load demand D.

Similarly, the price penalty factor for SO_2 (P_{fs}) is calculated. Once the values of P_{fn} and P_{fs} are known, by minimizing the equation (8) subjected to the constraint equations (4) and (5), the optimal generation schedule can be obtained.

III. BIG BANG–BIG CRUNCH (BB–BC) OPTIMIZATION ALGORITHM

The BB–BC method developed by Erol and Eksin [11] consists of two phases: a Big Bang phase, and a Big Crunch phase. In the Big Bang phase, candidate solutions are randomly distributed over the search space. Similar to other evolutionary algorithms, initial solutions are spread all over

the search space in a uniform manner in the first Big Bang. Erol and Eksin [11] associated the random nature of the Big Bang to energy dissipation or the transformation from an ordered state (a convergent solution) to a disorder or chaos state (new set of solution candidates).

Randomness can be seen as equivalent to the energy dissipation in nature while convergence to a local or global optimum point can be viewed as gravitational attraction. Since energy dissipation creates disorder from ordered particles, we will use randomness as a transformation from a converged solution (order) to the birth of totally new solution candidates (disorder or chaos) [11].

The proposed method is similar to the GA in respect to creating an initial population randomly. The creation of the initial population randomly is called the Big Bang phase. In this phase, the candidate solutions are spread all over the search space in an uniform manner [11].

The Big Bang phase is followed by the Big Crunch phase. The Big Crunch is a convergence operator that has many inputs but only one output, which is named as the “center of mass”, since it is the only output has been derived by calculating the center of mass. Here, the term mass refers to the inverse of the merit function value [18]. The point representing the center of mass that is denoted by x_c is calculated according to:

$$\bar{x}^c = \frac{\sum_{i=1}^N \frac{1}{f^i} \bar{x}^i}{\sum_{i=1}^N \frac{1}{f^i}} \quad (12)$$

where x_i is a point within a generated n-dimensional search space generated, f_i is a fitness function value of this point, N is the population size in Big Bang phase. The convergence operator in the Big Crunch phase is different from ‘exaggerated’ selection since the output term may contain additional information (new candidate or member having different parameters than others) than the participating ones, hence differing from the population members. This one step convergence is superior compared to selecting two members and finding their center of gravity. This method takes the population members as a whole in the Big-Crunch phase that acts as a squeezing or contraction operator; and it, therefore, eliminates the necessity for two-by-two combination calculations [11].

After the second explosion, the center of mass is recalculated. These successive explosion and contraction steps are carried repeatedly until a stopping criterion has been met. The parameters to be supplied to normal random point generator are the center of mass of the previous step and the standard deviation. The deviation term can be fixed, but decreasing its value along with the elapsed iterations produces better results.

After the Big Crunch phase, the algorithm creates the new solutions to be used as the Big Bang of the next iteration step, by using the previous knowledge (center of mass). This can be accomplished by spreading new off-springs around the center of mass using a normal distribution operation in every direction, where the standard deviation of this normal

distribution function decreases as the number of iterations of the algorithm increases [18]:

$$x^{new} = x^c + l.r/k \quad (13)$$

where x^c stands for center of mass, l is the upper limit of the parameter, r is a normal random number and k is the iteration step. Then new point x_{new} is upper and lower bounded.

The BB–BC approach takes the following steps [11]:

- Step 1** - Form an initial generation of N candidates in a random manner. Respect the limits of the search space.
- Step 2** - Calculate the fitness function values of all the candidate solutions.
- Step 3** - Find the center of mass according to equation (12). Best individual fitness can be chosen as the center of mass.
- Step 4** - Calculate new candidates around the center of mass by adding or subtracting a normal random number whose value decreases as the iterations elapse by using equation (13).
- Step 5** - Return to Step 2 until stopping criteria has been met.

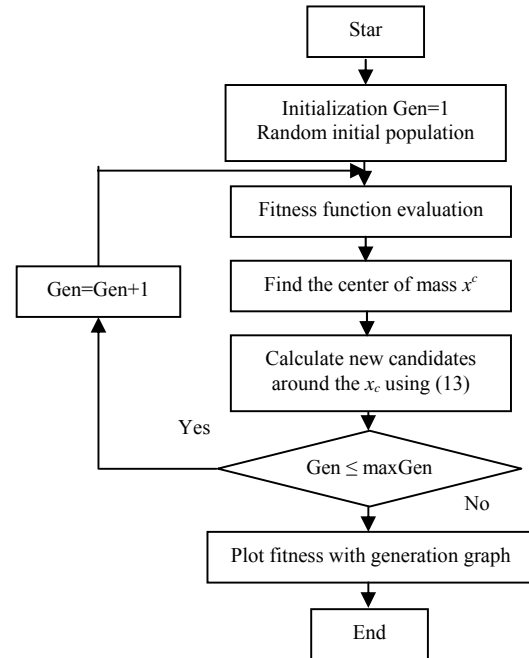


Fig. 1. BB–BC–OPF computational procedure.

IV. SIMULATION RESULTS AND DISCUSSION

The proposed BB – BC algorithm is tested on three generator test system whose data are given below [19].

The system demand is 850 [MW] in all simulations. The software was implemented by the MATLAB language, on a Pentium 4, 2.4 [GHz] personal microcomputer with 1 [GB] DDR RAM under Windows XP.

During the simulation, the following parameters in the BB– BC algorithms methods are used :

- The number of generation is 100 iterations and Size of population 50 individuals (candidates).
- The individual having minimum cost value is chosen for Big-Crunch phase.

- New population (Big Bang phase) is generated by using normal distribution principle with equation (13):

$$P_{Gi}^k = Pest_i + [(P_{GiMax} - P_{GiMin})rand]/it \quad (14)$$

Where k is the number of candidates, i is the number of parameters, $Pest_i$ is the value which falls with minimum cost, P_{GiMax} and P_{GiMin} are upper and lower limit parameters and it is the number of iterations.

TABLE I
FUEL COST COEFFICIENTS

Generator N°	a_i	b_i	c_i	P_{max} [p.u]	P_{min} [p.u]
1	100	200	10	0.50	0.02
2	120	150	10	0.60	0.03
3	40	180	20	1.00	0.05

The system transmission losses is calculated using a simplified loss expression:

$$P_L = 0.00003P_{G1}^2 + 0.0000P_{G2}^2 + 0.00012P_{G3}^2 \text{ MW} \quad (15)$$

SO_2 and NO_x emission coefficients are taken from reference [20] and are shown in tables 2 and 3, respectively..

TABLE II
 SO_2 EMISSION COEFFICIENTS

Generator N°	g_{iNOx}	h_{iNOx}	k_{iNOx}
1	0.5783298	0.00816466	1.6103e-6
2	0.3515338	0.00891174	2.1999e-6
3	0.0884504	0.00903782	5.4658e-6

TABLE III
 SO_2 EMISSION COEFFICIENTS

Generator N°	diSO2	eiSO2	fiSO2
1	0.04373254	-9.4868099e-5	1.4721848e-7
2	0.055821713	-9.7252878e-5	3.0207577e-7
3	0.027731524	-3.5373734e-4	1.9338531e-6

In this study, a developed algorithm has been applied for biobjective fuel cost , SO_2 emission dispatch and NO_x emission dispatch. The results for best fuel cost, best SO_2 emission and NO_x emission dispatch are summarized in tables IV to VI. Correspondingly, the convergence for optimized objective functions are shown in figures 2 to 4, respectively.

TABLE IV
SOLUTIONS OF MINIMUM FUEL COST

Evolutionary Algorithms	BB_BC	Tabu Search [20]	NSGA-II [19]
P1 [MW]	434.5152	435.69	436.366
P2 [MW]	300.7308	298.828	298.187
P3 [MW]	130.6044	131.28	131.228
Losses [MW]	15.8505	15.798	15.781
Fuel cost [\$ /h]	8344.5952	8344.598	8344.606
SO_2 Emission [Kg/h]	9.02261	9.02146	9.02083
NO_x Emission [Kg/h]	0.09871	0.09870	0.09866

TABLE V
SOLUTIONS OF MINIMUM SO_2 EMISSION

Evolutionary Algorithms	BB_BC	Tabu Search [20]	NSGA-II [19]
P1 [MW]	552.7414	549.247	541.308
P2 [MW]	219.0790	234.582	223.249
P3 [MW]	92.6958	81.893	99.919
Losses [MW]	14.5164	15.722	14.476
Fuel cost [\$ /h]	8397.023	8403.485	8387.518
SO_2 Emission [Kg/h]	8.965936	8.874	8.96655
NO_x Emission [Kg/h]	0.09684	0.09740	0.09637

TABLE VI
SOLUTIONS OF MINIMUM NO_x EMISSION

Evolutionary Algorithms	BB_BC	Tabu Search [20]	NSGA-II [19]
P1 [MW]	508.291	502.914	505.810
P2 [MW]	250.600	254.294	252.951
P3 [MW]	105.854	108.592	106.023
Losses [MW]	14.747	15.8	14.784
Fuel cost [\$ /h]	8364.953	8371.143	8363.627
SO_2 Emission [Kg/h]	8.965936	8.874	8.96655
NO_x Emission [Kg/h]	0.09592	0.0958	0.09593

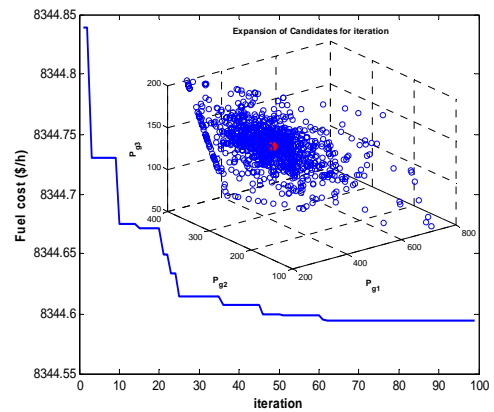


Fig. 2. Convergence characteristic of minimum fuel cost

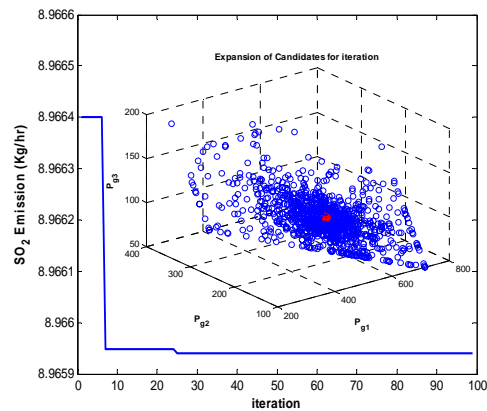


Fig. 3. Convergence characteristic of minimum SO_2 Emission.

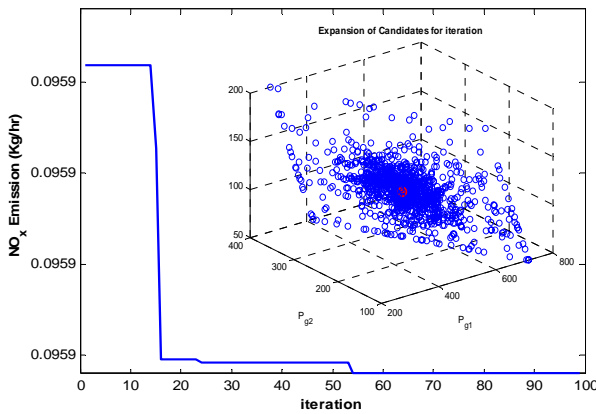


Fig. 4. Convergence characteristic of minimum NO_x Emission.

The figures 2 to 4 show the minimum fuel cost, SO₂ Emission and NO_x Emission convergence of BB-BC algorithm for various numbers of generations. It was clearly shown that there is no great change in the fuel cost function value after 100 generations.

The best compromise solution selected using BB-BC algorithm is shown in table VII.

TABLE VII
BEST COMPROMISE SOLUTION

Evolutionary Algorithms	BB-BC
P1 [MW]	442.893
P2 [MW]	305.503
P3 [MW]	117.546
Losses [MW]	15.94
Fuel cost [\$ /h]	8345.813
SO ₂ Emission [Kg/h]	9.01602
NO _x Emission [Kg/h]	0.09776
Cost total (\$/h)	25035.140

The simulation results in the test system demonstrate the feasibility and effectiveness of the proposed method BB-BC in minimizing the operating cost of the generators. It is useful to compare the BB – BC technique to other methods such as Tabu Search [20] and NSGA-II [19] for obtaining and demonstrating high quality solution and validating our results.

I. CONCLUSION

The comparison of numerical results of combined economic and emission dispatch problem (CEED) using the BB- BC method with the results obtained by other heuristic approaches are performed to demonstrate the robustness of the present algorithm.

The BB-BC optimization has several advantages over other evolutionary methods. Most significantly, a numerically simple algorithm and heuristic methods with relatively few control parameters. Further, it presents the ability to solve problems that depend on large number of variables.

V. ACKNOWLEDGMENT

we would like to thank each member of the Editorial Board Members of the National Conference on Power Systems NCEN2010

for their Remark's & Suggestions and participation in this paper.

VI. REFERENCES

- [1] C. A. Coello, "A Comprehensive Survey of Evolutionary-Based Multiobjective Optimization Techniques", Knowledge and Information Systems, Vol. 1, No. 3, pp. 269-308, August 1999.
- [2] M. R. Alrashidi, and M. E. El-Hawary, "Impact of Loading Conditions on the Emission-Economic Dispatch", World Academy of Science, Engineering and Technology 39, pp. 148-151, 2008.
- [3] J. H. Talaq, F. El-Hawary and M. E. El-Hawary, "A Summary of Environmental/Economic Dispatch Algorithms", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 3, pp. 1508-1516, August 1994.
- [4] KP. Wang, CC. Fung, "Simulate annealing base economic dispatch algorithm", IEE Proc C, 140(6), pp. 507-13, 1993.
- [5] HT. Yang, PC. Yang, CL. Huang, "Evolution programming based Economic dispatch for units with non-smooth fuel cost functions", IEEE Trans Power Syst, 11(1), pp. 112-8, 1996.
- [6] DC. Walters, GB. Sheble, "Genetic algorithm solution of economic Dispatch with valve point loading", IEEE Trans Power Syst, 8, 99, pp. 1325-32, 1993.
- [7] P-H. Chen, H-C. Chang, "Large-scale economic dispatch by genetic algorithm", IEEE Trans Power Syst, 10, pp. 19-26, 1995.
- [8] W. Ongsakul, Dechanupaprittha S, Ngamroo I, "Tabu search algorithm for constrained economic dispatch", In: Proceedings of the international conference on power systems, Wuhan, China, p.428-33, September 2001.
- [9] W. Ongsakul, Dechanupaprittha S, Ngamroo I, "Parallel tabu search Algorithm for constrained economic dispatch", IEE Proc-Gener Transm Distrib, 151(2), pp.157-66, 2004.
- [10] Gaing Zwe-Lee, "Particle swarm optimization to solving the economic Dispatch considering the generator constraints", IEEE Trans Power Syst, 18 (3), pp. 1187-95, 2003.
- [11] K. Erol Osman, Ibrahim Eksin, "New optimization method : Big Bang-Big Crunch", Elsevier, Advances in Engineering Software 37, pp. 106-111, 2006.
- [12] R.Yokoyama S.H. Bae T. Morita H. Sasaki, Multi objective optimal generation dispatch based on probability security criteria, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, pp. 317-324, 1988.
- [13] M.A. Abido, "Environmental / Economic Power Dispatch Using Multiobjective Evolutionary Algorithms", IEEE Transactions on Power Systems, vol.18, no. 4, pp. 1529-1537, November 2003.
- [14] M. Younes and M. Rahli, "On the choice genetic parameters with Taguchi method applied in economic power dispatch", Leonardo Journal of Sciences, Issue 9, pp. 9-24, 2006.
- [15] M. Sudhakaran and S. M. Slochanal, "Application of Refined Genetic Algorithm to Combined Economic and Emission Dispatch", Journal of the Institution of Engineer (EL), vol. 85, Sept. 2004
- [16] S. P. Baskar, Subbaraj .P and M. V. C. Rao, "Hybrid Genetic Algorithm Solution to Emission and Economic Dispatch Problem", Journal of the Indian Institute of Engineers (India), Vol.82, pp.243-249, March 2002.
- [17] K. Srikrishna and C. Palanichamy, "Economic Thermal Power Dispatch With Emission Constraint", Journal of the Indian Institute of Engineers (India), Vol.72, pl 1, April 1991.
- [18] A. Kaveha, S. Talataharib, "Size optimization of space trusses using Big Bang-Big Crunch algorithm", Elsevier, Computers and Structures 87, pp. 1129-1140, 2009.
- [19] Robert T. F. Ah King and Harry C. S. Rughooputh "Elitist Multiobjective Evolutionary Algorithm for Environmental/Economic Dispatch", Proceedings IEEE Congress on Evolutionary Computation (CEC2003), Australia, Vol. 2, pp. 1108-1114, 8-12 December 2003.
- [20] Roa-Sepulveda C.A., "Environmental economic dispatch via hopfield neural network and Taboo search", UPEC'96 Universities Power Engineering Conference, Crete, Greece, pp. 1001-1004, 18-20 September, 1996.
- [21] D. Ben Attous, Y. Labbi, "Particle swarm optimization based optimal power flow for units with non-smooth fuel cost functions", IEEE Conferences, Electrical and Electronics Engineering, ELECO. International Conference on Bursa, pp. I-377 - I-381, 2009.
- [22] W. D. Stevenson, "Elements of power system analysis", McGraw Hill International editions, 1982.

Optimal Reactive Power Dispatch Using Efficient Particle Swarm Optimization Algorithm

MESSAOUDI Abdelmoumene*, BELKACEMI Mohamed**

*Electrical engineering Department, Djelfa University, Algeria

** Electrical engineering Department, Batna University, Algeria

Email : messaoudi213@yahoo.fr

Email : belkacemi_m@hotmail.com

Abstract-This paper presents an efficient particle swarm optimization (EPSO) algorithm for the solution of the optimal reactive power flow (ORPF). The objective is to minimize the total active power loss with optimal setting of control variables without violating inequality constraints and satisfying equality constraint. Control variables are both continuous and discrete. The continuous control variables are generator bus voltage magnitudes, while the discrete variables are transformer tap settings and reactive power of shunt compensators. The PSO algorithm solution has been tested on the standard IEEE 30-Bus test system with both continuous and discrete control variable. The results have been compared to genetic algorithm method.

Key words- active power Loss minimization, particle swarm Optimization (PSO), load flow (Lf)

I-Introduction

The main objective of optimal reactive power dispatch (ORPD) of electric power system is to minimize an active power loss via the optimal adjustment of the power system control variables, while at the same time satisfying various equality and inequality constraints. The equality constraints are the power flow balance equations, while the inequality constraints are the limits on the control variables and the operating limits of the power system dependent variables. The problem control variables include the generator bus voltages, the transformer tap settings, and the reactive power of shunt compensator, while the problem dependent variables include the load bus voltages, the generator reactive powers, and the power line flows. Generally, the ORPD problem is a large-scale highly constrained nonlinear non convex and multimodal optimization problem.

To solve the ORPD problems, the optimization methods are classified into classical and heuristic optimization methods.

Classical optimization methods, such as gradient based optimization algorithm [1,2], quadratic

programming, interior point method [3], non linear programming[5]. Recently, due to the basic efficiency of interior point method, which offer fast convergence and convenience in handling inequality constraints in comparison with other methods, interior point method has been widely used to solve the ORPD problem of large scale power systems. It converts the inequality constraints to equalities by the introduction of nonnegative slack variables. A logarithmic barrier function of the slack variables is then added to the objective function and multiplied by a barrier parameter, which is gradually reduced to zero during the solution process. Linear programming methods are fast and reliable but their main disadvantage is associated with the piecewise linear approximation. Nonlinear programming method is known to suffer from the complex algorithms.

Most of these methods are based on the combination of the objective function and the constraints by Lagrange formulation, Kuhn Tucker condition, and applying sensitivity analysis and gradient-based optimization algorithm [4].

Heuristic methods such as genetic algorithm (GA), evolutionary programming algorithm, and particle swarm optimization (PSO) have been recently proposed for solving the ORPD problem. These algorithms have recently found extensive applications in solving global optimization searching problems, when the closed-form optimization technique cannot be applied. GA is parallel and global search technique emulating natural genetic operators such as, selection, crossover and mutation. A GA based optimization method is more likely to converge toward the global solution because it, simultaneously, evaluates many points in the parameter space. It does not need to assume that the search space is differentiable or continuous. The PSO algorithm is also a global search method which explores search space to get to the global optimum. The PSO is a stochastic, population-based computer algorithm modeled on swarm intelligence. PSO finds the global minimum of a

multidimensional, multimodal function with best optimum. In reference [8], a standard genetic algorithm method has been proposed to minimize the total active power loss.

In the present paper an efficient PSO algorithm method is used to improve the quality of solution, leading to the near global optimum, and gets the best solution with both continuous and discrete control variables.

The continuous control variables are generator bus voltage magnitudes, while the discrete variables are transformer tap settings and reactive power of shunt compensators.

This method has been tested on the IEEE 30-bus standard system with two cases, one problem contains two VAR shunt compensators; the other contains three VAR shunt compensators. The results are compared with the standard GA.

II-Problem Formulation

The OPF problem is considered as a general minimization problem with constraints, and can be written in the following form:

$$\begin{aligned} \text{Minimize } & f(x, u) & (1) \\ \text{subject to } & g(x, u) = 0 & (2) \\ & \text{and: } h(x, u) \leq 0 & (3) \end{aligned}$$

Where $f(x, u)$ is the objective function, $g(x, u)$ and $h(x, u)$ are respectively the set of equality and inequality constraints. x is the vector of state variables, and u is the vector of control variables.

The state variables are the load buses voltages, angles, the generator reactive powers and the slack active generator power:

$$x^T = (P_{g1}, \theta_2, \dots, \theta_N, V_{L1}, \dots, V_{LNL}, Q_{g1}, \dots, Q_{gng})^T \quad (4)$$

The control variables are the generator bus voltages, the shunt capacitors/reactors and the transformers tap-settings:

$$U = (V_g, T, Q_c)^T \quad (5)$$

or :

$$U = (V_{g1}, \dots, V_{gng}, T_1, \dots, T_{Nt}, Q_{c1}, \dots, Q_{cNC})^T \quad (6)$$

Where Ng, NT, NC are the number of generators, number of tap transformers and the number of shunt compensators respectively.

A-Objective Function

The objective of the reactive power dispatch is to minimize the active power loss in the transmission network, which can be described as follows:

$$F = \sum_{k \in Nbr} g_k (V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \theta_{ij}) \quad (7)$$

or

$$F = \sum_{i \in Ng} P_{gi} - P_d = P_{gslack} + \sum_{i \neq slack}^{Ng} P_{gi} - P_d \quad (8)$$

Where g_k is the conductance of branch between nodes i and j , Nbr is the number of transmission lines.

P_d is the total active power demand, P_{gi} is the generator active power of unit i , and P_{gslack} is the generator active power of slack bus.

B-Equality Constraint

The equality constraint $g(x, u)$ of the ORPD problem is represented by the power balance equation, where the total power generation must cover the total power demand and the power losses:

$$P_G = P_D + P_L \quad (9)$$

This equation is solved by running Newton Raphson load flow method, by calculating the active power of slack bus to determine active power loss.

C-Inequality Constraints

The inequality constraints $h(x, u)$ reflect the limits on physical devices in the power system as well as the limits created to ensure system security:

Upper and lower bounds on the active power of slack bus, and reactive power of generators:

$$P_{gslack}^{\min} \leq P_{gslack} \leq P_{gslack}^{\max} \quad (10)$$

$$Q_{g\min} \leq Q_{gi} \leq Q_{g\max}, i \in N_g \quad (11)$$

Upper and lower bounds on the bus voltage magnitudes:

$$V_{i \min} \leq V_i \leq V_{i \max} \quad i \in N \quad (12)$$

Upper and lower bounds on the transformers tap ratios:

$$T_{i \min} \leq T_i \leq T_{i \max} \quad i \in N_T \quad (13)$$

Upper and lower bounds on the compensators reactive powers:

$$Q_{c \min} \leq Q_c \leq Q_{c \max} \quad i \in N_c \quad (14)$$

Where N is the number of buses, N_T is the number of Transformers, N_c is the number of shunt reactive compensators,

In PSO search algorithm all control variables stand in there limits except active power in slack bus

By adding the inequality constraints to the objective function, the augmented fitness function to be minimized becomes:

$$F_T = F + \lambda_V \sum_{i=1}^{NL} (V_i - V_i^{\lim})^2 + \lambda_S (P_{gslack} - P_{gslack}^{\lim})^2 \quad (15)$$

Where λ_V and λ_S are the penalty factors, and both penalty factors are large positive constants; NL is a number of load buses (PQ buses).

F is the total active power loss given by (8).

V_i^{\lim} and P_{gslack}^{\lim} are defined as:

$$V_i^{\lim} = \begin{cases} V_i^{\min} & \text{if } V_i < V_i^{\min} \\ V_i^{\max} & \text{if } V_i > V_i^{\max} \end{cases} \quad (16)$$

$$P_{gslack}^{\lim} = \begin{cases} P_{gslack}^{\min} & \text{if } P_{gslack} < P_{gslack}^{\min} \\ P_{gslack}^{\max} & \text{if } P_{gslack} > P_{gslack}^{\max} \end{cases} \quad (17)$$

The equality constraint and generators reactive power inequality constraints are handling by Newton Raphson load flow calculation method.

Generally, for the reactive optimization problem, the range of variations of P_{gslack} is small then we set $\lambda_S = 0$.

III- Overview of PSO

Particle Swarm Optimization was introduced by R. Eberhart and J. Kennedy in 1995 [10], inspired by social behavior of bird flocking or fish

schooling. It is a part of modern heuristic optimization algorithm, it work on population or group in witch individuals called particles move to reach the optimal solution in the multidimensional search space. It works with direct real - valued numbers, which eliminates the need to do binary conversion of a classical canonical genetic algorithm. The number of particles in the group is N_p . The initial population of a PSO algorithm is randomly generated within the control variables bounds. Each particle adjusts its position through its present velocity, previous positions and the positions of its neighbors.

In d dimensional search space the position and velocity of particle i are represented as the vectors:

$$X_i = (x_{i1}, \dots, x_{id}) \quad \text{and} \quad Vt_i = (vt_{i1}, \dots, vt_{id})$$

respectively where $i \in N_p$, and d is the number of elements in the particle. It represents in general the number of control variables in the objective function.

Let $Xpbest_i = (x_{i1}^{best}, \dots, x_{id}^{best})$ the best previous position of particle i , and $Xgbest = (x_1^{gbest}, \dots, x_d^{gbest})$ the best particle among all the particles in the swarm. The updated velocity of particle i is modified under the following equation:

$$vt_i^{k+1} = \omega vt_i^k + c_1 rand_1 \times (Xpbest_i^k - X_i^k) + c_2 rand_2 (Xgbest^K - X_i^K) \quad (18)$$

where

Vt_i^K : velocity of particle i at iteration k ;

ω : inertia weight factor;

c_1, c_2 : acceleration constant;

k : current iteration;

$rand_1, rand_2$: random numbers between 0 and 1;

$Xpbest_i^k$: best position of particle i until iteration k ;

$Xgbest^k$: best position of the swarm until iteration k ;

Each particle changes its current position to the new position by adding the modified velocity (18) using the following equation:

$$X_i^{k+1} = X_i^k + Vt_i^{K+1}, i = 1, 2, \dots, N_p \quad (19)$$

In general inertia weight factor ω decreases linearly from ω_{\max} to ω_{\min} according to the following equation:

$$\omega = \omega_{\max} - \frac{\omega_{\max} - \omega_{\min}}{k_{\max}} \times k \quad (20)$$

where k_{\max} is the maximum number of iterations.

IV- implementation of the ORPD PSO algorithm

IV-1 Initialization

Initial value of each particle is generated randomly between $[u_{\min}, u_{\max}]$ $X_i^0 = (x_{i,1}^0, \dots, x_{i,j}^0)$ then $x_{ij}^0 = \text{random}(u_j^{\min}, u_j^{\max})$.

Also initials values of velocity of each particle is generated randomly between $[Vt_{\min}, Vt_{\max}]$

$$vt_{ij}^0 = \text{random}(vt_{ij}^{\min}, vt_{ij}^{\max})$$

$vt_{ij}^{\max} = -Vt_{ij}^{\min} = (u_j^{\max} - u_j^{\min})/Nv$ Where Nv is an integer value, representing the number of intervals.

Where $i = 1, \dots, N_p, j = 1, \dots, d$ and u_j^{\max}, u_j^{\min} are maximum and minimum values of control variables respectively.

IV-2 Algorithm OF ORPD-EPSON

Step 1: give the PSO parameters $N_p, \omega_{\min}, \omega_{\max}, k_{\max}, c1, c2, d$ =dimension of vector of control Variables U , set $k=1$.

Step 2: Initialize at random N_p particles within their limits.

Step 3: Calculate fitness function of each initial particle X_i^0 using objective function $F_T(15)$.

Step 4: set $Xpbest_i = X_i^0$ as a previous X_i and $Xgbest$ to the best particle have the best fitness among all particles $Xpbest_i$

Step 5: set iteration $K=1$;

Step 6: update velocity of each particle using equation (18), If $vt_{ij} < vt_{ij}^{\min}$ then $vt_{ij} = vt_{ij}^{\min}$, or if $vt_{ij} > vt_{ij}^{\max}$ then $vt_{ij} = vt_{ij}^{\max}$

Step 7: adjusts the position of each particle using equation (19) if the element of vector of particle X_i exceeds its limits, enforce it within its limits.

Step 8: calculate new fitness function of each particles X_i using objective function $F_T(15)$.

Step 9: if the fitness value of each particle is better than previous $Xpbest_i$, the current is set to

be $Xpbest_i$ if the best particle of all $Xpbest_i$ is better than $Xgbest$, the current is set to $Xgbest$.

Step 10: if $k < K_{\max}$ set $K=K+1$ and go to step 5, otherwise go to step 11.

Step 11: take $U^{best} = Xgbest$ and running load flow to calculate real slack power, active power loss, and other elements of state variables.

To calculate the fitness function of each particle X_i set the vector of control variables $U = X_i$, and running load flow to calculate real slack power, active power loss using (8), and fitness function using (15).

IV-3- Handling of discrete Variables

The discrete control variables are adjusting by 0.01 step size. Then each transformer tap setting is rounded to its nearest decimal integer value of 0.01, by utilizing the rounding operator. The same principle applies to the discrete reactive power injection of shunt compensators. The rounding operator is only performed in evaluating the fitness function.

V- Numerical Results

The PSO algorithm has been tested on the IEEE 30-bus, 41 branch system [6]. It has a total of 13 control variables as follows: 6 generator-bus voltage magnitudes, 4 transformer-tap settings, and 3 bus shunt reactive compensators.

The considered security constraints are the voltage magnitudes of all buses, the reactive power limits of the shunt VAR compensators and the transformers tap settings limits. The variables limits are listed in Table1. The transformer taps and the reactive power source installation are discrete with the changes step of 0.01.

TABLE 1
VARIABLES LIMITS IN PU

V_g^{\min}	V_g^{\max}	V_L^{\min}	V_L^{\max}	T^{\min}	T^{\max}
0.9	1.1	0.95	1.05	0.95	1.05

SHUNT VAR COMPENSATOR LIMITS IN PU

Q_c^{\min}	Q_c^{\max}
-0.12	0.36

The power limits generators buses are represented in Table2. Generators buses are: PV buses 2,5,8,11,13 and slack bus is 1.the others are PQ-buses. The total power demand is 283.4 Mw.

The PSO population size is taken equal to 30. The maximum number of generations is 100, acceleration factors $C_1=C_2=2$, maximum and minimum inertia factors are $\omega_{\max}=0.9, \omega_{\min}=0.1$, the penalty factor in (15) is chosen as $\lambda_v = 500$.

The complete algorithm has been implemented in Delphi oriented object programming. 20 runs have been performed for two cases of VAR shunt compensators, and the results which follow are the best solution of these 20 runs.

TABLE 2
Generators power Limits in Mw and Mvar

Bus N°	P_g^0	P_{gmin}	P_{gmax}	Q_{gmin}	Q_{gmax}
1	99.22	50	200	-20	200
2	80	20	80	-20	100
5	50	15	50	-15	80
8	20	10	35	-15	60
11	20	10	30	-10	50
13	20	12	40	-15	60

Case1: Two VAR shunt compensators

In this case1 reactive power of shunt compensator at bus 3 is equal to zero. The optimal settings of the control variables are given in table 3 case1 of PSO. The total active power loss was initially 5.822 Mw and, it has been reduced by the proposed PSO to 4.9273 Mw.

This solution is improved than the optimal active power loss obtained by the other heuristic method reported in the literature with both continuous and discrete control variables such as standard genetic algorithm SGA[8] with 4.98 Mw.

The real power of slack bus is 98.32729Mw.

Case2: Three VAR shunt compensators

In The case 2, reactive power of shunt compensator at bus 3 is considered, the optimal settings of the control variables are given in table 3 case2 of PSO. The total active power loss has been reduced by the proposed PSO to 4.91948Mw.

This solution is improved than the optimal active power loss of case 1.

The real power of slack bus is 98.31947Mw.

It is clear that all control variables are within their boundary limits.

System of voltage profile of case1 and case 2 for all buses is shown in Figure 1. All voltage

magnitudes of buses are within their limits, in PQ buses (load buses) voltage magnitude does not exceed its limits (1.05 and 0.95) except voltage magnitude at bus 3 of case 1 is 1.05006 pu. It is reduced in case 2 to 1.04997pu.

The proposed approach succeeds in keeping the dependent variables within their limits.

By adding the VAR shunt compensator at bus 3, active power loss is reduced.

Table 3 summarizes the results of the optimal settings of control variables obtained by PSO and GA methods. These results show that the optimal dispatch solution determined by the PSO lead to lower active power loss than that found by GA method; witch confirms that PSO is well capable of determining the global or near global optimum dispatch solution.

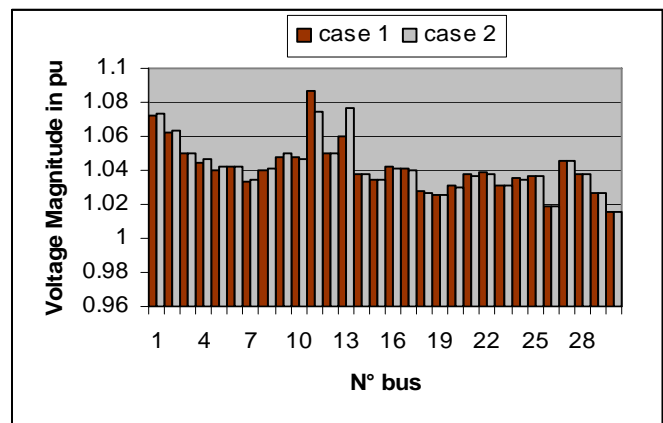


Figure1: Voltage Profile Diagram

TABLE 3
VALUES OF CONTROL VARIABLES AFTER
OPTIMIZATION AND ACTIVE LOSS

Variables in p.u	Initial	PSO case1	PSO case2	SGA
V_1	1.05	1.0719	1.0738	1.0751
V_2	1.04	1.0625	1.0636	1.0646
V_5	1.01	1.0400	1.0422	1.0422
V_8	1.01	1.0402	1.0406	1.0454
V_{11}	1.05	1.0864	1.0749	1.0337
V_{13}	1.05	1.0599	1.0770	1.0548
$T_{4,12}$	1.032	0.98	1.01	1.04
$T_{6,9}$	1.078	1.03	1.01	0.94
$T_{6,10}$	1.069	0.95	0.97	1.04
$T_{28,27}$	1.068	0.97	0.97	1.02
Q_3	0.00	0.00	-0.08	0.00
Q_{10}	0.00	0.15	0.15	0.37
Q_{24}	0.00	0.11	0.11	0.06
Loss (Mw)	5.822	4.9273	4.91948	4.98

Generator reactive powers are given in table 4. These values are within their limits.

TABLE 4
Generator Reactive
Powers IN Mvar

	Case1	Case2
Q_{g1}	-2.293	0.343
Q_{g2}	11.307	8.758
Q_{g5}	22.096	23.483
Q_{g8}	27.81	27.264
Q_{g11}	20.442	13.466
Q_{g13}	7.813	21.061

VI- Conclusion

In this paper, a PSO solution to the OPF problem has been presented for determination of the global or near-global optimum solution for optimal reactive power dispatch. The main advantages of the PSO to the ORPD problem are optimization of convex or non-convex objective function, real coded of both continuous and discrete control variables, and easily handling nonlinear constraints. The proposed algorithm has been tested on the IEEE 30-bus system to minimize the active power loss. The optimal setting of control variables are obtained in both continuous and discrete value.

The results were compared with the other heuristic method such as SGA algorithm reported in the literature and demonstrated its effectiveness and robustness.

VII. References

[1] Lee K, Park Y, Ortiz J." *A united approach to optimal real and reactive power dispatch*" IEEE Trans Pwr Appar Syst 1985; 104(5):1147-53.
[2] Y. Y.Hong, D.I. Sun, S. Y. Lin and C. J.Lin "Multi-year Multi-case optimal AVR planning" IEEE Trans. Power Syst.,vol.5 , no.4, pp.1294-1301,Nov.1990.

[3] J. A. Momoh, S. X. Guo, E .C. Ogbuobiri, and R. Adapa," *The quadratic interior point method solving power system optimization problems*" IEEE Trans. Power Syst. vol. 9, no. 3, pp. 1327-1336,Aug.1994.
[4] H.W.Dommel, W.F.Tinney," *Optimal Power Flow Solutions*", IEEE, Trans. On power Apparatus and Systems, VOL. PAS-87,octobre 1968,pp.1866-1876.
[5] Y.C.Wu, A. S. Debs, and R.E. Marsten "A Direct nonlinear predictor-corrector primal-dual interior point algorithm for optimal power flows " IEEE Transactions on power systems Vol. 9, no. 2, pp 876-883, may 1994.
[6] M.A. Abido. "Optimal Power Flow Using Particle Swarm Optimization", Elec.Power Energy Syst.,24 (2002) pp.563-571.
[7] L.L.Lai,J.T.Ma, R. Yokoma, M. Zhao"Improved genetic algorithms for optimal power flow under both normal and contingent operation states", Electrical Power & Energy System, Vol. 19, No. 5, p. 287-292, 1997.
[8] Q. H. Wu, Y.J. Cao, and J.Y. Wen, " *Optimal Reactive Power dispatch Using an Adaptive Genetic Algorithm*" Int. J. Elect. Power Energy Syst., vol. 20, pp. 563-469, Aug. 1998.
[9] V.H.Quintana, G.L.Torres, and J.Medina-Palomo," *Interior-point methods and their applications to power systems: A classification of publications and software codes*" IEEE trans. On Power systems,Vol 15,No .1,pp 170-176,Feb.2000.
[10] J. Kennedy and R.Eberhart,"Particle Swarm Optimization" in Proc. IEEE Int. Conf. Neural Netw., vol. 4,Nov.1995, pp.1942-1948.
[11] B. Zhao, C. X. Guo, and Y.J. Cao" *Multiagent-Based Particle Swarm Optimization approach for Optimal Reactive Power Dispatch*" IEEE Trans. Power Syst. Vol. 20, no. 2, pp. 1070-1078, May 2005.
[12] J. G. Vlachogiannis, K.Y. Lee," *A Comparative Study on Particle Swarm Optimization for Optimal Steady-State Performance of Power Sytems*" IEEE trans. on Power Syst., vol. 21, no. 4, pp. 1718-1728, Nov. 2006.
[13] M. Varadarajan,K. S. Swarup," *Network Loss Minimization with Voltage Security Using Differential Evolution*" Electric Power Sys. Research 78(2008), pp. 815-823.

PROBLEMATIQUES ET IDENTIFICATION DES PERTURBATIONS HARMONIQUES DANS UN RESEAU BASSE TENSION.

S.TADJER, I.HABI

Laboratoire de la recherche sur l'électrification des entreprises industrielles

Faculté des Hydrocarbures et de la chimie-Université M'Hamed Bougara

E-mail : Sidahmed79dz@yahoo.fr

Résumé - Cet article traite les grandes approches concernant le problème d'identification de la source perturbatrice dans un réseau électrique, et la stratégie de commande « méthode des puissances instantanées P-Q » du compensateur active ainsi appelé filtre actif de puissance.

Mots clés : Puissances Instantanées, Harmoniques, Filtres Actifs, Convertisseurs Statiques.

Abstract - This article treats the great approaches concerning the problem of identification of the disturbing source in an electrical supply network, and the strategy of order "method of instantaneous powers P-Q" of the compensator activates thus called active filter of power.

1. Origines des harmoniques

L'utilisation des convertisseurs statiques (redresseurs, gradateurs,...) dans les installations de conversion d'énergie électrique a considérablement contribué à améliorer les performances et l'efficacité de ces systèmes. En revanche, ils ont participé à détériorer la "qualité" du courant et de la tension des réseaux de distribution. En effet, ces systèmes consomment des courants non-sinusoidaux, même s'ils sont alimentés par une tension sinusoïdale : ils se comportent comme des générateurs de courants harmoniques [1]. Par l'intermédiaire de l'impédance de court-circuit du réseau, les courants harmoniques déforment la tension de celui-ci.

Les déformations du courant et de la tension peuvent perturber le fonctionnement normal d'autres équipements électriques. C'est pourquoi, les distributeurs d'énergie ayant la contrainte de fournir une tension sinusoïdale, prennent en charge l'atténuation des perturbations harmoniques au moyen d'installations de forte puissance. Cependant, les nouvelles réglementations internationales imposent aux consommateurs des limites aux harmoniques, engendrées par leurs systèmes, tant en courant qu'en tension [2]. Ainsi, le filtrage des composantes harmoniques est au centre des préoccupations des distributeurs d'une part et des utilisateurs d'énergie électrique d'autre part.

2. Effets des harmoniques

Les courants et les tensions harmoniques ont des effets néfastes sur le fonctionnement la rentabilité et la durée de vie de certains équipements électriques. Les plus importantes sont :

- *l'échauffement* : les pertes totales par effets Joule sont la somme de celles du fondamental et des harmoniques.

- *Viellissement des installations* est souvent dû à une contrainte en tension consécutive à la présence de la tension harmonique, et donc à, une augmentation locale du courant de fuite, ou encore à l'échauffement exagéré dans les conducteurs. Les plus spectaculaire de ce type d'effet est la destruction d'équipement (condensateurs, disjoncteurs).

- *L'interférence dans les systèmes de communication.*

- *Dysfonctionnement de certains équipements* : en présence d'harmonique, le courant et la tension peuvent changer plusieurs fois de signe au cours d'une demi-période. Par conséquent, les équipements sensibles au passage par zéro de ces grandeurs électriques sont perturbés.

- *Excitation des résonances* : des équipements constitués de capacités ou d'inductances peuvent avoir des fréquences de résonances proches de celles des harmoniques. Ainsi les harmoniques sont amplifiés et ils peuvent apparaître des surtensions des surintensités qui détériorent les câbles, font disjoncter les fusibles. La présence des harmoniques réduit également le rendement des moteurs et des transformateurs en augmentant les pertes d'énergies par hystérésis et par courant de Foucault.

3. Filtres Actifs

L'apparition de nouveaux composants semi-conducteurs, comme les thyristors GTO et les transistors IGBT, a permis d'envisager de nouvelles solutions de compensation des perturbations du réseau électrique. Les filtres actifs constituent une alternative intéressante aux solutions classiques, flexibles et auto-adaptatifs, ils viennent s'ajouter à des structures déjà existantes de convertisseurs. Ils peuvent également être utilisés comme complément aux solutions traditionnelles de dépollution. Le rôle d'un filtre actif est de compenser en temps réel les perturbations, en tout ou en partie, présentes dans les réseaux électriques [3].

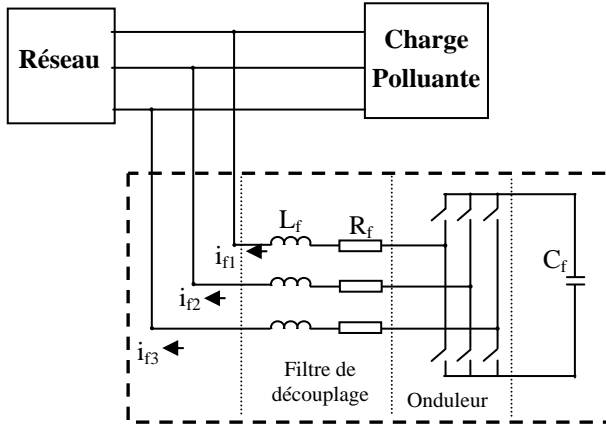


Fig 1 : Schéma de puissance d'un réseau avec filtre actif à structure tension.

4. Identification des courants de référence

La qualité de filtrage réside dans l'efficacité de la méthode utilisée pour l'identification des courants harmoniques. Il existe plusieurs algorithmes qui varient an complexité, parmi les quels on cite :

- La méthode P-Q de la puissance instantanée,
- La méthode repère de référence synchronisée,
- La méthode de la détection synchronisée,
- La méthode de Fourier,
- La méthode basé sur le courant actif,
- La méthode basée sur la régulation de la tension continue,
- La méthode tri-monophasé.

5. Méthode des puissances instantanées

Cette méthode d'identification des courants harmoniques, plus simple, consiste à éliminer la composante continue des puissances active et réactive instantanées ce qui est relativement facile à réaliser [4].

On exploite la transformation de Concordia pour obtenir les puissances active et réactive et nécessite un système triphasé de tensions sinusoïdales à la fréquence fondamentale.

On note respectivement les vecteurs des tensions simples au point de raccordement $[V_s]$ et des courants de charge $[i_c]$ d'un système triphasé et équilibré par :

$$[V_s] = \begin{bmatrix} v_{s1} \\ v_{s2} \\ v_{s3} \end{bmatrix} \quad \text{et} \quad [i_c] = \begin{bmatrix} i_{c1} \\ i_{c2} \\ i_{c3} \end{bmatrix} \quad (1)$$

La transformation des valeurs triphasées instantanées de la tension et du courant dans le repère des coordonnées $\alpha - \beta$ est donnée par les expressions suivantes :

$$\begin{bmatrix} v_{s\alpha} \\ v_{s\beta} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{s1} \\ v_{s2} \\ v_{s3} \end{bmatrix} \quad (2)$$

et pour les courants :

$$\begin{bmatrix} i_{c\alpha} \\ i_{c\beta} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{c1} \\ i_{c2} \\ i_{c3} \end{bmatrix} \quad (3)$$

Les puissances réelle et imaginaire instantanées, notées respectivement P et q , sont définies par la relation matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} P \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{s\alpha} & v_{s\beta} \\ -v_{s\beta} & v_{s\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{c\alpha} \\ i_{c\beta} \end{bmatrix} \quad (4)$$

En remplaçant les tensions et les courants diphasés par leurs homologues triphasés, on obtient :

$$P = v_{s\alpha} i_{c\alpha} + v_{s\beta} i_{c\beta} = v_{s1} i_{c1} + v_{s2} i_{c2} + v_{s3} i_{c3} \quad (5)$$

De même, pour la puissance imaginaire on a :

$$q = v_{s\alpha} i_{c\beta} - v_{s\beta} i_{c\alpha} = -\frac{1}{\sqrt{3}} [(v_{s1} - v_{s2}) i_{c3} + (v_{s2} - v_{s3}) i_{c1} + (v_{s3} - v_{s1}) i_{c2}] \quad (6)$$

A partir de l'expression (4), On posant :

$$\Delta = v_{s\alpha}^2 + v_{s\beta}^2 \quad \text{On a :}$$

$$\begin{bmatrix} i_{c\alpha} \\ i_{c\beta} \end{bmatrix} = \frac{1}{\Delta} \left\{ \begin{bmatrix} v_{s\alpha} & -v_{s\beta} \\ v_{s\beta} & v_{s\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P \\ q \end{bmatrix} \right\} \quad (7)$$

Ou alors :

$$\begin{bmatrix} i_{c\alpha} \\ i_{c\beta} \end{bmatrix} = \frac{1}{\Delta} \left\{ \begin{bmatrix} v_{s\alpha} & -v_{s\beta} \\ v_{s\beta} & v_{s\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P \\ 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_{s\alpha} & -v_{s\beta} \\ v_{s\beta} & v_{s\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ q \end{bmatrix} \right\} = \begin{bmatrix} i_{cap} \\ i_{c\beta p} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} i_{caq} \\ i_{c\beta q} \end{bmatrix} \quad (8)$$

Avec :

$$i_{cap} = \frac{v_{s\alpha}}{\Delta} P \quad i_{caq} = -\frac{v_{s\beta}}{\Delta} q \quad (9)$$

$$i_{c\beta p} = \frac{v_{s\beta}}{\Delta} P \quad i_{c\beta q} = \frac{v_{s\alpha}}{\Delta} q \quad (10)$$

Les puissances instantanées selon les axes α et β

peuvent s'écrire :

$$\begin{bmatrix} P_\alpha \\ P_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{s\alpha} \cdot i_{c\alpha} \\ v_{s\beta} \cdot i_{c\beta} \end{bmatrix}$$

$$= \begin{bmatrix} v_{s\alpha} \cdot i_{c\alpha p} \\ v_{s\beta} \cdot i_{c\beta p} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_{s\alpha} \cdot i_{c\alpha q} \\ v_{s\beta} \cdot i_{c\beta q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{\alpha p} \\ P_{\beta p} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} P_{\alpha q} \\ P_{\beta q} \end{bmatrix} \quad (11)$$

$$P_{\alpha p} = \frac{v_{s\alpha}^2}{\Delta} P \quad P_{\alpha q} = -\frac{v_{s\alpha} v_{s\beta}}{\Delta} q \quad (12)$$

$$P_{\beta p} = \frac{v_{s\beta}^2}{\Delta} P \quad P_{\beta q} = \frac{v_{s\alpha} v_{s\beta}}{\Delta} q$$

$P_{\alpha p}$: Puissance instantanée active selon l'axe α .

$P_{\beta p}$: Puissance instantanée active selon l'axe β .

$P_{\alpha q}$: Puissance instantanée réactive selon l'axe α .

$P_{\beta q}$: Puissance instantanée réactive selon l'axe β .

D'après les expressions (12), on peut écrire :

$$P = P_{\alpha p} + P_{\beta p} + P_{\alpha q} + P_{\beta q} = P_{\alpha p} + P_{\beta p} \quad (13)$$

L'analyse de l'équation (13) nous ramène aux conclusions suivantes :

La somme des puissances instantanées $P_{\alpha p}$ et $P_{\beta p}$ coïncide avec la puissance instantanée dans un circuit triphasé.

La puissance réactive correspond à la partie de la puissance instantanée qui dépend de q . Ces puissances $P_{\alpha q}$ et $P_{\beta q}$ s'annulent entre elles et elles n'apportent aucune contribution au transfert de puissance instantanée entre la source et la charge.

Dans le cas où les tensions sont sinusoïdales et alimentent une charge non linéaire, les puissances instantanées P et q ont pour expression :

$$P = \bar{P} + \tilde{P} \quad q = \bar{q} + \tilde{q} \quad (14)$$

Avec :

\bar{P} : Puissance continue liée à la composante fondamentale active du courant.

\bar{q} : Puissance continue liée à la composante fondamentale réactive du courant.

\tilde{P} et \tilde{q} : Puissance alternatives liées à la somme des composantes harmoniques du courant.

En considérant les équations (8) et (14), nous pouvons séparer le courant dans le repère $(\alpha - \beta)$ en trois composantes active et réactive à la fréquence fondamentale et la somme des harmoniques. Ceci conduit à l'équation (15) suivante :

$$\begin{bmatrix} i_{c\alpha} \\ i_{c\beta} \end{bmatrix} = \underbrace{\frac{1}{\Delta} \begin{bmatrix} v_{s\alpha} - v_{s\beta} \\ v_{s\beta} v_{s\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{P} \\ 0 \end{bmatrix}}_{\text{Courant Actif}} + \underbrace{\frac{1}{\Delta} \begin{bmatrix} v_{s\alpha} - v_{s\beta} \\ v_{s\beta} v_{s\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \bar{q} \end{bmatrix}}_{\text{Courant Réactif}} + \underbrace{\frac{1}{\Delta} \begin{bmatrix} v_{s\alpha} - v_{s\beta} \\ v_{s\beta} v_{s\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{P} \\ \tilde{q} \end{bmatrix}}_{\text{Courants Harmoniques}}$$

Il est évident, d'après la relation (15), que pour identifier une des trois composantes, par exemple les courants harmoniques, les parties alternatives des puissances réelle et imaginaire doivent être séparées des parties continues. Cette séparation peut être réalisée en utilisant l'un des deux artifices de filtrage illustré sur la figure 2.

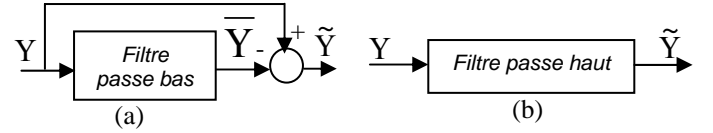


Fig2 : Schéma de principe des filtres utilisés pour l'extraction des composantes alternatives de P et q .

Les courant harmoniques triphasés $i_{ck,h}$ ($k=1,2,3$) sont obtenues à partir des courants diphasés $i_{c\alpha h}$ et $i_{c\beta h}$ par la transformation inverse de Concordia soit :

$$\begin{bmatrix} i_{c1,h} \\ i_{c2,h} \\ i_{c3,h} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{c\alpha,h} \\ i_{c\beta,h} \end{bmatrix} \quad (16)$$

Si V et I_1 représentent respectivement les valeurs efficaces de la tension et du courant fondamental et Φ_1 , le déphasage entre eux, alors on peut écrire :

$$\begin{cases} \bar{P} = 3VI_{c1} \cos \Phi_1 \\ \bar{q} = -3VI_{c1} \sin \Phi_1 \end{cases} \quad (17)$$

Les termes \bar{P} et \bar{q} sont respectivement équivalents à la puissance active conventionnelle et à la puissance réactive conventionnelle.

De cette manière, éliminer les courants harmoniques revient à compenser les composantes alternatives \tilde{P} et \tilde{q} . La suppression des courants réactifs revient à compenser la composante continue \bar{q} .

6. Algorithme d'identification

Le schéma de la figure 3 illustre les différentes étapes permettant l'obtention des composantes harmoniques du courant d'une charge non linéaire [5]. La théorie P-Q présentée auparavant est valable uniquement pour les systèmes triphasés dépourvus de composante homopolaire. L'extraction des courants des harmoniques dans des applications monophasées ne peut pas être réalisée par cette méthode. Elle est applicable dans le cas où les tensions V_{s123} sont déformées, à condition de filtrer les ondulations présentées sur le module du vecteur

$$V_{s\alpha\beta} (\sqrt{V_{s\alpha}^2 + V_{s\beta}^2}).$$

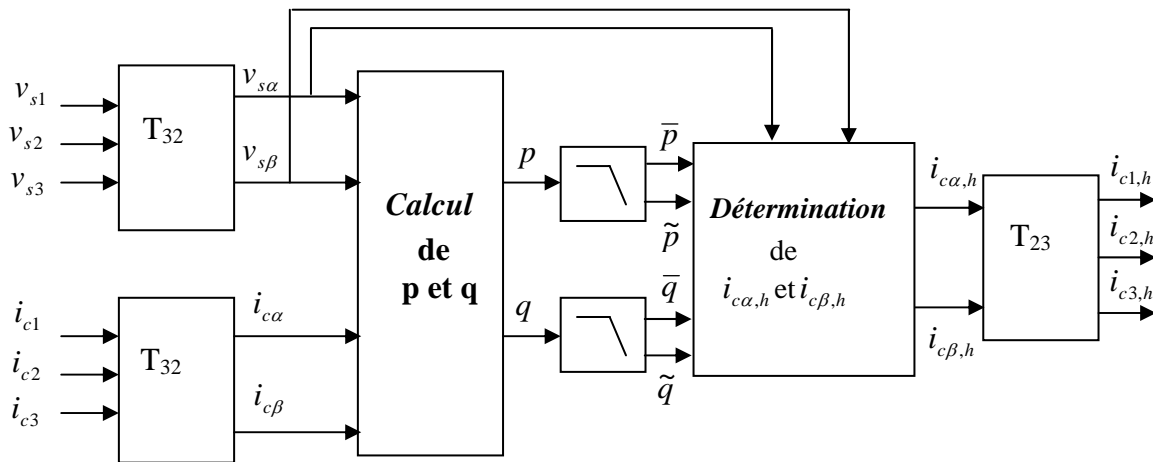


Fig3 : Algorithme ‘P-Q’ d’extraction des courants harmoniques.

7. Exemple d'identification

Cet algorithme d'identification est utilisé pour extraire les courants harmoniques générés par le redresseur de la figure 4 :

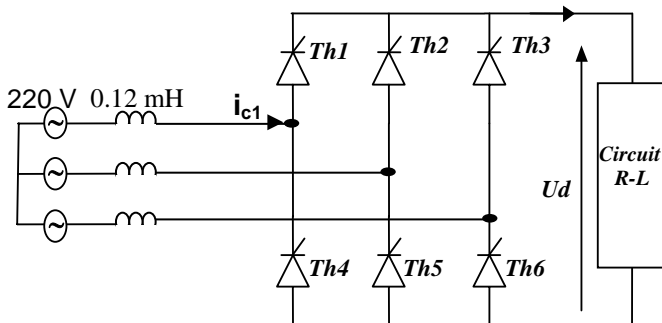


Figure 4 : Exemple d'application pour une charge non linéaire.

Pour l'extraction de la composante harmonique \tilde{p} de la puissance réelle p, ou la composante harmonique \tilde{q} de la puissance imaginaire q, un circuit constitué d'un filtre passe bas et d'un soustracteur est utilisé.

La fonction de transfert des filtres passe bas de p et de q , ainsi ces paramètres destinés à éliminer les composantes \bar{p} et \bar{q} sont donnés dans l'annexe 1.

Cet algorithme permet effectivement d'éliminer la composante fondamentale dans le spectre du courant d'une charge polluante (figure 5).

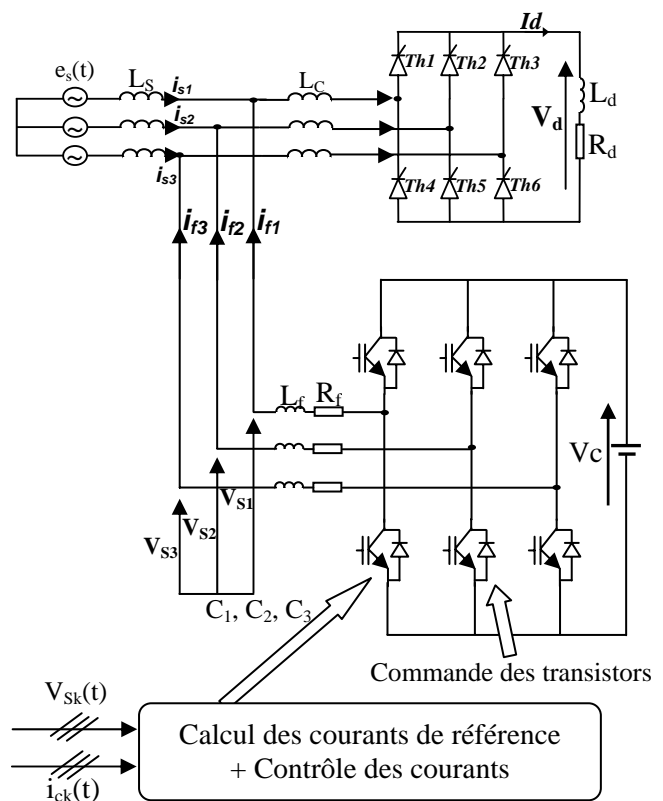


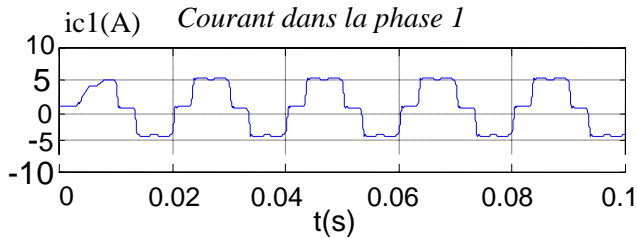
Fig5 : Schéma global du système à simuler.

Conclusion

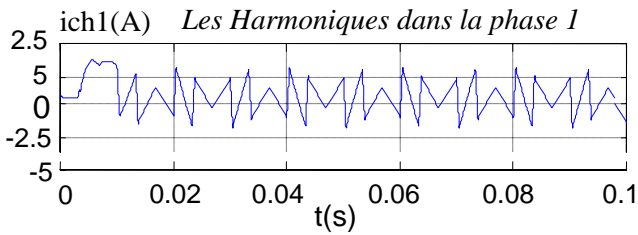
Nous avons présenté le principe d'identification des courants harmoniques par la méthode des puissances instantanées. La méthode de la théorie P-Q à l'avantage d'être assez simple pour mettre en application sous forme analogique puisqu'elle a besoin seulement des opérations de multiplication, division et de filtrage simple. L'inconvénient le plus évident de la méthode P-Q est qu'elle s'exécute mal dans des conditions non équilibrées de tension d'alimentation, parce que l'algorithme suppose que les tensions d'alimentation sont équilibrées et sinusoïdales.

Bibliographie

- [1] T.Gouroaud, "Identification et rejet de perturbations harmoniques dans des réseaux de distribution électrique", Thèse de doctorat, Ecole centrale de Nantes, 1997.
- [2] Javerzac (J.L.) et Ott (R.). – La normalisation de l'électricité. Revue Générale d'Électricité, Avril 1995, pp. 16–21.
- [3] M.A.E. Allali, "Contribution à l'étude des compensateurs actifs des réseaux électriques basse tension", Thèse de doctorat, ULP Strasbourg, 2002.
- [4] H. Akagi, Y. Kanazawa, A Nabae, "Instantaneous Reactive Power Compensators Comprising switching Devices without Energy Storage Components", IEEE Trans. Vol. IA-20, N°3 1984.
- [5] H. Akagi, Y. Kanazawa, A Nabae, "Generalized theory of the instantaneous reactive power in three-phase circuits", Proceeding 1983 International power electronics conference. Tokyo, Japan, PP. 1375-1386, 1983.



C'est la forme d'onde du courant dans la première phase ic1.



Ce courant ich1 représente la somme de tous les harmoniques, et c'est lui-même qui doit reproduire par le Filtre actif.

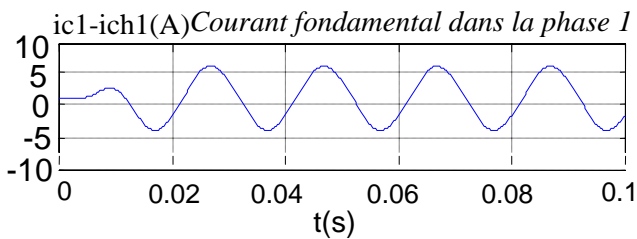


Fig6 : Extraction des courants harmoniques par la méthode des puissances instantanées.

Après l'élimination de la composante fondamentale dans le spectre de courant de la charge polluante on obtient le courant fondamentale de la première phase.

Étude du Rayonnement Électromagnétique Émis par les CPL Parcourant les Lignes de Transports d'Énergie et le Réseau Domestique

S. Khedimallah*, M. Chouki*, L. Boufenneche*, D. Sekki*, I. Boudouda*, et B. Nekhoul*

*Laboratoire LAMEL, Université de Jijel, BP 98, Ouled Aissa -Jijel - 18000 - Algérie,
E-mail : sofianekhedimallah@yahoo.fr

Résumé – Depuis plusieurs années, la technologie des courants porteurs en ligne (CPL) est utilisée par les transporteurs de l'énergie électrique pour la surveillance et la conduite du réseau électrique. En effet en plus du signal à fréquence industriel et à forte énergie, sur le même support (ligne ou câble), un signal de fréquence plus importante et de faible énergie est injecté pour véhiculer l'information entre le centre de contrôle et conduite et les capteurs disposés au sein même du réseau. Malheureusement, le rayonnement de ces derniers est parfois responsable en premier d'une auto pollution électromagnétique qui affecte et perturbe les équipements électronique et numérique propre au contrôle du réseau. Ceci constitue un sérieux problème de compatibilité électromagnétique et risque d'entraîner de sérieux dysfonctionnement dans le contrôle et la gestion du réseau électrique. Il devient donc nécessaire de caractériser le rayonnement des CPL pour une meilleure utilisation.

Mots clés – Courants Porteurs en Ligne, Rayonnement Electromagnétique des CPL, Réseaux des Lignes et des Câbles.

I. INTRODUCTION

L'objectif des CPL est d'offrir un service de télécommunication à haut débit en utilisant l'infrastructure existante que constituent les réseaux de distribution d'électricité.

On distingue deux parties différentes dans l'utilisation de ces réseaux suivant leur application : soit à usage privé dans un appartement, une maison individuelle ou en intranet, soit à usage public comme en internet. Il s'agit dans tous les cas de permettre à des ordinateurs de correspondre entre eux à des débits importants et compétitifs par rapport aux systèmes spécifiques existants, ce qui a pour conséquence de nécessiter une très large bande passante. En résumé, il s'agit d'offrir des solutions techniques alternatives à tous les systèmes actuels, qu'ils soient filaires, comme l'ADSL, ou sans fil comme les satellites et le Wi-fi.

Pour cela, les modems appropriés sont couplés aux lignes électriques qui assurent le transport des données vers les autres usagers. C'est le

développement de ces modems et du protocole de transmission associé qui est censé constituer l'innovation technologique à laquelle le monde informatique s'intéresse [1].

Les lignes électriques de n'importe quel réseau de distribution n'ont pas été conçues pour autre chose que transporter l'énergie électrique avec le moins de pertes possible aux fréquences de 50 et 60 Hz, selon les pays. Utiliser ces lignes pour mettre en place des communications CPL signifie qu'elles devront transmettre des signaux à des fréquences allant de quelques kilohertz à plusieurs dizaines de mégahertz. Or, dans ces gammes de fréquences, les câbles électriques deviennent perméables, ce qui signifie qu'une partie de la puissance des signaux émane sous la forme d'un rayonnement électromagnétique. Les lignes électriques peuvent alors être considérées comme des antennes linéaires. N'ayant pas été dimensionnées pour optimiser le rayonnement, leur efficacité ou rendement en tant qu'antennes est globalement mauvais mais suffisant pour donner naissance à un champ électromagnétique qui vient perturber l'environnement.

Notre intérêt est surtout pour le rayonnement électromagnétique des câbles de transport d'énergie et domestique. En absence de résultats de mesures, nous validons notre modélisation, en utilisant le modèle de Schelkunoff [2], en confrontant nos calculs réalisés par un réseau aérien à ceux obtenus par le logiciel NEC-4 (numerical electromagnetic code) [3]. Notons que le logiciel NEC-4 n'est pas en mesure de traiter le cas d'un câble blindé ou domestique.

Après validation du modèle, nous réalisons des applications sur des câbles.

II. EXPRESSION GENERALE DU CHAMP ELECTROMAGNETIQUE PAR LE MODELE DE SCHELKUNOFF

Soit une antenne filiforme (Fig. 1), tel que son rayon soit très petit par rapport à sa longueur (théorie des fils minces), située dans un espace libre qui est l'air et parcourue par un courant harmonique $i(z, \omega)$.

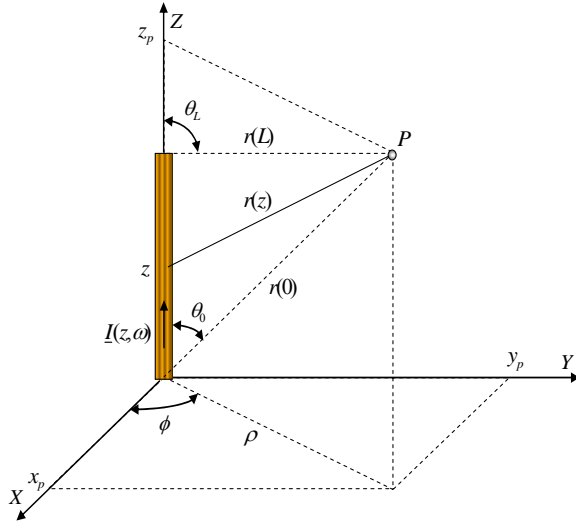


Fig. 1 Illustration Graphique des Grandeurs Utilisées dans les Expressions du Champ Electromagnétique Rayonné par une Ligne de Longueur L

Les expressions du champ électromagnétique données en [4] sont comme suit:

A. Composante Longitudinale du Champ Electrique :

$$E_z = \frac{1}{4\pi j\omega\epsilon_0} \left[I'(0) \frac{e^{-j\gamma_0 r(0)}}{r(0)} - I'(L) \frac{e^{-j\gamma_0 r(L)}}{r(L)} + I(0) \frac{\partial}{\partial z} \left| \frac{e^{-j\gamma_0 r(z)}}{r(z)} \right|_{z=0} - I(L) \frac{\partial}{\partial z} \left| \frac{e^{-j\gamma_0 r(z)}}{r(z)} \right|_{z=L} \right] \quad (1)$$

B. Composante Radiale du Champ Electrique :

$$E_\rho = \frac{1}{4\pi j\omega\epsilon_0\rho} \left[I'(L) e^{-j\gamma_0 r(L)} \cos\theta_L - I'(0) e^{-j\gamma_0 r(0)} \cos\theta_0 + I(0) \left(j\gamma_0 \cos^2\theta_0 - \frac{\sin^2\theta_0}{r(0)} \right) e^{-j\gamma_0 r(0)} - I(L) \left(j\gamma_0 \cos^2\theta_L - \frac{\sin^2\theta_L}{r(L)} \right) e^{-j\gamma_0 r(L)} \right] \quad (2)$$

C. Composante Azimutale du Champ Magnétique :

$$H_\phi = \frac{1}{4\pi\rho} \left[I'(L) \frac{e^{-j\gamma_0 r(L)}}{j\gamma_0} - I'(0) \frac{e^{-j\gamma_0 r(0)}}{j\gamma_0} + I(0) e^{-j\gamma_0 r(0)} \cos\theta_0 - I(L) e^{-j\gamma_0 r(L)} \cos\theta_L \right] \quad (3)$$

$$E_\phi = H_\rho = H_z = 0 \quad (4)$$

où :

$$I'(0) = \left| \frac{\partial I(z)}{\partial z} \right|_{z=0} = -Y.V(0) \quad (5)$$

$$\text{et } I'(L) = \left| \frac{\partial I(z)}{\partial z} \right|_{z=L} = -Y.V(L)$$

Pour déterminer les champs électromagnétiques en coordonnées cartésiennes, nous utilisons la matrice de transformation suivante :

$$\begin{bmatrix} F_x \\ F_y \\ F_z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\phi) & -\sin(\phi) & 0 \\ \sin(\phi) & \cos(\phi) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} F_\rho \\ F_\phi \\ F_z \end{bmatrix} \quad (6)$$

avec :

$$\cos(\phi) = \frac{x_p}{\rho}, \quad \sin(\phi) = \frac{y_p}{\rho}, \quad (7)$$

$$\rho = \sqrt{x_p^2 + y_p^2}$$

III. CONTRIBUTION DES CHAMPS ELECTROMAGNETIQUES DUS AU SOL (EFFET DU SOL)

Une ligne de transport d'énergie est un ensemble de deux conducteurs (aller et retour). Dans le cas d'une ligne aérienne, le sol tient le rôle du conducteur de retour.

L'effet du sol est pris en compte (par application de la théorie du plan complexe [5]) en superposant au champ rayonné par le conducteur réel en tout point de l'espace, le champ rayonné par le conducteur image, supposé enterré à une profondeur égale à la hauteur de la structure filaire plus deux fois l'épaisseur de peau et traversé par le courant inverse (Fig. 2).

L'épaisseur de peau est donné comme suit :

$$p = 1/\sqrt{j\omega\mu_0 \cdot \sigma_s} \quad (8)$$

où : σ_s la conductivité du sol.

Remarque [6] :

Il va sans dire que si la fréquence du signal transmis est trop basse, les équations de Schelkunoff sont à utiliser telles quelles puisque le plan de masse fictif se trouverait à une profondeur telle que la contribution des images devient négligeable.

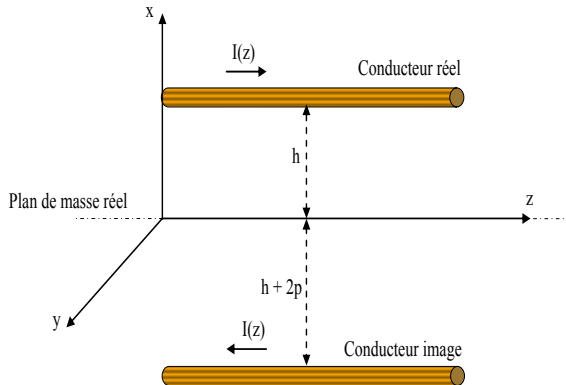


Fig. 2 Rayonnement d'une Antenne Horizontale

IV. VALIDATION

Afin de valider notre travail, nous confrontons nos résultats de calcul à ceux que nous obtenons en utilisant le logiciel de recherche NEC-4 (Numerical Electromagnetic Code) utilisant le formalisme des antennes [3].

A. Réseau en Y

Nous traitons le cas de trois lignes triphasées connectées en Y. les phases *a*, *b* et *c* de chaque ligne de ce réseau sont respectivement situés à une hauteur de 10m, 10.25m et 10.5m au-dessus du sol dont la conductivité est de 0.01 S/m et la permittivité $\epsilon_{r\text{ sol}} = 10$, les paramètres géométriques de cette configuration sont donnés en Fig. 3.

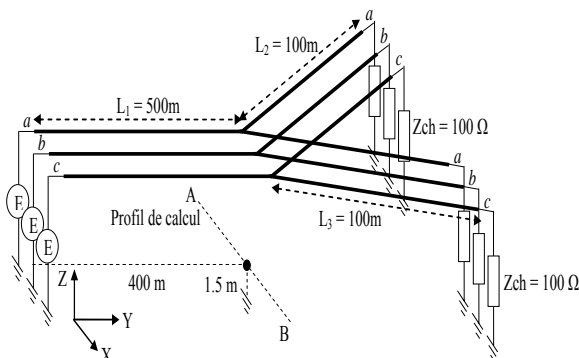


Fig. 3 Réseau Y Triphasé Étudié

1) Calcul du Champ Electromagnétique le Long d'un Profil

Le profil de calcul est défini comme suit : A(-200m, 400m, 1.5m) et B(200m, 400m, 1.5m). Le générateur de tension harmonique a pour amplitude 2 volts et successivement une fréquence de 5 MHz, 10 MHz et 20 MHz. L'angle entre la deuxième ligne et la troisième ligne est de 60 degré.

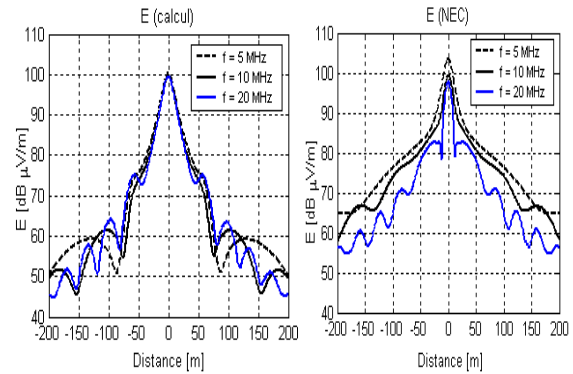


Fig. 4 Variation du Module de Champ Electrique le Long du Profil de Calcul

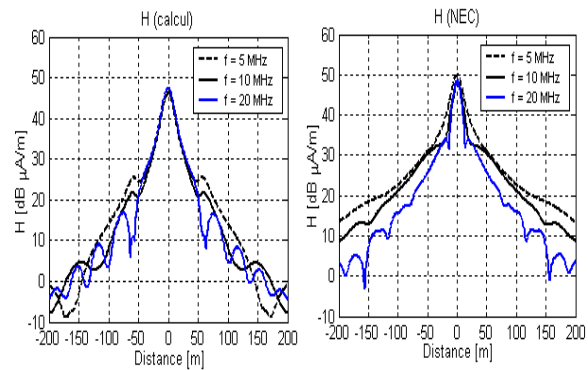


Fig. 5 Variation du Module de Champ Magnétique le Long du Profil de Calcul

De ces résultats (Fig. 4 et 5), nous pouvons affirmer que le formalisme des lignes complété par celui de Schelkunoff est une modélisation idéale très simplifiée du rayonnement électromagnétique des CPL. Notons cependant que la limite fréquentielle de 10 MHz est un inconvénient pour la modélisation des transmissions haut débit. L'inconvénient majeur de la théorie des antennes est son inadaptation aux structures longues, ce formalisme est préconisé dans le cas où l'antenne a une longueur de quelques longueurs d'ondes, à 10 MHz la longueur d'onde est de 30 m, modéliser le rayonnement électromagnétique des lignes de transport d'énergie par la théorie des antennes devient alors illusoire.

V. APPLICATIONS

A. Réseau de Câbles Multicouche Aériens en Y

Nous considérons un réseau aérien de câbles blindés de transport d'énergie connectés en Y comme le montre la Fig. 6. Un tronçon de câble de longueur $L_1 = 500\text{m}$ arrive sur une jonction où il y a deux autres tronçons de câbles de même longueur $L_2 = L_3 = 100\text{m}$. Les câbles sont au-dessus d'un sol de conductivité $\sigma_{\text{sol}} 0.01\text{ S/m}$ et de permittivité $\epsilon_{r\text{ sol}} = 10$, à une hauteur de 10m.

Les données physiques et géométriques des câbles étudiés sont les suivantes :

Les rayons de l'âme, de l'écran et du blindage sont respectivement : $r_2 = 1.25\text{mm}$, $r_4 = 5\text{mm}$ et $r_6 = 8.75\text{mm}$;

Les rayons du premier isolant (entourant l'âme), du deuxième isolant (entourant l'écran) et du troisième isolant (entourant le blindage) sont respectivement : $r_3 = 3.75\text{mm}$, $r_5 = 7.5\text{mm}$ et $r_7 = 11.25\text{mm}$;

Les conductivités de l'âme, de l'écran et du blindage sont respectivement : $\sigma_1 = 1 \cdot 10^8 \text{ S/m}$, $\sigma_2 = 0.58 \cdot 10^8 \text{ S/m}$ et $\sigma_3 = 0.58 \cdot 10^8 \text{ S/m}$;

Les perméabilités relatives de l'âme, de l'écran et du blindage sont : $\mu_1 = \mu_2 = \mu_3 = 1$;

Les perméabilités relatives des trois isolants sont : $\mu_{i1} = \mu_{i2} = \mu_{i3} = 1$;

Les permittivités relatives des trois isolants sont : $\epsilon_{i1} = \epsilon_{i2} = \epsilon_{i3} = 1$;

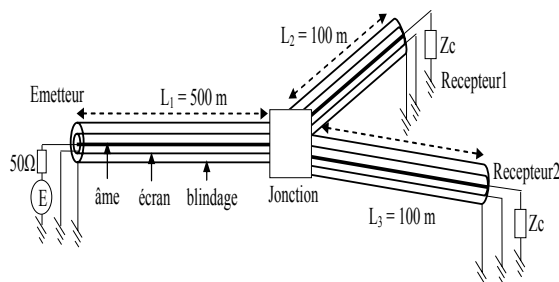


Fig. 6 Réseau de Câbles Aériens en Y

Le profil de calcul est défini comme suit : A(-200m, 550m, 1.5m) et B(200m, 550m, 1.5m). Le générateur de tension harmonique a pour amplitude 2 volts et successivement une fréquence de 1 MHz, 10 MHz et 20 MHz. L'angle entre la deuxième ligne et la troisième ligne est de 60 degré.

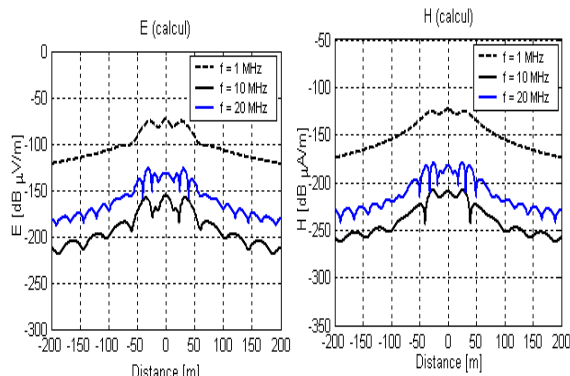


Fig. 7 Variation du Module de Champ Electrique et Magnétique le Long du Profil de Calcul

Nous présentons maintenant la variation du champ électromagnétique le long de la plage [1-20] MHz.

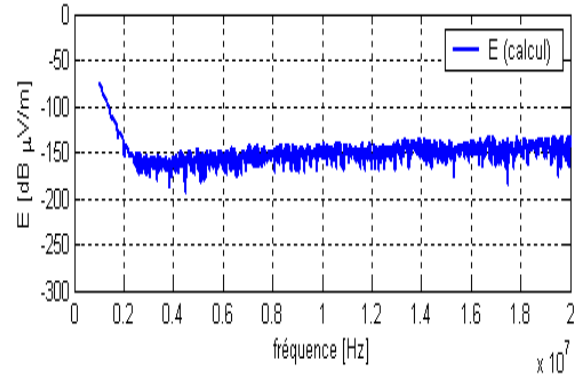


Fig. 8 Variation du Module de Champ Electrique le Long de la Plage [1-20] MHz

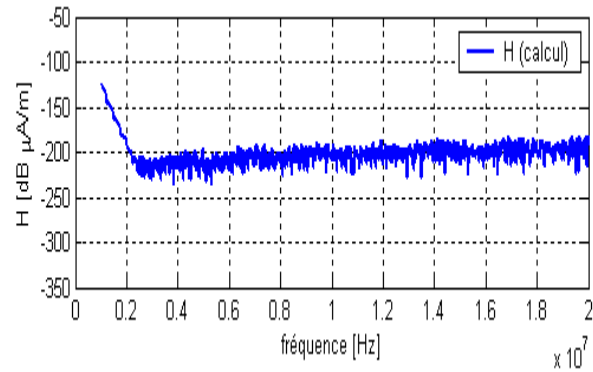
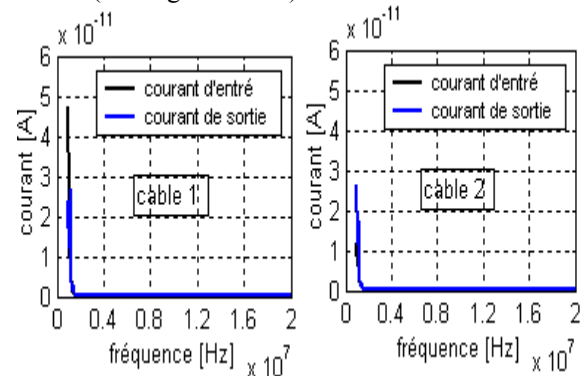


Fig. 9 Variation du Module de Champ Magnétique le Long de la Plage [1-20] MHz

Cet ensemble de résultats (Fig. 7 à 9) montre bien que le rayonnement électromagnétique des CPL des câbles blindés est très faible.

En effet, pour le câble blindé considéré, l'onde électromagnétique doit traverser deux couches conductrices (écran et blindage) pour rayonner dans l'air, pour les fréquences considérées nous pouvons affirmer que l'onde électromagnétique est bien atténuée dans le câble comme le confirme les résultats en Fig. 10 qui donne les courants sur la dernière couche (blindage) du câble.



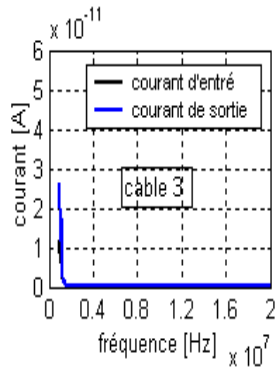


Fig. 10 Courants d'Entrée et de Sortie du Blindage des Trois Câbles

B. Réseau Domestique Arborescent

Considérons la Fig. 11, correspondant à un tronçon du réseau électrique constitué par des câbles normalisés de type NYM 3 x 2.5 mm²; ce tronçon est situé à une hauteur $h = 20\text{cm}$ au-dessus d'un sol de conductivité finie $\sigma_{\text{sol}} = 0.01\text{ S/m}$ et de permittivité $\epsilon_r = 10$.

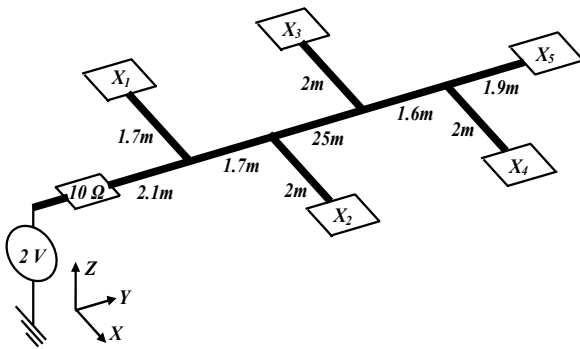


Fig. 11 Tronçon du Réseau Electrique d'une Installation Domestique

Le calcul du champ est effectué pour trois fréquences différentes (10 MHz, 20 MHz et 30 MHz). Le point d'observation varie le long du profil de calcul AB (A(-50m, 15m, 1m) et B(50m, 15m, 1m)).

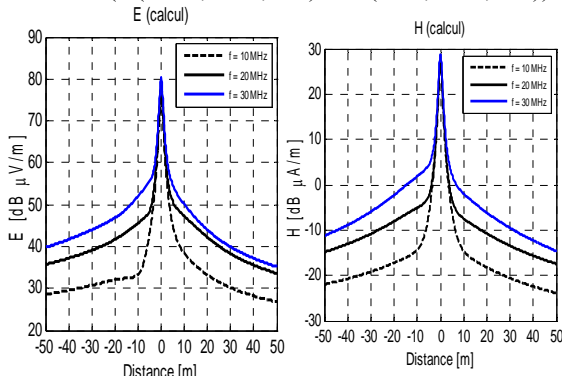


Fig. 12 Variation du Module de Champ Electrique et Magnétique le Long du Profil de Calcul

En gardant la même configuration du réseau, nous calculons maintenant le champ dans la plage [1-30] MHz au point d'observation défini comme suit : P(0, 15m, 1m).

Nous analysons les cas suivants :

- 1) toutes les prises sont ouvertes ;
- 2) toutes les prises sont adaptées ;
- 3) les appareils Lampe, TV, Livebox, Sèche-cheveux et Lampe (Fig. 13) sont respectivement connectées aux prises X_1, X_2, X_3, X_4 et X_5 .

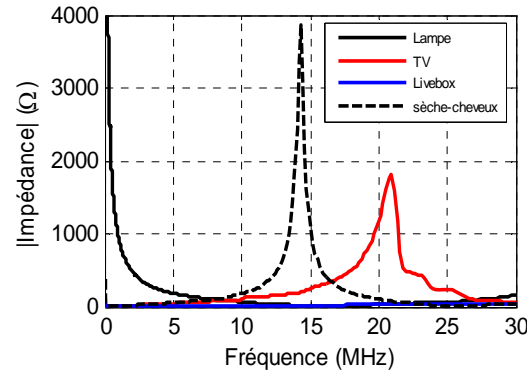


Fig. 13 Impédances des Charges Lampe, TV, Livebox et Sèche-cheveux

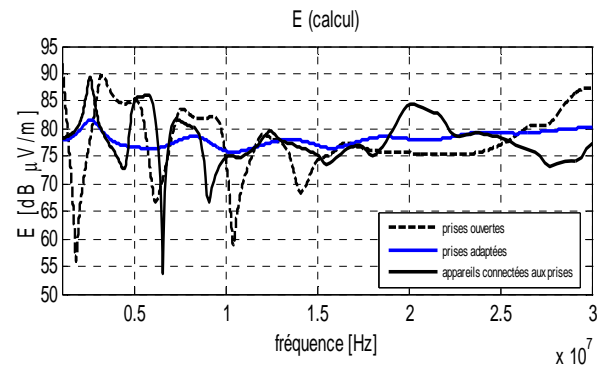


Fig. 14 Variation du Module de Champ Electrique le Long de la Plage [1-30] MHz

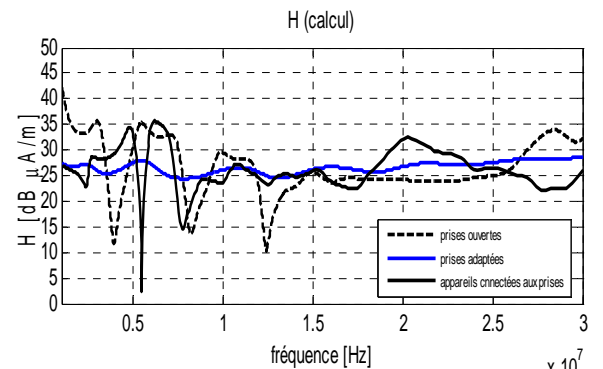


Fig. 15 Variation du Module de Champ Magnétique le Long de la Plage [1-30] MHz

De cet ensemble de résultats (Fig. 12, 14, et 15), nous pouvons affirmer que le rayonnement électromagnétique des CPL en domestique est notable et doit faire l'objet d'une atténuation très particulière.

L'utilisation de prise adaptée permet de diminuer relativement le rayonnement mais ne peut constituer une solution définitive en l'absence de connaissance des seuils d'émissions de l'appareillage électrique très bas niveaux aujourd'hui utilisé.

VI. CONCLUSION

Pour l'étude du rayonnement électromagnétique, nous avons utilisé le modèle de Schelkunoff pour le calcul du champ émis par les CPL parcourant aussi bien les lignes de transports d'énergie que le réseau domestique. L'utilisation de ce modèle est un moyen acceptable pour la quantification du champ électromagnétique émis par les CPL.

Nous avons montré que le rayonnement électromagnétique des CPL en domestique dépend de l'état de fonctionnement des appareils électroménagers connectés derrière.

VII. REMERCIEMENTS

Je tiens à exprimer mes remerciements sincères à tous ceux qui m'ont encouragé, avec leur soutien et suggestions, tout au long de cet article. Je tiens à remercier aussi le président et tous les membres de cette conférence.

VIII. REFERENCES

- [1] Jacques Mézan de Malartic – F2MM, "Les CPL ou le Cancer des Ondes Courtes", 26-Dec-2004. thf.ref-union.org/CPL/cpl_f2mm.pdf.
- [2] S. A. Schelkunoff, "Electromagnetic Waves", D. Van Nostrand Inc. 1956.
- [3] Gerald J. Burke, "Numerical Electromagnetic Code – NEC-4: Method of Moments", Janvier, 1992.
- [4] V. Costa, S. Caniggia, L. Catello, "On the Computation of Electromagnetic Field Components From a Transmission Line: Theory and Application", IEEE, 1990.
- [5] C. Gary, "Approche Complète de la propagation Multifilaire en Haute Fréquence par Utilisation des Matrices Complexes", EDF Bulletin de la Direction des Etudes et Recherches, série BN° ¾, pp. 5-20, 1976.
- [6] R. S. Shi, "Rayonnement Electromagnétique des Réseaux Electriques à Topologie Complexe", Thèse de Doctorat de l'INPG. Grenoble 1992.

Analyse des Performances des Systèmes CPL par le Biais de la Fonction de Transfert du Réseau Électrique Domestique

S. Khedimallah*, L. Boufenneche*, M. Chouki*, H. Blila*, A/H. Bendakir*, et B. Nekhoul*

*Laboratoire LAMEL, Université de Jijel, BP 98, Ouled Aissa -Jijel - 18000 - Algérie,
E-mail : sofianekhedimallah@yahoo.fr

Résumé – Plusieurs technologies se prêtent à la réalisation d'un réseau électrique domestique, en fonction du support de transmission mis en oeuvre : Ethernet, WiFi, Courants Porteurs en Ligne (CPL). Dans le contexte de ce travail, nous nous intéressons à la transmission des hauts débits sur support filaire (CPL). Le réseau électrique domestique n'étant pas initialement conçu pour supporter des transmissions à haut débit, les performances des systèmes CPL qu'il véhicule ne sont pas optimisées. C'est pourquoi nous analysons les performances des systèmes CPL, par le biais de la fonction de transfert du réseau électrique domestique. Nous avons utilisé l'approximation du modèle multi-trajet qui nous a permis d'effectuer une étude des principaux paramètres engendrant des perturbations sur la fonction de transfert tels que la connexion d'appareils sur le réseau électrique.

Mots clés – Courants Porteurs en Ligne, Fonction de Transfert, Réseau Électrique Domestique, Câbles Domestiques.

I. INTRODUCTION

La synthèse qui suit est issue pour l'essentiel de la théorie des lignes de transmission, approche largement exploitée dans la littérature. Les premiers travaux dans le domaine sont ceux de Philipps [1] et Zimmermann [2] et constituent aujourd'hui les références les plus largement citées en ce qui concerne la modélisation du canal CPL. Dans [3] est également proposée une modélisation sous forme de matrices cascables ABCD, modélisation directement héritée de la théorie des lignes de transmission. Des études complémentaires ont permis par la suite d'apporter une précision supplémentaire à la modélisation du canal. On peut notamment citer les résultats de Sartenauer [4]-[5] basés sur la théorie des lignes multiconducteurs, ou ceux de Galli [6] prenant en compte de façon précise les phénomènes liés à l'utilisation de prises de terre.

L'intérêt de notre travail n'est donc pas de fournir un outil permettant de modéliser le canal CPL lors de simulations mais simplement de comprendre les phénomènes qui régissent le transfert de l'information d'un point à un autre d'un réseau de lignes électriques.

II. REPONSE D'UN RESEAU FILAIRE ARBORESCENT

Le support physique de la transmission consiste en un réseau filaire arborescent de longueur très variable comportant des dériviations. Chacune de ces dériviations met en jeu une charge dont l'impédance

n'est a priori pas adaptée à l'impédance caractéristique de la ligne. En un point donné du réseau, le signal reçu est ainsi composé de plusieurs versions du signal d'origine, chacune d'entre elles étant caractérisée par un certain retard τ_i et une certaine atténuation complexe C_i due aux effets cumulés des facteurs de réflexions ou de transmissions (Fig. 2). Fig. 1 donne une illustration des différents chemins parcourus par l'onde sur un cas simple de réseau filaire à une seule dérivation. Nous sommes donc confrontés à ce qui est communément appelé une propagation à trajets multiples.

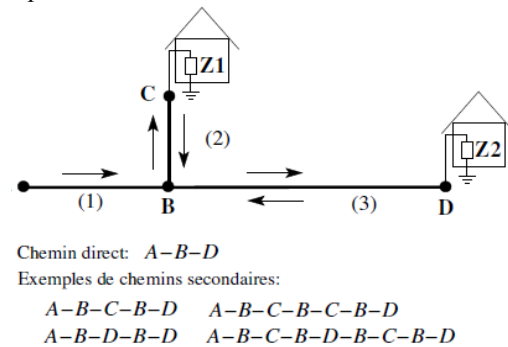


Fig. 1 Propagation Multi-Trajet sur un Câble Électrique d'une seule Branche de Dérivation [7]

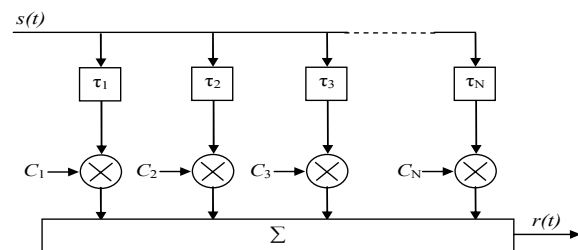


Fig. 2 Structure de Base du Modèle d'Echo

La réponse du canal peut être décrite simplement par un modèle multi-trajet (modèle d'écho). En considérant un total de N trajets distincts (Fig. 2), la réponse impulsionnelle du canal en bande de base s'écrit alors :

$$h(t) = \sum_{i=1}^N C_i \cdot \delta(t - \tau_i) \quad (1)$$

En passant dans le domaine dual par la transformée de Fourier, la fonction de transfert du canal s'exprime :

$$H(f) = \sum_{i=1}^N C_i \cdot e^{-j2\pi f \tau_i} = \sum_{i=1}^N \underbrace{g_i(f)}_{\text{gain}} \cdot \underbrace{e^{-(a_0 + a_1 \cdot f^k) d_i}}_{\text{atténuation}} \cdot \underbrace{e^{-j2\pi f \tau_i}}_{\text{retard}} \quad (2)$$

Le retard τ_i résulte du temps de propagation du $i^{\text{ème}}$ trajet, et peut être évalué en divisant la longueur d_i du trajet par la vitesse de phase v_i de l'onde :

$$\tau_i = \frac{d_i}{v_i} \quad (3)$$

$$v_i = \frac{\omega}{\beta}, \quad \omega = 2\pi f \quad (4)$$

Le coefficient de réflexion Γ est déterminé pour une charge de terminaison, une connexion série par un câble et plusieurs câbles connectés dans une jonction. Ces cas sont définis en Fig. 3 par (5), (6) et (7), respectivement [8,9].

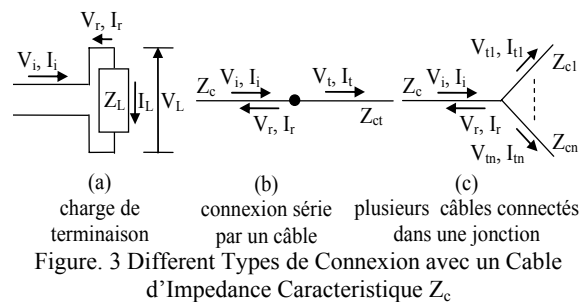
$$\Gamma = \frac{Z_L - Z_c}{Z_L + Z_c} \quad (5)$$

$$\Gamma = \frac{Z_{ct} - Z_c}{Z_{ct} + Z_c} \quad (6)$$

$$\Gamma = \frac{\{Z_{c1} \| Z_{c2} \| \dots \| Z_{cn}\} - Z_c}{\{Z_{c1} \| Z_{c2} \| \dots \| Z_{cn}\} + Z_c} \quad (7)$$

avec $\{Z_{c1} \| Z_{c2} \| \dots \| Z_{cn}\}$ la combinaison parallèle de plusieurs impédances caractéristiques $Z_{c1}, Z_{c2}, \dots, Z_{cn}$, tandis que le coefficient de transmission T est en conséquence estimé par :

$$T = 1 + \Gamma \quad (8)$$



III. APPROXIMATION DU MODELE MULTI-TRAJET [10,11]

Pour un réseau électrique de N branches, si les réflexions en arrière des branches sont ignorées, la fonction de transfert totale de ce réseau peut être se rapprochée par la multiplication des fonctions de transfert de N réseaux, chacun contient une seule branche, comme le montre la Fig. 4.

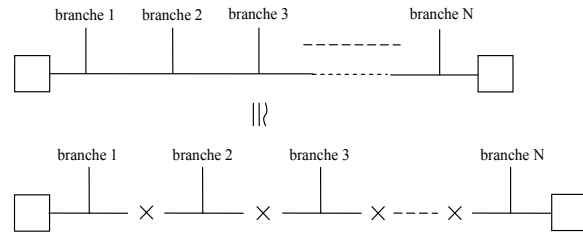


Fig. 4 Approximation de la Fonction de Transfert pour un Réseau de N Branches

Avec l'approximation ci-dessus, l'analyse de réseau peut être réalisée par un simple réseau d'une branche comme le montre la Fig. 5.

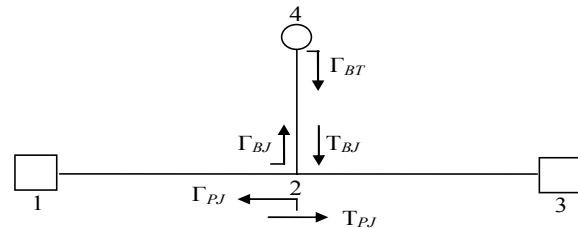


Fig. 5 Propagation du Signal sur un Réseau d'une seule Branche

Ce réseau est défini par les terminaisons 1, 3, 4, et la jonction 2. Il est constitué de trois segments de longueurs l_{12} , l_{23} et l_{24} , d'impédances caractéristiques Z_{12} , Z_{23} et Z_{24} . Γ_{BT} : est le coefficient de réflexion de la terminaison de la branche. Γ_{PJ} et Γ_{BJ} sont respectivement les coefficients de réflexion du tronçon de la ligne et de la branche à la jonction, et T_{PJ} et T_{BJ} sont les coefficients de transmission respectifs. Les trajets (les chemins) de propagation du signal sont résumés dans le tableau I [10, 12].

TABLEAU I
TRAJETS DE SIGNAL DANS LE RESEAU

NUMÉRO DU TRAJET	TRAJET DU SIGNAL	FACTEUR D'ATTÉNUATION (g_i)	LONGUEUR DU TRAJET (d_i)
1	$1 \rightarrow 2 \rightarrow 3$	T_{PJ}	$l_{12} + l_{23}$
2	$1 \rightarrow 2 \rightarrow 4$ $\rightarrow 2 \rightarrow 3$	$T_{PJ} \cdot \Gamma_{BT} \cdot T_{BJ}$	$l_{12} + 2 \cdot l_{24} + l_{23}$
N	$1 \rightarrow 2 \rightarrow (4 \rightarrow 2)^{N-1} \rightarrow 3$	$T_{PJ} \cdot \Gamma_{BT} \cdot (\Gamma_{BJ} \cdot \Gamma_{BT})^{N-2} \cdot T_{BJ}$	$l_{12} + 2(N-1) \cdot l_{24} + l_{23}$

Les coefficients de réflexion et de transmission sont définis par les équations suivantes :

$$\Gamma_{BT} = \frac{Z_4 - Z_{24}}{Z_4 + Z_{24}} \quad (9)$$

$$\Gamma_{PJ} = \frac{\{Z_{23} \parallel Z_{24}\} - Z_{12}}{\{Z_{23} \parallel Z_{24}\} + Z_{12}} \quad (10)$$

$$\Gamma_{BJ} = \frac{\{Z_{12} \parallel Z_{23}\} - Z_{24}}{\{Z_{12} \parallel Z_{23}\} + Z_{24}} \quad (11)$$

$$T_{PJ} = 1 + \Gamma_{PJ} \quad (12)$$

$$T_{BJ} = 1 + \Gamma_{BJ} \quad (13)$$

avec : Z_4 est l'impédance de charge de la terminaison 4.

Remarque :

Pour les deux modèles multi-trajet et leur approximation, nous avons représenté la fonction de transfert pour un générateur de tension idéal ($Z_s = 0$). Pour un réseau électrique pratique, c'est-à-dire l'impédance Z_s n'est pas nulle (Fig. 6), le calcul de la fonction de transfert implique l'addition d'un facteur scalaire [8, 13]. La nouvelle expression de la fonction de transfert devient donc comme suit :

$$H(f)_{nouvelle} = \frac{Z_c}{Z_c + Z_s} \cdot H(f) \quad (14)$$

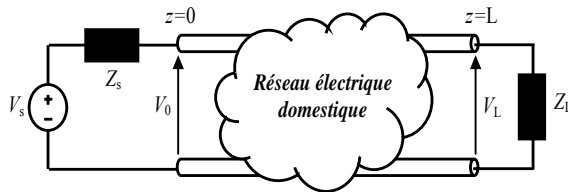


Fig. 6 Représentation Générale d'un Réseau Electrique Domestique

IV. VALIDATION POUR UN RESEAU ARBORESCENT

La configuration du réseau utilisé est illustrée en Fig. 7, dont les terminaisons des trois branches sont en circuit ouvert.

Les données physiques sont :

L'impédance caractéristique du câble de la branche : $Z_{cbr} = 50\Omega$;

L'impédance caractéristique du câble de la ligne principale : $Z_c = 100\Omega$;

Les impédances des deux extrémités de la ligne principale : $Z_s = 50\Omega$, $Z_L = Z_c$;

La vitesse de propagation du signal : $v = \sqrt{0,4} \cdot c$;

Paramètres empiriques utilisés : $k = 1$, $a_0 = 0$, $a_1 = 7,8 \cdot 10^{-10}$.

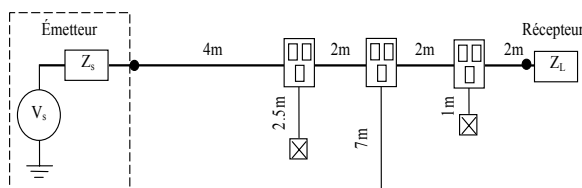


Fig. 7 Configuration du Réseau de Mesure

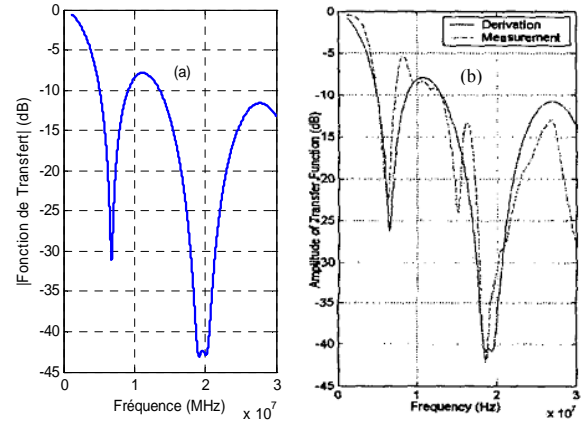


Fig. 8 Amplitude de la Réponse du Réseau à 3 Branches, (a) : Notre Résultats, (b) : Publiée en [10]

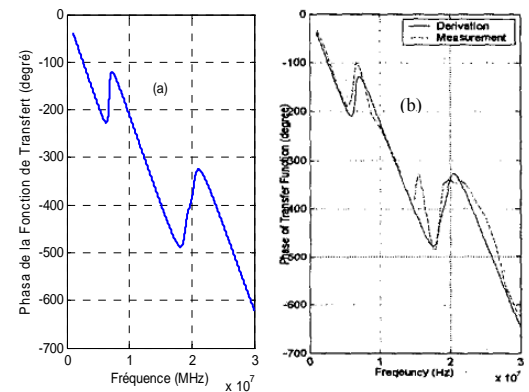


Fig. 9 Angle de Phase de la Réponse du Réseau à 3 Branches, (a) : Notre Résultats, (b) : Publiée en [10]

Nous constatons en Fig. 8.a que l'amplitude de la fonction de transfert calculée en utilisant l'approximation du modèle multi-trajet est assez proche de celle mesurée (Fig. 8.b [10]). Nous pouvons faire la même constatation sur la phase en Fig. 9.

V. APPLICATIONS

Nous considérons une ligne d'énergie électrique typique en basse tension. Nous présentons les résultats de notre analyse, appliquée à une variété de configurations de fil. Dans toutes les études, nous considérons $Z_L = Z_s = 50\Omega$ et les paramètres linéiques de la ligne sont $L = 0.327 \mu H / m$ et $C = 66.9 pF / m$.

A. Influence de la Longueur de Branche

L'étude est réalisée sur un canal avec une seule branche. La configuration correspondante est donnée en Fig. 10. Sur cette figure, $l_1 = l_2 = 15m$ (l_1 et l_2 sont des longueurs des deux tronçons de ligne), d_{11} est la longueur de la branche qui varie suivant les valeurs 5m, 10m, 15m et 20m, la charge Z_{br11} a été terminée en circuit ouvert, tandis que Z_{c1} , Z_{c2} et Z_{dc11} sont des impédances caractéristiques ($Z_{c1} = Z_{c2} = Z_{dc11} = 69.9 \Omega$).

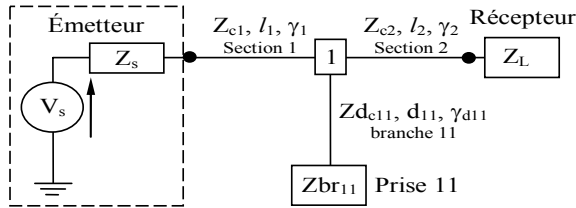


Fig. 10 Configuration du Réseau Etudié d'une seule Branche

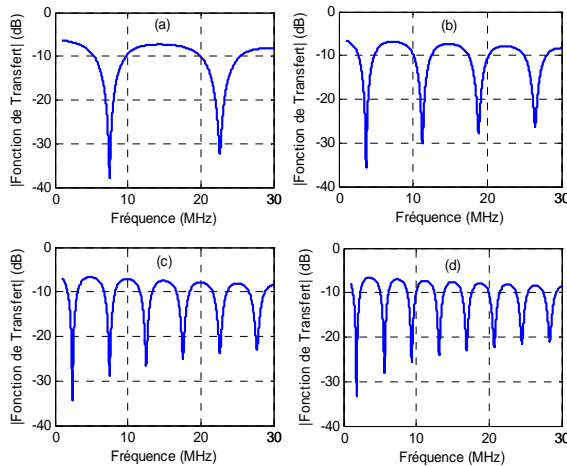


Fig. 11 Résultats de Simulation pour la Ligne Electrique d'une seule Branche de Dérivation de Longueur (a) 5 m, (b) 10m, (c) 15m et (d) 20m

En faisant varier la longueur de la dérivation, nous constatons (Fig. 11) que la fonction de transfert ne s'atténue pas mais présente plusieurs lobes et des encoches de même largeur de bande.

Quand la distance de branche augmente, le nombre de fréquences qui conduisent à une atténuation de -40 dB augmente ce qui réduit la bande passante.

B. Influence le Nombre de Branches

Pour analyser l'effet du nombre de branches, nous considérons la configuration indiquée en Fig. 12. La longueur de la ligne principale (émetteur-récepteur) a été maintenue constante à 60 m, i.e : $l_1 = l_2 = l_3 = l_4 = 15$ m, avec une, deux et trois branches distribuées. Toutes les branches ont été de 5 m de longueur ($d_{11} = d_{21} = d_{31} = 5$ m) et les charges Z_{br11} , Z_{br21} et Z_{br31} sont terminées en circuit ouvert, tandis que Z_{dC11} , Z_{dC21} et Z_{dC31} sont les impédances caractéristiques.

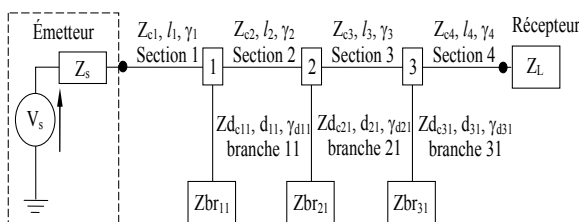


Fig. 12 Réseau Electrique d'une seule Branche à Chaque Nœud

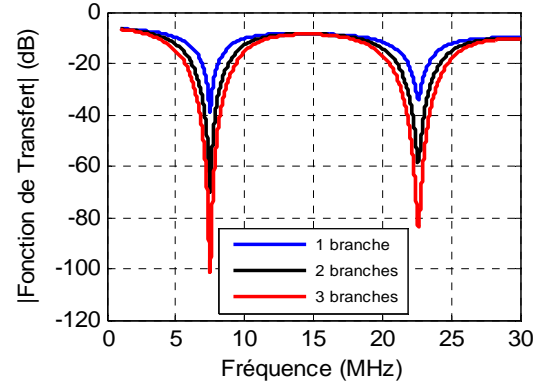


Fig. 13 Résultats de Simulation avec les Branches Distribuée, 1 Branche, 2 Branches et 3 Branches

La Fig. 13 représente la fonction de transfert pour différents nombres de branches. Nous avons noté que les positions des encoches ne sont pas modifiées, mais à mesure que le nombre de branches augmente les atténuations du point encoché tendent à augmenter.

Nous avons observé le même résultat, en utilisant le modèle de matrices cascables [14], pour un réseau électrique (Fig. 10 avec $d_{11}=5$ m) avec plusieurs branches connectées dans une jonction (noeud) (Fig. 14). En fait, les positions des encoches ne sont pas modifiées et l'augmentation du nombre de branches permet d'augmenter l'amplitude de la réponse aux points d'encoches.

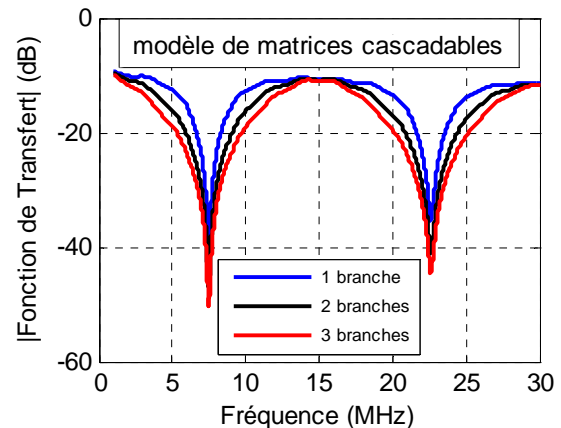


Fig. 14 Résultats de Simulation avec les Branches Distribuée, 1 Branche, 2 Branches et 3 Branches dans une Jonction.

C. Cas de Prises non Utilisées

Il est possible que les charges à la terminaison des branches ne soient pas seulement en circuit ouvert. Pour ce qui va suivre nous considérons la configuration en Fig. 10. La longueur de la ligne principale a été maintenue constante à 30 m ($l_1 = l_2 = 15$ m) tandis que la branche, a une longueur de 10m, est connectée au milieu de la ligne principale. La terminaison Z_{br11} est variable en fonction de l'impédance de charge donnée dans le cadre de notre étude.

Nous étudions la fonction de transfert relevée entre l'émetteur et le récepteur pour plusieurs

configurations de la terminaison Z_{br11} (Prise 11).

1) *Configuration CO* : dans un premier temps, nous considérons une prise électrique sur laquelle aucun dispositif n'est connecté. Elle se comporte alors en circuit ouvert.

2) *Configuration CC* : si maintenant il existe un défaut sur la ligne, un court circuit peut être provoqué, engendrant des perturbations de la fonction de transfert du canal.

3) *Configuration 200 Ω* : imaginons adapter le mode différentiel de propagation de la ligne et voyons l'impact sur la fonction de transfert.

4) *Configuration Z_c* : nous adaptons ici complètement la ligne ($Z_c = 69.9 \Omega$).

Pour l'impédance de charge en court-circuit et en circuit ouvert les sommets (les pics) et les encoches sont décalés en positions de fréquence avec la même atténuation. Cependant, pour la l'impédance caractéristique les pics et les encoches sont disparues (voir Fig. 15).

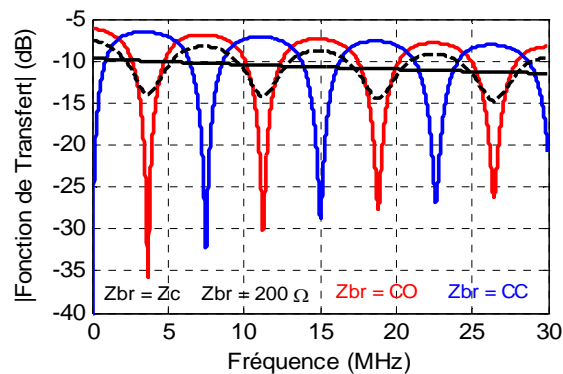


Fig. 15 Résultats de Simulation d'un Réseau d'une seule Branche se Terminant en Circuit Ouvert, en Court-Circuit, 200 Ω et l'Impédance Caractéristique

Nous constatons aussi (Fig. 15) que la fonction de transfert de la ligne terminée sur des prises en circuit ouvert (CO) subit des évanouissements conséquents pouvant descendre jusqu'à -36 dB.

La simulation d'un court circuit (CC) engendre de fortes perturbations sur la fonction de transfert qui connaît des évanouissements de -32 dB.

L'utilisation d'une résistance de 200 Ω pour adapter la ligne permet de limiter ces fluctuations et de conserver un niveau plus stable, compris entre -14 et -8 dB.

L'utilisation l'impédance caractéristique (Z_c) permet d'adapter complètement la ligne et de remonter le niveau de la fonction de transfert de -12 à -10 dB, par rapport à l'utilisation d'une résistance de 200 Ω . Cette dernière n'est donc pas suffisante pour adapter correctement la ligne.

Adapter les prises non utilisées permet ainsi de conserver un niveau de la fonction de transfert constant et d'éviter les évanouissements intervenant à certaines fréquences lorsqu'elles sont laissées en circuit ouvert, garantissant par conséquent une stabilité du canal de transmission.

D. Cas où Toutes les Prises sont Utilisées

Dans les applications précédentes nous avons considérés que les prises sont ouvertes (sans charges). Afin de traiter des cas réels, nous étudions maintenant l'influence des appareils électroménagers, connectés aux prises, sur les performances de la fonction de transfert du réseau électrique domestique. Nous proposons les deux appareils suivant : TV-LCD et micro-onde (*Micro-wave*).

La Fig. 16 illustre l'impédance mesurée de TV-LCD et de micro-onde, dans la bande fréquentielle [1-30] MHz. Ces appareils sont utilisés dans le réseau représenté en Fig. 10 avec $d_{11}=10m$.

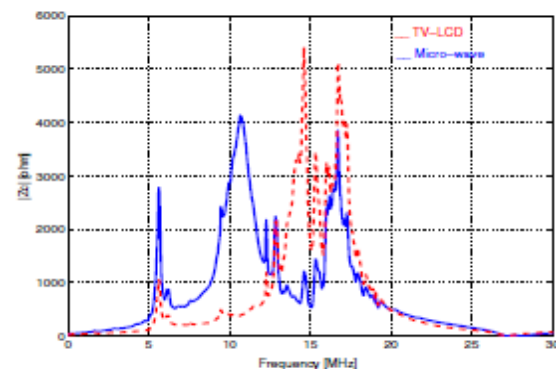


Fig. 16 Impédances des Charges TV-LCD et Micro-onde Publiées en [14]

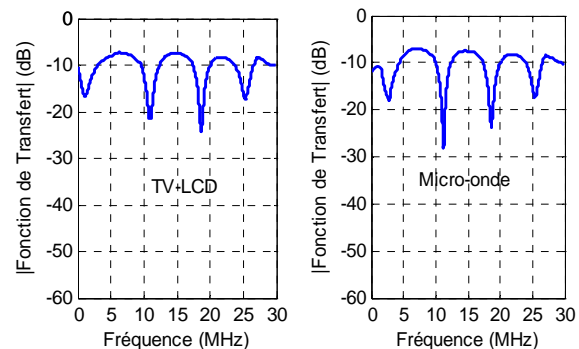


Fig. 17 Fonction de Transfert d'un Réseau avec une Branche se Terminant par les Charges de TV-LDC et Micro-onde Respectivement

Nous notons que l'introduction d'appareillages électriques (Fig. 17) provoque une forte variation de l'amplitude de la fonction de transfert en fonction de la fréquence, nous notons une réduction du canal de transmission (disparition de certaines fréquences de transmission).

VI. CONCLUSION

Pour l'analyse de la propagation des CPL en domestique nous avons opté pour un type de modélisation (Approximation du modèle multi-trajet). Nous avons utilisé ce modèle qui nous a permis d'effectuer une étude des principaux paramètres

engendrant des perturbations sur la fonction de transfert. La position des encoches dans la réponse fréquentielle dépend de la longueur des branches. L'augmentation de la longueur des branches tend à limiter la bande passante disponible dans le réseau électrique domestique, mais la position des encoches profondes ne change pas avec le nombre de branches distribuées. Comme le nombre des branches distribuées augmente, l'amplitude de la réponse aux points d'encoches tend à augmenter. L'impédance des charges électroménagers sont également mesurées et leur influence sur la fonction de transfert du réseau électrique domestique sont analysées.

VII. REMERCIEMENTS

Je tiens à exprimer mes remerciements sincères à tous ceux qui m'ont encouragé, avec leur soutien et suggestions, tout au long de cet article. Je tiens à remercier aussi le président et tous les membres de cette conférence.

VIII. REFERENCES

- [1] H. Philipps, "Development of a Statistical Modem for Powerline Communications Channels", *In Proc. IEEE International Symposium on Power-Line Communications and Its Applications (ISPLC)*, vol. 5, pages 2049–2053, avril 2000.
- [2] Manfred Zimmermann et Klaus Dostert, "A Multipath Model for the Powerline Channel", *IEEE Trans. Commun.*, vol. 50, n 4, pages 553–559, avril 2002.
- [3] T.C. Banwell et S. Galli, "A New Approach to the Modelling of the Transfer Function of the Power Line Channel", *Proc. IEEE International Symposium on Power-Line Communications and Its Applications (ISPLC)*, pages 319–324, avril 2001.
- [4] T. Sartenar, F. Horlin et L. Vandendorpe, "Multiple Access Techniques for Wideband Upstream Powerline Communications: CAP-CDMA and DMT-FDMA", *In Proc. IEEE International Conference on Communications (ICC)*, vol. 2, pages 1064–1068, Décembre 2000.
- [5] T. Sartenar et P. Delogne, "Powerline Cables Modelling for Broadband Communications", *In Proc. IEEE International Symposium on Power-Line Communications and its Applications (ISPLC)*, pages 331–338, avril 2001.
- [6] S. Galli et T.C. Banwell, "Modeling the Indoor Powerline Channel: New Results and Modem Design Considerations", *In Proc. IEEE Consumer communications and networking conference (CCNC)*, janvier 2004.
- [7] M. Crussiere, "Etude et optimisation de communications à haut-débit sur lignes d'énergie : exploitation de la combinaison OFDM/CDMA", Institut national des sciences appliquées de Rennes, 28 novembre 2005.
- [8] Ioannis C. Papaleonidopoulos, Constantinos G. Karagiannopoulos and Nickolas J. Theodorou, "Transmission Systems Travelling-wave multipath simulation of two-conductor HF signalling over indoor power-line networks and RMS-delay-spread dependence", Wiley InterScience, September 2006.
- [9] Ioannis C. Papaleonidopoulos, Christos N. Capsalis, Constantinos G. Karagiannopoulos, and Nickolas J. Theodorou, "Statistical Analysis and Simulation of Indoor Single-phase Low Voltage Power-Line Communication Channels on the basis of Multipath Propagation", *IEEE Trans. on consumer electronics*, vol.49, No. 1, pp.89-99, 2003.
- [10] H. Meng, S. Chen, Y. L. Guan, C. L. Law, P. L. So, E. Gunawan, T. T. Lie, "A Transmission Line Model for High-Frequency Power Line Communication Channel", *IEEE/PES-CSEE International Conference on Power System technology - PowerCon 2002*, Kunming, China, 13-17 October 2002.
- [11] H. Meng, S. Chen, Y. L. Guan, C. L. Law, P. L. So, E. Gunawan, T. T. Lie, "Modeling of Transfer Characteristics for the Broadband Power Line Communication Channel", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 19, no. 3, July 2004.
- [12] Haibo He, Shijie Cheng, Youbing Zhang, and J. Nguimbis, "Analysis of Reflection of Signal Transmitted in Low-Voltage Powerline with Complex Wavelet", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 19, n° 1, January 2004.
- [13] D. Anastasiadou and Th. Antonakopoulos, "Multipath Characterization of Indoor Power Line Networks", *IEEE Transactions on Power Delivery*, VOL. 20, NO. 1, JANUARY 2005, pp. 90 – 99.
- [14] A. Rennane, C. Konaté, M. Machmoum, "A Simplified Deterministic Approach for accurate Modeling of the Indoor Power Line Channel", *The Third International Conference on Systems and Networks Communications*, Pages 121-126, ISBN:978-0-7695-3371-1, Oct.2008.

Rayonnement électromagnétique dans les câbles en faisceaux à basse tension

B. Benazza¹, A. Bendaoud¹, H. Slimani¹, F. Benhamida¹, H. Miloudi¹, A. Tilmatine¹

¹Laboratoire IRECOM, Université Djilali Liabès
Sidi Bel Abbès 22000, Algeria

heureuxboss123@yahoo.fr, babdelber22@yahoo.fr

Résumé— Pour décider d'un schéma de câblage, le concepteur doit avoir à sa disposition des outils de prédiction fiables, rapides et souples d'utilisation. Les questions auxquelles doit répondre l'ingénieur de conception sont :

- Où placer le câblage ?

- Comment le faire cheminer ?

Des réponses à ces questions dépendent les couplages électromagnétiques. Et de ces questions simples découle alors une autre question importante:

- Comment caractériser un fil en fonction de son emplacement ?

Il est possible de caractériser le fil par les dimensions et la forme de sa section, par son matériau et sa longueur. L'emplacement est, quant à lui, caractérisé par l'écartement vis-à-vis des autres fils, une hauteur par rapport à la masse, ainsi que la manière dont le fil y est fixé. Nous verrons que les faisceaux peuvent regrouper un grand nombre de signaux différents. Les moyens de propagation d'une perturbation d'un fil à l'autre sont multiples et les risques qui en découlent sont nombreux. Il devient alors primordial de bien maîtriser les couplages entre fils quels que soient la topologie et l'emplacement du faisceau. Ce présent travail traite le comportement électromagnétique pour ce type de câble.

Mots clés – Compatibilité Electromagnétique, Modélisation, câbles en faisceaux, couplage électromagnétique.

I. INTRODUCTION

Cette étude se porte essentiellement sur le comportement électromagnétique d'un ou deux fils au-dessus d'un plan de masse. Le résultat attendu est l'établissement d'un schéma équivalent des câbles et du plan de masse. Nous devons donc avoir les moyens d'effectuer des simulations de ce type de faisceau. L'outil de simulation utilisé doit permettre de s'interfacer avec des logiciels de simulation électrique afin de se connecter aux modèles existants [1].

Enfin, il s'agit de pouvoir estimer rapidement les conséquences d'un changement de topologie du faisceau de câble. Une simulation très rapide doit pouvoir nous permettre d'essayer de nombreux cas différents, ce qui permettra d'en déduire des règles de conception des câblages. La grande diversité des fils constituant le bus barre en termes de forme et de disposition fait l'objet de nombreuses discussions.

La hauteur, l'écartement et la forme des fils sont autant de sujets qui demanderaient la réalisation d'un prototype pour en tester l'impact.

II. CÂBLES UTILISÉS ET ARCHITECTURE

A. Section

Dans le domaine de la basse tension nous avons fréquemment affaire à des sections de câble compris entre 0,15 mm² à 200 mm². Mais la diversité des consommateurs impose toute la gamme de tailles entre les deux extrêmes précédemment cités. Afin de faire une étude aussi exhaustive que possible nous allons considérer des tailles de câble d'une section allant de 0,2mm² et 176mm² (respectivement de 0,5mm à 15mm de diamètre). L'épaisseur de l'isolant utilisé pour le câblage est variable selon le courant maximum et la section du fil [1]. Les contraintes de cet isolant sont multiples, telles que la résistance au feu, à la torsion, au frottement et bien sur diélectrique.

B. Distance vis-à-vis de la masse

Les fils sont assemblés en faisceaux à l'aide de différentes techniques, comme un recouvrement par un tissu ou par un revêtement autocollant ou encore l'utilisation d'un tube en PVC annelé ouvert. Ces faisceaux sont attachés à la masse à l'aide de clips plastiques ou métalliques. Ces méthodes de mise en faisceaux augmentent la distance minimale d'un fil vis-à-vis de la masse. Cette distance vis-à-vis de la masse doit être encore augmentée pour les fils de grosse section qui nécessitent généralement une fixation plus robuste et généralement plus épaisse [1].

C. Disposition

Le faisceau est le regroupement de tous les fils allant dans la même direction. Il n'y a aucune raison que tous ces fils aient la même fonction, ni la même section. Cependant les contraintes physiques obligent le faisceau à être le plus petit possible car il va réduire l'espace entre conducteurs au strict minimum. Dans le cas d'un faisceau de 7 fils de même taille, la configuration qui permet la plus petite section du faisceau est celle représentée à la Fig. 1

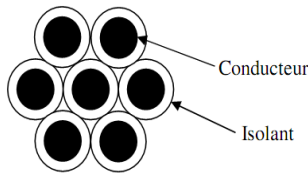


Fig. 1. Faisceau de 7 fils

III. LIAISONS DE MASSE

La Fig. 2 montre une connexion d'un fil à la masse par goujon. Ce type de connexion est relativement courant dans les applications industrielles [1].

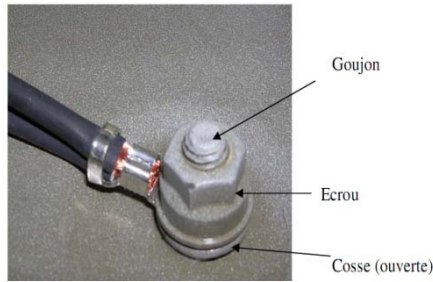


Fig. 2. Connexion de masse sur goujon

A. Liaison masse /goujon

Il peut exister plusieurs moyens de solidariser la masse avec le goujon. Les plus simples sont l'emboutissage et la soudure. L'emboutissage consiste à insérer de force un goujon dans une ouverture de plus petite dimension que sa propre taille. La soudure consiste à positionner le goujon à l'endroit souhaité, puis de faire passer un courant très élevé entre celui-ci et l'endroit où il doit être fixé. Ce courant traverse alors toutes les résistances de contact présentes entre le goujon et la masse. Comme ces résistances peuvent atteindre et dépasser le milliohm, elles génèrent suffisamment de puissance instantanée pour provoquer la fusion du point de contact. Ce point de contact en fusion présente une impédance supérieure aux points contacts alentours, ces derniers se voient traverser à leur tour par le courant très élevé [1].

B. Liaison goujon / cosse

Le goujon permet de plaquer, par l'action d'un écrou, une rondelle et une cosse ouverte ou fermée selon les besoins du montage. Cette cosse étamée est généralement en laiton ou en acier. L'étamage contribue à réduire la résistance de contact existant entre la cosse et le plan de masse [1,2]. Pour les fréquences plus élevées, le courant a tendance à rester à la surface et parcourt le chemin le plus simple comme le montre la Fig. 3.

C. Liaison cosse / fil

Deux cas de figure peuvent se présenter selon la puissance exigée par la liaison. Le cas le plus simple est un sertissage classique (Fig. 4). Cette liaison permet de véhiculer des courants faibles de quelques ampères au maximum.

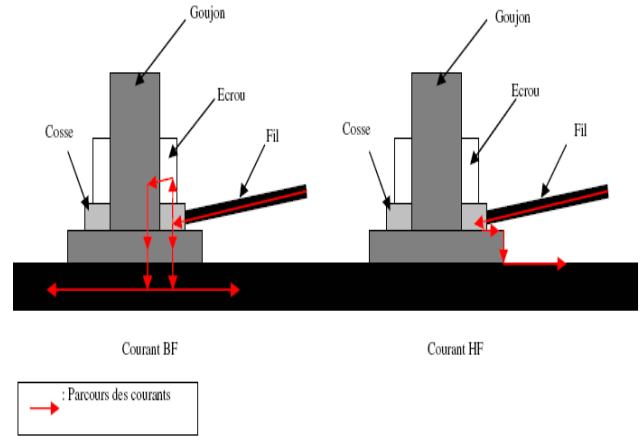


Fig. 3. Courant au niveau des goujons



Fig. 4. Position de la soudure sur cosse

IV. LES COUPLAGES ENTRE FILS

A. Couplages capacitifs

Un faisceau présent est constitué d'un nombre plus ou moins important de fils parallèles. Dans le cas d'un couplage simple entre deux fils (Fig. 5), la valeur de la capacité linéique de couplage peut être exprimée à l'aide de l'équation (1)

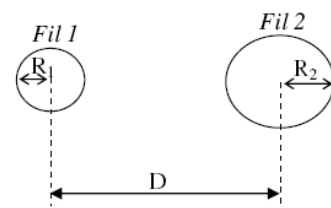


Fig. 5. Couplage capacitif entre deux fils

$$C/l = \frac{2\pi\epsilon}{\arg \cosh(A)} \quad [\text{F/m}] \quad (1)$$

$$\text{Avec : } A = \frac{D^2 - R_1^2 - R_2^2}{2R_1R_2} \quad (2)$$

R_1 : rayon du premier fil (en m)

R_2 : rayon du second fil (en m)

D : Entraxe des fils (en m)

ϵ : Permittivité du milieu (en F/m)

Dans le cas de fils de même dimension ($R_1=R_2=R$), l'expression (1) se simplifie et devient celle présentée à l'équation (3).

$$C/l = \frac{\pi\epsilon}{\arg \cosh \left(\frac{D}{2R} \right)} \quad [\text{F/m}] \quad (3)$$

De plus, si $D \gg 2R$:

$$C/l = \frac{\pi\epsilon}{\ln \left(\frac{D}{2R} \right)} \quad [\text{F/m}] \quad (4)$$

Ces formules ne sont valables que dans le cas de deux fils simples isolés. En pratique, dans le cas des faisceaux, nous sommes généralement face à un ensemble de fils isolés au-dessus d'un plan de masse [1]. Les formules analytiques se compliquent alors rapidement et ne permettent pas d'effectuer le calcul pour toutes les topologies. Dans le cas de deux fils de même dimension, parallèles et placés au-dessus d'un plan de masse, la capacité linéique entre fils est calculée en utilisant l'expression de l'équation (5) [12]

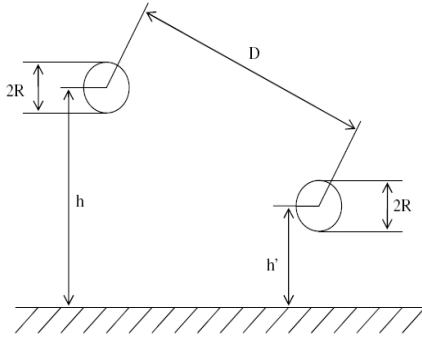


Fig. 6. Présentation de deux fils au-dessus d'un plan de masse

$$C = \pi\epsilon / \ln \left(\frac{D}{R \sqrt{1 + \frac{D^2}{4hh'}}}} \right) \quad [\text{F/m}] \quad (5)$$

Malheureusement, cette formule donne le couplage capacitif entre les fils en intégrant les capacités de fuite à la masse. Si nous supposons les deux fils totalement indépendants, nous avons besoin de connaître la capacité de chaque fil vis-à-vis de la masse ainsi que la capacité de couplage entre ces fils. Nous présentons ici un exemple d'utilisation du logiciel Matlab pour déterminer les couplages entre 7 fils disposés au-dessus d'un plan de masse.

Cette topologie nous permet d'étudier le comportement des capacités entre fils et vis-à-vis du plan de masse. Chacun des 7 conducteurs est de 1 mm de diamètre, le plan de masse est représenté par un trait. La distance minimale entre les fils et le plan de masse est de 9 mm.

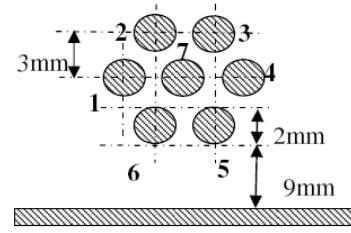


Fig. 7. Simulation d'un groupe de 7 fils

Les valeurs des capacités parasites dans les faisceaux sont généralement comprises entre quelques pF/m et 50 pF/m. La Fig. 8 montre un montage de test simple pour visualiser l'effet d'un couplage capacitif. C_1 tient le rôle du couplage proprement dit.

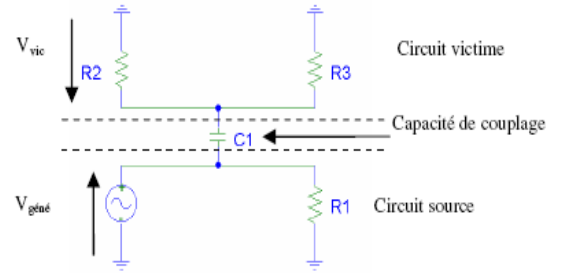


Fig. 8. Couplage capacitif

Dans ce cas, le couplage est donné par le rapport entre la tension du circuit source $V_{\text{géné}}$ et la tension V_{vic} aux bornes de R_2 . En supposant $R_2=R_3=R$, le couplage G_c sera de la forme suivante :

$$G_c = \frac{jRC\omega}{2 + jRC\omega} \quad (6)$$

Cette fonction de transfert est celle d'un passe-haut caractérisé par une fréquence de coupure f donnée par :

$$f = \frac{1}{\pi RC} \quad (7)$$

Les courbes de la Fig. 9 nous présente le couplage capacitif entre deux fils de 1 mm de diamètre ($0,75 \text{ mm}^2$) en fonction de leur distance et leur hauteur par rapport à la masse.

Le couplage capacitif au sein d'un faisceau est relativement faible et ne représente que quelques centaines de picofarads dans le cas de plusieurs mètres de faisceau. La valeur du couplage est d'autant plus faible que les fils sont éloignés à l'intérieur du faisceau, à la condition que les fils intermédiaires soient de faible impédance de terminaison. Il est très intéressant de profiter des fils de faibles impédances, comme les alimentations, en les dispersant le plus possible dans le faisceau pour qu'ils profitent au maximum de fils. Il reste les perturbations transitoires de forte tension. Celles-ci sont généralement causées par l'ouverture de circuits inductifs, elles sont normalement limitées pour tous les appareils présents dans l'industrie.

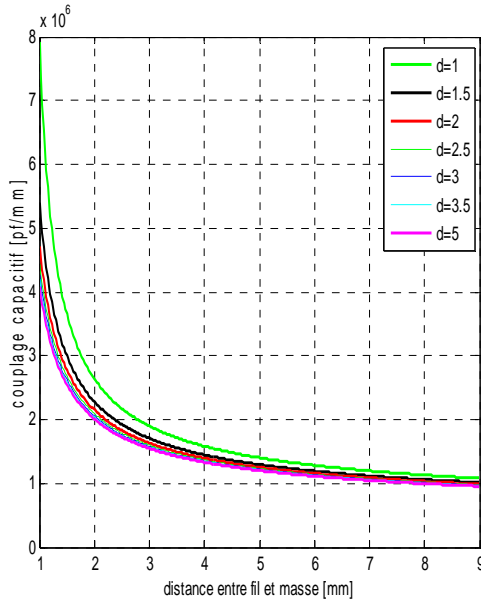


Fig. 9. Couplage capacitif en fonction de la distance entre fils

B. Couplages inductifs

Le couplage inductif intervient lorsque le champ magnétique engendré par un courant circulant dans une boucle génère, dans une autre boucle qu'il traverse, une tension.

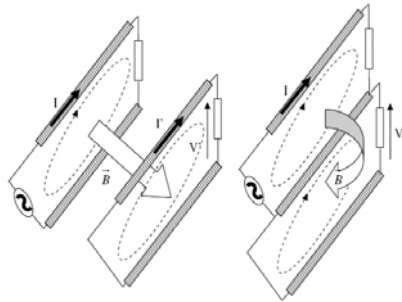


Fig. 10. Couplage inductif

Ces boucles peuvent être produites par des paires de câbles (Fig. 10 à gauche) ou par des câbles et leurs retours par le plan de masse (Fig. 10 à droite). Dans ce dernier cas il est assez difficile de faire la part des choses entre le couplage inductif et le couplage par impédance commune, puisque l'un des conducteurs servant à faire les boucles est commun aux deux circuits.

La formule analytique la plus connue (8) considère que le fil est de très petite dimension devant sa hauteur (Fig. 11). Malheureusement dans le cas d'un faisceau directement posé sur le plan de masse cette hypothèse est rarement valable.

$$L = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln\left(\frac{4h}{d}\right) \quad [\text{H/m}] \quad (8)$$

Une expression plus générale permet d'obtenir l'inductance d'un fil quelconque selon la répartition du courant dans sa section [4] :

- Courant uniforme :

$$L = \frac{\mu_0}{2\pi} \operatorname{argcosh}\left(\frac{2h}{d}\right) \quad [\text{H/m}] \quad (9)$$

- Courant non uniforme :

$$L = \frac{\mu_0}{2\pi} \log \left[\frac{2h}{d} + \sqrt{\left(\frac{2h}{d}\right)^2 - 1} - \left(\frac{d}{4h}\right)^2 + (\dots)^4 \right] \quad [\text{H/m}] \quad (10)$$

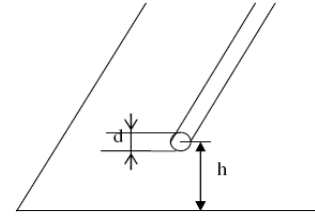


Fig. 11. Inductance d'un fil au dessus d'un plan de masse

Sur la Fig. 12 nous présentons l'évolution de l'inductance linéique d'un fil au-dessus d'un plan de masse en fonction de son diamètre et de sa hauteur vis-à-vis du plan de masse. Nous utilisons la formule de l'équation (9) en considérant un courant uniforme, ce qui explique la limite de la hauteur qui évolue selon le diamètre du fil.

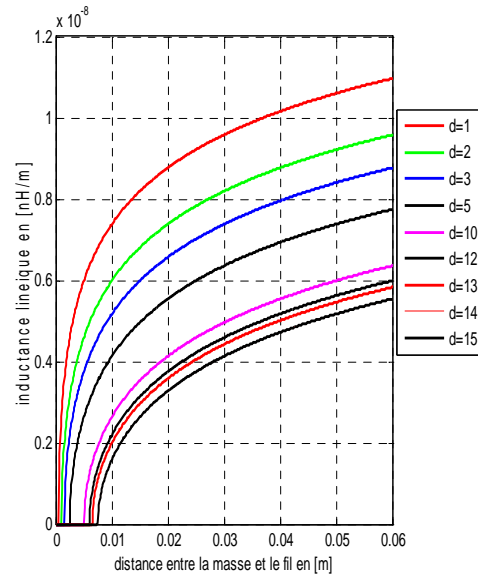


Fig. 12. Couplage inductif en fonction de la distance entre fils

Pour tenir compte de l'inductance mutuelle, nous allons étudier le cas où le couplage inductif semble être le plus élevé. Il s'agit de deux fils présents dans le même faisceau.

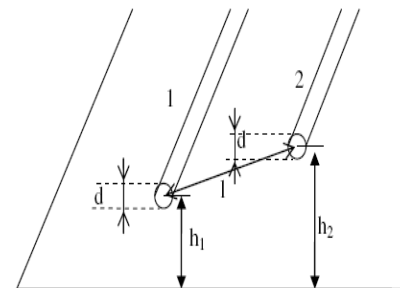


Fig. 13. Disposition de deux fils

$$L_1 = \frac{\mu_o}{2\pi} \ln \left(\frac{4h_1}{d} \right) \quad [\text{H/m}] \quad (11)$$

$$L_2 = \frac{\mu_o}{2\pi} \ln \left(\frac{4h_2}{d} \right) \quad [\text{H/m}] \quad (12)$$

$$L = \frac{\mu_o}{\pi} \ln \left[\frac{2l}{d \sqrt{1 + \frac{l^2}{4h_1 h_2}}} \right] \quad [\text{H/m}] \quad (13)$$

La Fig. 13 permet de comprendre les paramètres utilisés dans les formules de l'équation (11) (12) (13). L_1 et L_2 sont les inductances des fils seuls, L est l'inductance linéique d'un circuit constitué des fils 1, 2, 3 et 4 en considérant les fils 1 et 2 de grande longueur devant les fils 3 et 4. L est également appelée inductance de mode différentiel.

Ainsi $L = L_1 + L_2 - 2M$

M étant l'inductance mutuelle entre les deux fils.

Nous obtenons donc :

$$M = \frac{\mu_o}{4\pi} \ln \left(\frac{4h_1 h_2}{l^2} + 1 \right) \quad [\text{H/m}] \quad (14)$$

Le nombre de paramètres à étudier est trop élevé pour une présentation simple. Nous allons nous placer dans le cas où $h_1 = h_2$. Le graphe de la Fig. 14 nous présente le coefficient de couplage entre deux fils de 1 mm de diamètre ($0,75 \text{ mm}^2$) en fonction de leur hauteur et de leur distance.

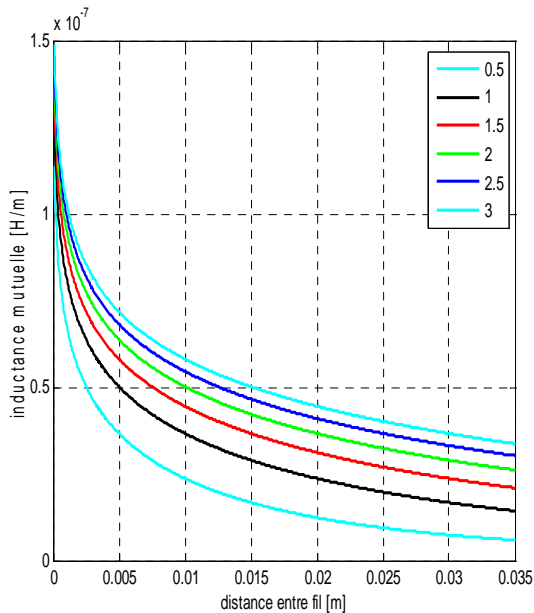


Fig. 14 : Couplage inductif (dû à la mutualité) en fonction de la distance entre fils.

En règle générale, les fils sont placés les uns à côté des autres dans les faisceaux. Nous sommes donc souvent à des distances de l'ordre de 3 mm.

Dans le cas de deux fils identiques, un coefficient de couplage de 100% signifie qu'une différence de potentiel aux

bornes d'un fil se retrouve intégralement sur l'autre fil lorsque celui-ci est en circuit ouvert. L'impédance de terminaison de chaque fil intervient au niveau de ces couplages.

Contrairement aux couplages capacitifs, le couplage inductif est généralement très fort dans les faisceaux. Le coefficient de couplage entre deux fils du même faisceau est généralement proche de 30%. Nous devons donc tenir compte de ce couplage, en déterminer sa valeur et évaluer ses variations en fonction des modifications géométriques du faisceau.

Afin de visualiser l'évolution du couplage entre deux fils en fonction de l'impédance du fil victime nous simulons à l'aide de LTSpice le circuit présenté à la figure 15.

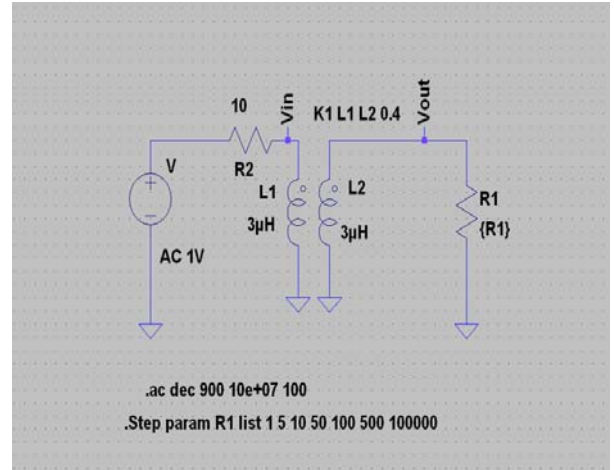


Fig. 15. Couplage entre deux fils

Les figures 16 et 17 présentent le résultat du couplage en fonction de la fréquence selon la résistance de la victime pour un coefficient de couplage de $k=0,4$ ensuite pour $k=0,2$. Dans ces figures, on a représenté le rapport entre la tension aux bornes de la victime par rapport à la source de tension pour différentes résistances ($R_1 = 1 ; 5 ; 10 ; 50 ; 100 ; 500 ; 100000 \Omega$).

Le facteur de couplage influe considérablement malgré qu'il ait une valeur limite à des fréquences différentes. Nous nous apercevons que sur la figure 17 correspondant à un coefficient de couplage de $k=0,2$, les courbes ont des comportements très semblables à un facteur près mais le rapport a diminué par rapport à celles pour $k=0,4$ (Fig. 16).

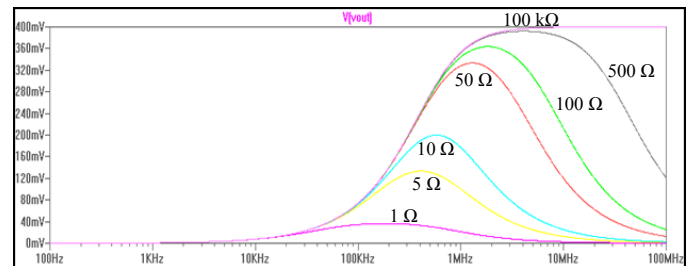
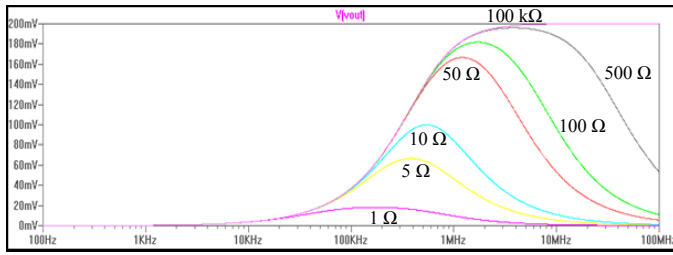


Fig. 16. Couplage entre perturbateur et victime : coefficient $k=0,4$


 Fig. 17. Couplage entre perturbateur et victime : coefficient $k=0,2$

C. Couplages par impédance commune

Le couplage par impédance commune est très courant dans le domaine de basse tension. Comme évoqué précédemment, dans ces conditions, le couplage inductif se superpose obligatoirement au couplage par impédance commune [1].

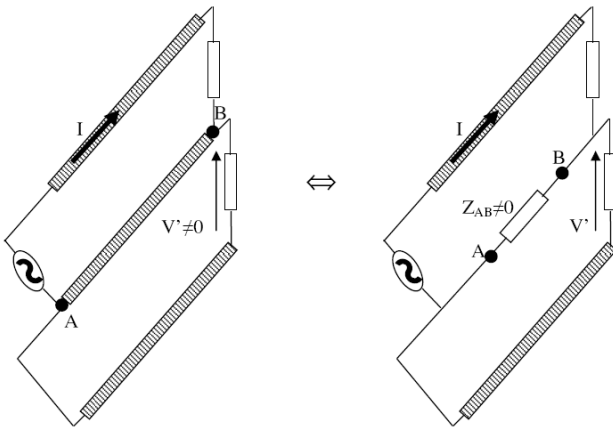


Fig. 18. Impédance commune

La Fig. 18. présente de manière simplifiée le couplage par impédance commune où un circuit génère un courant perturbateur I dans une impédance commune Z_{AB} non nulle. La tension V' aux bornes de la victime est proportionnelle à ces deux valeurs.

Les constructeurs ont déjà réalisé en interne un certain nombre d'études sur les résistances constituant les connexions de masse. Il s'avère que les plus fortes valeurs se situent au niveau des contacts entre les différents éléments. Les résistances des contacts sont généralement de l'ordre du milliohm et que leur réduction passe par la modification des surfaces mises en contact, de la force d'écrasement ainsi que de la dureté et de la conductivité des matériaux.

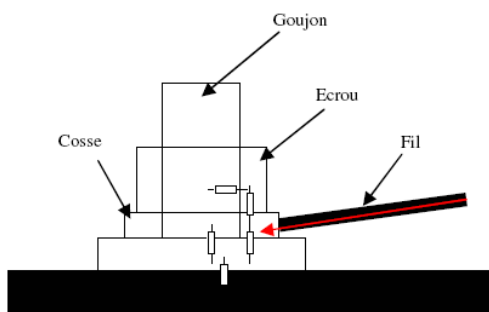


Fig. 19. Exemple de connexion

Dans l'exemple de la Fig. 19, nous voyons que la résistance entre le fil et le plan de masse est constituée d'un ensemble de résistances de contact en série. Ce qui n'était qu'un couplage inductif (parfois fort) devient un couplage par impédance commune. Nous retrouvons la nécessité de calculer dans tous les cas les inductances des fils au-dessus du plan de masse. Donc, l'impédance de ce couplage est en majorité constituée des inductances dont nous avons déjà parlé précédemment. L'ajout des résistances de contact présentes au niveau des goujons peut permettre d'améliorer le modèle.

V. CONCLUSION

Nous avons étudié les différents types de couplages existants. Nous constatons que le couplage capacitif nous provoque des capacités de faibles valeurs (quelques pF/m) dans la plage de petites fréquences.

En ce qui concerne les inductances, nous voyons que leurs influences sont multiples, autant sur les couplages entre fils que sur les valeurs des impédances communes. La connaissance des différentes valeurs d'inductances propre et mutuelle est prépondérante pour répondre à la demande qui est la connaissance de la transmission des parasites basses fréquences.

VI. REFERENCES

- [1] F. DUVAL : « gestion du cablage des masses électriques dans un véhicule automobile application c.e.m » 2007.
- [2] J.D. LAVERS, R.S. TIMSIT, « Constriction resistance at high signal frequency » IEEE Transactions on Packaging Technologies, Volume 25, Issue 3, Sep 2002 Page(s): 446 – 452
- [3] E.DURAND, Electrostatique et magnétostatique Ed. Masson & Cie
- [4] F.B.J. LEFERINK, « Inductance calculations; methods and equations » IEEE International Symposium on Electromagnetic Compatibility, 1995. Symposium Record. 1995 Issue , 14-18 Aug 1995 Page(s):16 – 22
- [5] M. NAKHLA et R. ACHAR : « Fundamentals of Multiconductor Transmission Line Analysis » (ISBN 0-9731047-2-4; First Edition: May 1, 2002; Omniz Global Knowledge Corporation)
- [6] N.Idir. R.Bausière, J.J.Franchand « identification des chemins de propagation des courants perturbateurs dans un variateur électronique de vitesse » CEM 2004
- [7] G. Gay .A. Riboulot .A. guignabel « les perturbations électromagnétique basse et haute fréquence ». Intersections documentation le magazine Schneider électrique de l'enseignement Technologique et professionnel. Juin 2000
- [8] [3] V. Costa, S. Caniggia, L. Catello, "On the Computation of Electromagnetic Field Components From a Transmission Line: Theory and Application", IEEE, 1990.
- [9] C. Gary, "Approche Complète de la propagation Multifilaire en Haute Fréquence par Utilisation des Matrices Complexes", EDF Bulletin de la Direction des Etudes et Recherches, série BN° ¾, pp. 5-20, 1976.
- [10] R. S. Shi, "Rayonnement Electromagnétique des Réseaux Electriques à Topologie Complexe", Thèse de Doctorat de l'INPG. Grenoble 1992.
- [11] F. Issa, M. Rick, M. Senesi and E. Marthe, "Power line communication using medium voltage networks", Proc. GCC
- [12] J. Newbury and J. Yazdani, "From narrow to broadband communications using the low voltage power distribution network", International Symposium on PLC and its applications, pp. 120-124, Kyoto, Japan, 2003.
- [13] J. A. Brandão Faria, "Multiconductor transmission-line structures", Wiley Interscience, 1993.
- [14] C. R. Paul, "Analysis of multiconductor transmission lines", Wiley Interscience, 1994.

Etude d'un poste de transformation HTA/BT de distribution d'énergie électrique

¹I.S.Brahmi, ²M.Brahmi, ²K.Nassour, ¹A.Larabi, ²A.Tilmatine,

¹Société de Distribution de l'ouest SDO, Sonelgaz, Tlemcen

²Laboratoire Intelligent Control and Power Electrical Systems, UDL, Sidi Bel Abbès

E-mail: mbrahmi@yahoo.com

Abstract— The main objective of this paper is to make a thorough study on a transformer HV / LV distribution of clean energy.

This study is to find solution for the problem of voltage drop, phase unbalance and overload.

For application we studies the post office of the city of the oliviers located at the northern part of the town of Tlemcen

Résumé— L'objectif principal de cet article est de faire une étude approfondie sur un poste de transformation HTA/BT pur la distribution de l'énergie électrique. Cette étude consiste à trouver des solutions pour les problèmes de la chute de tension, le déséquilibre des phases et les surcharges sur une durée de cinq ans. A titre d'application on étudie le poste de la cité des oliviers situé à la partie nord de la ville de Tlemcen

Mots clés— réseau de distribution, postes HTA/BT, chute de tension, déséquilibre des phases, surcharges.

Plusieurs fusibles de calibre 150A ont été remplacés dans ce poste dans des périodes différentes ; comme montré dans le tableau ci-dessous.

Tableau 1. Historique du poste [1]

Date	Nature d'intervention
28 /03/09	Chute de tension $V_{ph1}=200V, V_{ph2}=201V, V_{ph3}=193V.$
22/07/09	Changement fusible 150 A
17/08/09	Chute de tension $V_{ph1}=180V, V_{ph2}=183V, V_{ph3}=197V.$
19/08/09	Changement fusible 150 A
21/08/09	Changement fusible 150 A
24/08/09	Chute de tension $V_{ph1}=158V, V_{ph2}=196V, V_{ph3}=198V.$
21/08/09	Coupure à cause de la fraude
17/12/09	Changement fusible 150A

I. INTRODUCTION

Le problème d'avarie des transformateurs destinés à la distribution devient important et surtout dans des périodes de haute température. Pour cela il est indispensable que des études doivent être faites pour améliorer la qualité d'énergie distribuée et satisfaire les clients [2].

Le poste 6071 en question est un poste maçonné de type OUVERT avec un transformateur de puissance 250kVA et un TBT 400A comptant 03 départs alimentant environ 150 abonnés [1-3].

Les calculs vont être simulés à l'aide d'un logiciel appelé C.A.R.A.T.

C.A.R.A.T est un programme de calcul des réseaux qui permet d'aboutir à des résultats précis; de chutes de tension, des puissances et de charges facilement et rapidement.

Il exécute certaines données d'un réseau quelconque qui seront transmises suivant quatre cartes : titre, paramètres, branche et charge.

II. HISTORIQUE DU POSTE HTA/BT 6071

Le poste a été mis en service en 1974 alimentant le quartier des oliviers à Tlemcen.

Ce quartier était alimenté en énergie électrique par un réseau classique, puis a été rénové par un câble torsadé en décembre 2009 [1].

Plusieurs réclamations de chute de tension ont été faites par les abonnés situés au bout du réseau.

III. REPRESENTATION DU POSTE

a- Caractéristiques :

Tableau 2. Caractéristiques du poste [4]

N° poste	Puissance	branchements	
		2 fils	4 fils
6071	250 KVA	46	106

b- Mesures instantanées effectuées en mois d'avril à 21 H

Poste	I_{neutre}	$I_1(A)$	$I_2(A)$	$I_3(A)$	$I_{moy}(A)$
transformateur	78	342	351	348	347
Départ 01	21	95	107	103	102
Départ 02	76	136	134	184	151.3
Départ 03	19	51	64	55	57

Schéma squelette du poste :

- Longueur du départ 1 : 0.672 km alimente 35 abonnés.
- L Longueur du départ 2 : 1.337 km alimente 85 abonnés.
- L Longueur du départ 3 : 0.175 km alimente 32 abonnés.

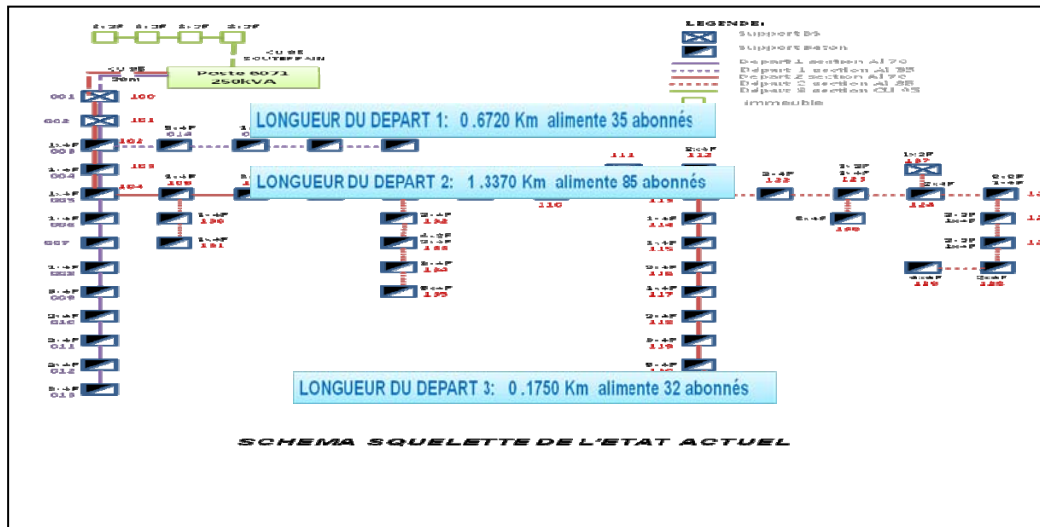
IV. CALCUL ELECTRIQUE DE L'ETAT ACTUEL DU POSTE

• **Hypothèses à suivre [5] :**

- Taux d'utilisation : $50\% < K < 80\%$
- Taux de déséquilibre admis : 15%.

- Chute de tension admise : 5%.
- Tension nominale : 400V.

Figure 1. Etat actuel du poste [1]



a- Transformateur :

Coefficient d'utilisation [4] :

$$K_{uti} = I_{moy} / I_n = (347/361) \times 100 = 96\% \quad (1)$$

$I_{n \text{ transfo}} = 361A$ (plaque signalétique).

La charge évolue, pendant les heures de pointes en été, en moyenne de 20% donc le coefficient d'utilisation dans cette période sera :

$$K'_{uti} = K_{uti} + 20\%K_{uti} = 96(1+0.2) = 115\%. \quad (2)$$

Avec le nouveau calcul de K_{uti} , on remarque que le poste 6071 rencontre un réel problème de surcharge du transformateur qui se pose notamment en été.

Remarque :

Un transformateur surchargé est un transformateur qui peut débiter plus que son courant nominal, tant que le point le plus chaud de ses enroulements ne dépasse pas les 120°C, au-delà, les matériaux isolants se dégradent et le vieillissement du transformateur s'accélère rapidement.

b- Calcul du déséquilibre des phases [5] :

Tableau 4. Déséquilibre des phases

POSTE	I_{neutre} (A)	I_1 (A)	I_2 (A)	I_3 (A)	I_{moy}	TD % Coefficient de déséquilibre
Transfor mateur	78	342	351	348	347	1.44
Départ 1	21	95	107	103	102	6.86
Départ 2	76	136	134	184	151.3	21.6
Départ 3	19	51	64	55	57	12.28

Exemple de calcul (phase 3 ; départ 2) :

$$TD (\%) = \max [(I_{moy} - I_{(Ph1, Ph 2, Ph 3)}) / I_{moy}] \times 100. \quad (3)$$

$$TD (\%) = [(184 - 151,3) / 151,3] \times 100 = 21,6\%.$$

On constate que le coefficient de déséquilibre dépasse la valeur inscrite dans le guide technique 15% et cela sur la phase 3 du départ 2.

En général, on opère pour ce genre de contraintes, lorsqu'une analyse des mesures est effectuée par l'exploitant.

-Puisque la valeur du déséquilibre dépasse les 15% (21.6% sur la phase 3 du départ 2), nous sommes dans l'obligation d'effectuer une étude qui permet de déterminer le nombre d'abonnés à transférer sur les phases 1 et 2.

Par contre, si les valeurs sont légèrement inférieures à 15% (le cas des phases 1 et 2 du départ 3), on doit donner des instructions à l'exploitant d'éviter le raccordement des nouveaux abonnés sur ces deux phases.

C- Liaison transformateur - Tableau BT :

■ Calcul de l'intensité admissible dans le conducteur de liaison [4]:

$$S = 240 \text{ mm}^2.$$

$$I_{adm} = K \cdot S^{0.6}. \quad (5)$$

avec $K=18$ (fonction du nombre d'abonnés).

$$\text{Donc } I_{adm} = 18 \cdot 240^{0.6} = 482,4A.$$

■ Calcul de la capacité de la liaison [4-5]:

$$K_{uti} = I_{moy} / I_{adm} = (347/482,4) \times 100 = 72\%. \quad (6)$$

Quand le transformateur débite à 100% alors :

$$K_{uti} = I_n / I_{adm} = (361/482,4) \times 100 = 74,8\%.$$

Quand le transformateur débite à 115% alors :

$$K_{uti} = I_{surcharge} / I_{adm} = (415,2/482,4) \times 100 = 86\%.$$

$$I (\text{débit de 115\%}) = (361 \cdot 115) / 100 = 415,15A.$$

Donc la section de la liaison transformateur- TBT est bien dimensionnée.

D- Tableau BT :

Calibre du tableau de distribution = 400A.

$$K_{uti} = I_{moy} / I_{N(TBT)} = (347/400) \times 100 = 86,75\%.$$

Quand le transformateur débite à 100% alors :

$$K_{uti} = I_n / I_{adm} = (361/400) \times 100 = 90\%.$$

Quand le transformateur débite à 115% alors :

$$K_{uti} = I_{surcharge} / I_{adm} = (415,2/400) \times 100 = 104\%.$$

E - Câble d'émergence :

$$S = 95 \text{ mm}^2.$$

On prend $K=22$ (fonction du nombre d'abonnés).

$$I_{adm} = K \cdot S^{0.6} = 22 \cdot 95^{0.6} = 338,1A.$$

$I_{adm} = 338,1A$.

Le câble d'émergence de 95mm² de section est sous utilisé (pour les trois départs $K_{uti} \% < 50\%$).

Tableau 5. Câble d'émergence.

poste	I_{neutr}	I_1	I_2	I_3	I_{moy}	K_{uti}
Départ 1	21	95	107	103	102	30.2
Départ 2	76	136	134	184	151.2	45
Départ 3	19	51	64	55	57	15

F- Calcul du taux d'évolution de la charge [1] :

Dans la cité des oliviers, le taux d'évolution est calculé à partir des nouveaux abonnés par année :

En 2007 ; on avait 8 nouveaux branchements.

En 2008 ; on avait 6 nouveaux branchements.

En 2009 ; on avait 8 nouveaux branchements.

Ce qui donne une moyenne de 7.33

Nombre d'abonnés total en 2010 : 152 abonnés

Le taux d'évolution de la charge

$T\% = (7.33 * 100) / 152 = 4.82$. (7)

On prend : le taux d'évolution de la charge = 5%

G- répartition des charges sur chaque support par départ :

Après une simulation sur le logiciel CARAT, nous avons obtenu les résultats suivants :

- **Départ 1:** longueur de départ : 0.6720 km

Tableau 6. Chute de tension : départ 01.

N° DE SUPPORT	Courant (A)	Tension (V)	ΔV (%)	PERTES (kW)
S1	102	399	0.21	0.14
S2	102	396	0.97	0.54
S3	96	394	1.58	0.41
S4	67	392	2.11	0.25
S5	64	389	2.74	0.28
S6	58	387	3.22	0.20
S7	50	386	3.58	0.12
S8	47	384	4.03	0.15
S9	35	282	4.38	0.09
S10	26	382	4.58	0.04
S11	20	381	4.80	0.03
S12	15	380	5.04	0.02
S13	9	380	5.04	0.01
S14	26	392	1.94	0.07
S15	12	391	2.14	0.02
S16	9	391	2.14	0.01
S17	6	391	2.14	00

- **Départ 2 :** longueur de départ : 1.3370 km

▪ **Tableau 7.** Chute de tension : départ 02.

N° DE SUPPORT	Courant (A)	Tension (V)	ΔV (%)	PERTE S (kW)
S100	151	399	0.31	0.30
S101	151	394	1.44	1.20

S102	151	390	2.40	1.02
S103	151	386	3.59	1.26
S104	151	382	4.53	0.99
S105	149	378	5.54	1.06
S106	143	374	6.61	1.07
S107	137	370	7.51	0.87
S108	135	366	8.49	0.93
S109	103	363	9.17	0.49
S110	99	361	9.81	0.44
S111	95	357	10.66	0.57
S112	95	354	11.53	0.58
S113	91	351	12.21	0.44
S114	44	350	12.49	0.09
S115	42	349	12.79	0.09
S116	40	347	13.14	0.10
S117	36	346	13.48	009
S118	34	345	13.79	0.07
S119	30	344	13.6	0.06
S120	24	343	14.32	0.04
S121	14	342	14.48	0.02
S122	43	348	12.97	0.24
S123	39	346	13.62	0.19
S124	27	344	13.95	0.06
S125	22	343	14.22	0.04
S126	19	342	14.46	0.03
S127	15	341	14.64	0.02
S128	12	341	14.64	0.01
S129	8	340	14.92	0.01
S130	4	378	5.59	00
S131	2	378	5.59	00
S132	28	365	8.80	0.06
S133	24	363	9.18	0.07
S134	16	362	9.40	0.03
S135	10	362	9.40	0.01
S136	10	345	13.72	0.01
S137	1	344	13.96	00

- **Départ 3 :** longueur de départ : 0.175 Km

Tableau 8. Chute de tension : départ 03.

N° DE SUPPORT	Courant (A)	Tension (V)	ΔV (%)	PERTES (kW)
S200	57	399	0.24	0.08
S201	43	398	0.43	0.05
S202	29	398	0.43	0.02
S203	14	397	0.63	0.01

H- Evolution des charges et des tensions :

Après une simulation sur le logiciel CARAT, nous avons obtenu les résultats suivants :

▪ **Départ 1 :****Tableau 9.** Evolution des charges : départ 01.

Année 2010		Année 2015	
SUPPORT	ΔV%	SUPPORT	ΔV%
S08	4.03	S08	5.15
S09	4.38	S09	5.59
S10	4.58	S10	5.85
S11	4.80	S11	6.13
S12	4.95	S12	6.32
S13	5.03	S13	6.43

▪ **Départ 2 :****Tableau 10.** Evolution des charges : départ 02.

Année 2010		Année 2015		Année 2015	
SUPP	ΔV%	SUPP	ΔV%	SUPP	ΔV%
S111	10.66	S101	1.84	S111	13.60
S112	11.53	S102	3.07	S112	14.71
S113	12.21	S103	4.59	S113	15.58
S114	12.49	S104	5.78	S114	15.94
S115	12.79	S105	7.07	S115	16.33
S116	13.14	S106	8.43	S116	16.77
S117	13.48	S107	9.59	S117	17.20
S118	13.79	S108	10.84	S118	17.60
S119	14.05	S109	11.71	S119	17.93
S120	14.32	S110	12.52	S120	18.27
S121	14.48	S132	11.24	S121	18.49
S122	12.97	S133	11.71	S122	16.55
S123	13.62	S134	12.00	S123	17.39
S124	13.95	S135	12.15	S124	17.81
S125	14.22	S130	7.13	S125	18.14
S126	14.46	S131	7.16	S126	18.46
S127	14.64			S127	18.69
S128	14.79			S128	18.87
S129	14.92			S129	19.04
S137	13.96			S137	17.82
S136	13.72			S136	17.51

Départ 3 :**Tableau 11.** Evolution des charges : départ 03.

Année 2010		Année 2015	
SUPPORT	ΔV%	SUPPORT	ΔV%
S200	0.24	S200	0.30
S201	0.43	S201	0.55
S202	0.57	S202	0.72
S203	0.63	S203	0.81

V. ANALYSE DES RESULTATS

Le départ: 03 ne présente aucune chute de tension;

Le départ: 01 présente une légère chute de tension majorée à 6.43% au support N°13;

Par contre cette dernière est présente d'une façon remarquable au départ 02 (19.04% au support 129), elle évolue d'une année à l'autre; cela est due à l'évolution de la charge (accroissement en profondeur par augmentation de la demande en énergie électrique et accroissement en surface par les nouveaux raccordements) d'une part, et du dépassement de la capacité du conducteur en 2015 aux supports 101 ; 102 et 103 ;104 ; 105 ;106 ;107 ;108 et de la longueur excessive de ce départ (rayon d'action) annexe 05, d'autre part.

Donc la recherche de solution se base sur :

- Equilibrer les phases.
- Diminuer la longueur des départs.
- Trouver une puissance supplémentaire à injecter sur le réseau.
- Augmenter la capacité des conducteurs en augmentant les sections.

VI. SOLUTIONS PROPOSEES**Solutions technico-économiques:****1- Première variante :**

➤ Tout d'abord il faut équilibrer le départ n°02 (déséquilibre sur la phase 03 qui atteint 21.6%) ;

Calcul du nombre d'abonnés qu'il faut balancer sur les autres phases :

$$I_1 = 136A; I_2 = 134A; I_3 = 184A$$

Pour avoir un départ équilibré; il faut transiter le même courant dans chaque phase ($I_{moy} = 151.3A$).

Donc la puissance des abonnés qu'on doit balancer sur les autres phases :

$$P_{app} = (I_3 - I_{moy}) * 1.732 * U * 10^{-3} = (184 - 151.3) * 1.732 * 400 * 10^{-3} = 22.655 \text{ kVA.} \quad (8)$$

Nombre d'abonnés équivalent en 4 fils = $P_{app} / P_{S(\text{départ } 02)} = 22.655 / 1.3852 = 16$ abonnés (consommateurs en triphasé).

➤ Le poste maçonné 6120 (250 kVA) étant chargé à 60%, il ya une réserve de 100 kVA.

- **Coût d'investissement pour la 1^{ère} variante [6-7] :**

- Prix de 02 support béton = $2 * 50 = 100$ kDA.

- Prix des câbles qu'on doit ajouter

$$= 340 \text{ ML} * 0.56 = 190.4 \text{ kDA.}$$

- Prix des câbles de renforcement de section (en 70mm²)

$$= 340 * 0.56 = 190.4 \text{ kDA}$$

- **Coût d'investissement = 480.8 kDA.**

Le poste 6061 (400 kVA) étant saturé, on balance le 1/4 de la charge (100 kVA) sur le poste 6120; cette nouvelle réserve sera utilisée pour alimenter les abonnés situés au bout du réseau du poste 6071 (départ 02).

Pour diminuer encore la chute de tension, on propose un renforcement de la capacité du conducteur c'est-à-dire là où on a une section de 35mm² on la remplace par 70 mm².

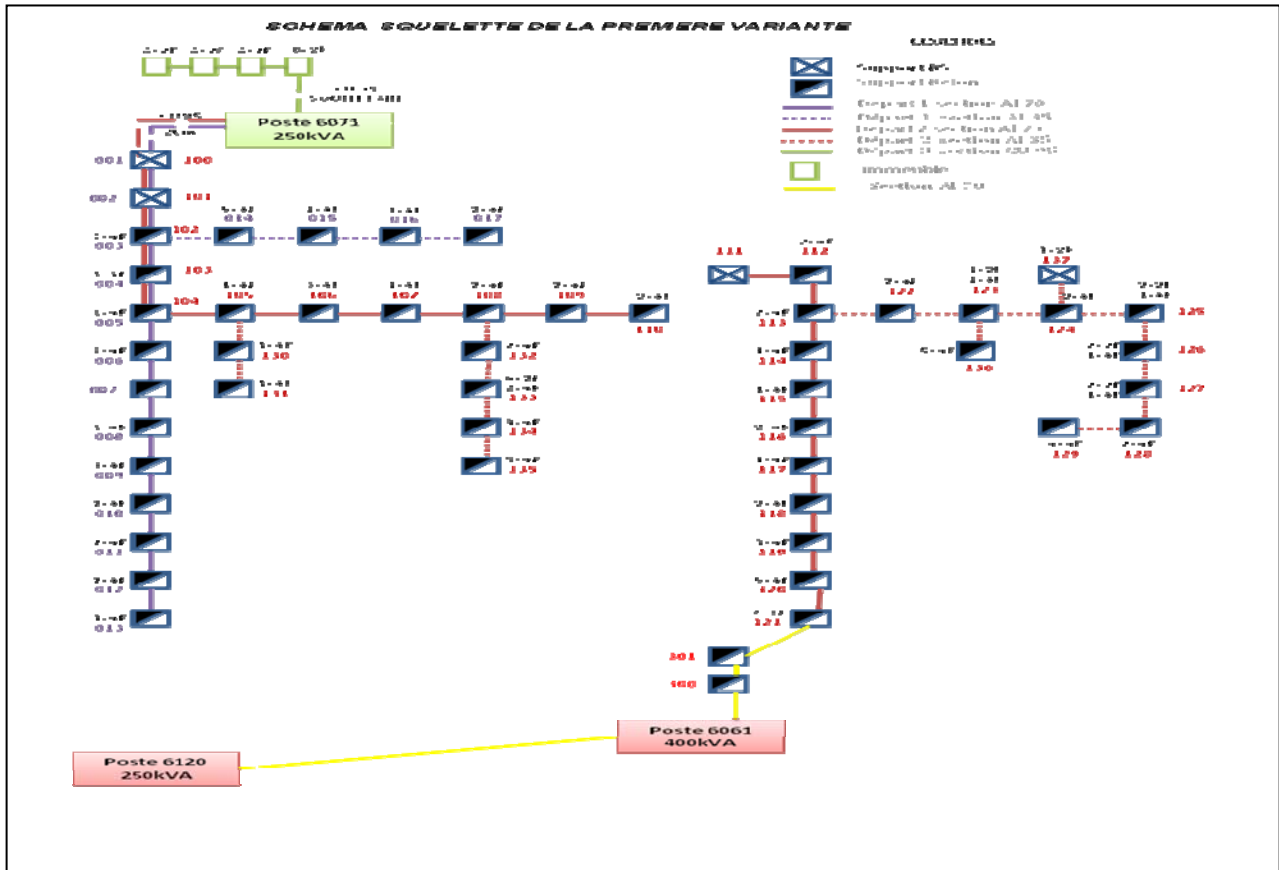


Figure 2. Première variante [1]

2- Deuxième variante :

Vue l'amélioration du niveau de vie des ménages (climatisation, pompe à eau, téléviseurs électroménagers...etc.), la demande des consommateurs en énergie électrique devient de plus en plus importante.

Un transformateur de 400 kVA ne suffit pas donc on a le choix entre 630 kVA ou bien au minimum 2x250 kVA.

Vue l'espace qui existe au poste 6071 ; On peut ajouter un transformateur de 250 kVA avec son équipement MT/BT.

Les charges du poste 6071 seront réparties sur les 2 transformateurs d'une manière équitable (75 abonnés par transfo).

A partir du transfo N°2, on prend 3 faisceaux en torsadé de section 70mm² comme montré sur la figure de la variante 02. Un départ est réservé pour l'éclairage public.

Coût d'investissement pour la 2^{ème} variante :

Équipement d'un poste maçonné: 2500 kDA

Prix d'un support BS=70 kDA.

Prix des câbles qu'on doit ajouter= $3 \times 100 \times 0.56 = 168$ kDA.

Coût d'investissement= 2738 kDA.

Avec cette proposition, on peut résoudre le problème de la chute de tension pour un terme de 10 ans.

Donc en ajoutant un transformateur de 250 kVA et en découpant le réseau en 06 départs de charge presque égales et de rayon d'action le moins long possible, et les deux autres départs sont sacrifiés pour alimenter la cité en éclairage public (2*3 phases) donc chaque phase alimente un départ; dans ce cas là; le problème de la chute de tension peut être résolu.

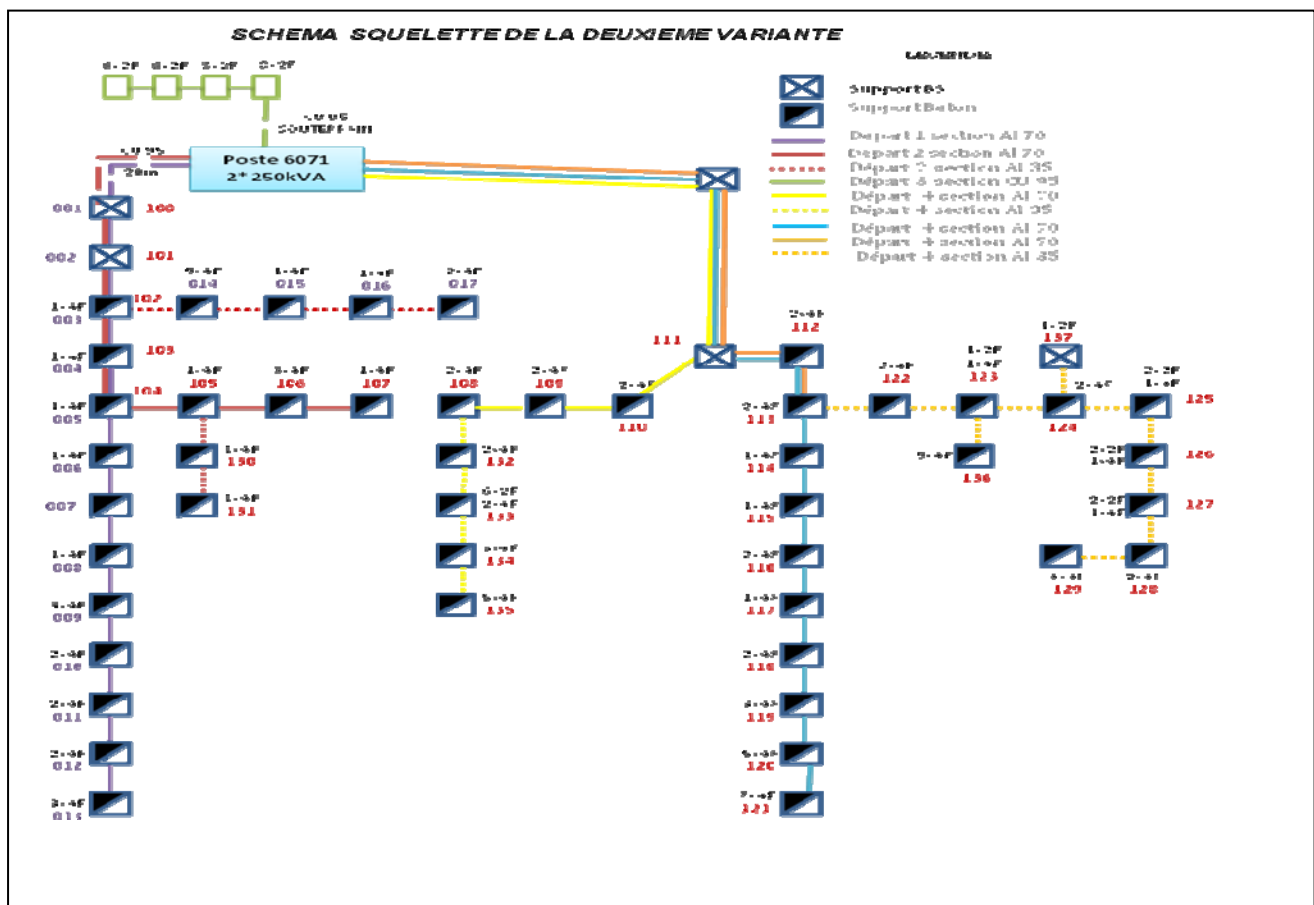
V.II ETUDE COMPARATIVE

Solution	ΔV max (%) état actuel	ΔV max (%) 2010	ΔV max (%) 2015	Coût d'investissement
1 ^{ère} variante	2010 S 13 : 5.03 S 129 : 14.92	S 13 : 5.03 S 129 : 9.06	S 13 : 6.43 S 129 : 11.56	480.8 kDA
2 ^{ème} variante	2015 S 13 : 6.43 S 129 : 19.04	S 13 : 4.62 S 129 : 4.25	S 13 : 5.9 S 129 : 5.43	2738 kDA

VIII. CONCLUSION :

L'étude des problèmes de distribution en énergie électrique existant dans la cité des oliviers à Tlemcen ville (chute de tension, déséquilibre, dépassement de capacité des conducteurs et la surcharge du transformateur) nous ont obligé de mettre en proposition plusieurs solutions pour remédier à tous ces problèmes afin de satisfaire nos abonnés basse tension, en énergie électrique dont ils ont besoin.

Figure 3. Deuxième variante [1]



Pour cela deux variantes ont été envisagées :

1-Balancement d'une partie de la charge 100 kVA du poste 6068 au poste 6120. Ce balancement permet de récupérer une puissance de réserve et de la raccorder à ces abonnés ayant une chute de tension au poste 6071, et le renforcement de la capacité des conducteurs pour ces mêmes abonnés. Tout cela a permis de diminuer la chute de tension sur un terme de cinq ans pour un coût total de 480.8 kDA.

2-La 2^{ème} solution consiste au dédoublement du transformateur 250 kVA du poste 6071 et la prise en charge de la moitié des abonnés par ce transformateur. Cette proposition permet d'éliminer la chute de tension sur un terme de cinq ans et de la diminuer sur un terme de dix ans, pour un coût d'investissement de 2.738 kDA.

L'étude technico économique de ces 2 variantes nous permet de retenir la proposition 02 car c'est celle qui permet d'avoir le meilleur résultat vu l'élimination de la chute de tension sur un terme de cinq ans même si elle est couteuse ; mais la qualité du résultat (fournir une énergie électrique de meilleur qualité) vaut le prix.

REFERENCES

- [1] I.S.Bousmaha . Étude des postes basse tension : poste 6071, ETB Blida , Sonelgaz 2010.
- [2] M.Brahmi, Distribution de l'énergie électrique, Notes de cours, UDL Sidi Bel Abbès 2010.
- [3] K.Nassour. Dimensionnement des liaisons électriques, mémoire de magister février 2004
- [4] 1-Etude des réseaux basse tension SDC/DTE Décembre 2009
- [5] -Equilibrage du réseau basse tension.SDC/DTE, Edition 1999
- [6] Si Lounis Mouloud. Restructuration d'un réseau BT à forte chute de tension (village TAGMOUT AZOUZ) PFE ETB, Blida, Sonelgaz 2000
- [7] Mustapha Chirifi Etude et redimensionnement d'un réseau basse tension (quartier commandant MEDJDOUB-SAIDA) ETB, Blida Sonelgaz 1994

Index des Auteurs

<u>Auteurs</u>	<u>Pages</u>		
ABID M.	162 ;	HADJAJ Y.	175
ARIF S.	36 ; 79	HADJERI S.	2 ; 14 ; 111
AYACHE Z.	229	HALAOUI I.	92
AYACHI B.	156 ; 169	HAMOUDA N.	116
BAGHLI L.	188	HELLAL A.	37 ; 79 ; 127
BAHRI A.	156 ; 169	HEMSAS K.E.	116 ; 150
BAYADI A.	246	HOUABES M.	33
BEKRI O. L.	8	JEAN M.	105
BELILA H.	252	KAROUM K.	246
BELKACEMI M.	263	KHEDIMALLAH S.	121 ; 252 ; 274 ; 280
BEN ATTOUS D.	258	KOTNI L.	196
BENABADJI N.	219	LABAR H.	133 ; 38
BENAZZA B.	182 ; 229 ; 286	LABBI Y.	258
BENDAKIR A. H.	280	LABDANI R.	138
BENDALI S.	188	LADJICI A. A.	61
BENDAOUD A.	182 ; 229 ; 286	LAHDEB M.	79
BENDIB D.	214	LAIFA A.	67
BENHAMIDA F.	182 ; 286	LAKDJA F.	42
BENKHORIS M.F	8	LAOUAFI F.	27
BENKOOEIR A.	208	LARABI A.	292
BENLAHNECHE S.	150	LARBES C.	214
BENSALEM A.	73	LEULMI A.	27 ; 55
BENSETTI M.	182	LEULMI S.	20 ; 27 ; 48 ; 55 ; 156 ; 169 ; 242
BENTAALLAH A.	229	LEVEQUE J.	188
BERBER R.	42	MAAMAR M.	85
BLILA H.	280	MAHDAD B.	73
BOUAKACHA R.	20 ; 55	MAZOUZ N.	224
BOUANANE A.	144	MEKKI M.	133
BOUCHAOUI L.	150	MERINI K.	2 ; 111
BOUDGHENE STAMBOULI A.	219	MESSAOUDI A.	263
BOUDOUDA A.	121 ; 252	MEZHOUD N.	27 ; 48 ; 156
BOUDOUDA I.	274	MHAMED L.	85
BOUDOUR M.	61 ; 67	MIDOUN A.	224
BOUFENNECHE L.	121 ; 252 ; 274 ; 280	MILOUDI H.	182 ; 229 ; 286
BOUKADOUM A.	20 ; 27 ; 48 ; 55 ; 156 ; 169 ; 242	MOHAMMEDI R. D.	37
BOUKHENOUFA F.	27 ; 48	NACERIA A.	162
BOUNOUA H.	162	NASSOUR K.	208 ; 292
BOURAGHDA S.	242	NEKHOUL B.	121 ; 252 ; 274 ; 280
BRAHAMI I. S.	292	NGAC K. N.	105
BRAHAMI M.	175 ; 208 ; 292	OULD ABDESLAM D.	105
CHAKER A.	92 ; 144	RAMDANI Y.	162
CHEKIREF F.	214	RAMIREZ J.M.	14
CHOUKI M.	121 ; 252 ; 274 ; 280	ROUIBAH T.	246
DAMIEN F.	105	SAAD S.	100 ; 202
DJEGHADER Y.	138	SABAU J.	175
DJERROUD S.	219	SAMARA Z.	214
ELATRECHE KRATIMA F.	2 ; 111	SAYAH H.	85 ; 208
ELBORDJI A.	85	SEKKI D.	121 ; 252 ; 274
FELLAH M.K.	8 ; 14	SLIMANI H.	182 ; 229 ; 286 ;
FOFANA I.	175	SOULI A.	127
GAETAN D.	188	TADJER S.	269
GHERBI F.Z.	2 ; 42 ; 111	TILMATINE A.	286 ; 292
GHEZAL F.	14	WIRA P.	105
HABI I.	269	YOUNES M.	85
		ZEBIRATE S.	144
		ZELLAGUI M.	235
		ZELLOUMA L.	100 ; 138 ; 202



Intelligent Control & Electrical Power Systems
ICEPS Laboratory



Interactions Réseaux - Convertisseurs - Machines
Laboratoire IRECOM

الوكالة الوطنية لتنمية البحث الجامعي
وسيلة في خدمة العلوم وتنمية البحث العلمي

