

# Etude d'un poste de transformation HTA/BT de distribution d'énergie électrique

<sup>1</sup>I.S.Brahmi, <sup>2</sup>M.Brahmi, <sup>2</sup>K.Nassour, <sup>1</sup>A.Larabi, <sup>2</sup>A.Tilmatine,

<sup>1</sup>Société de Distribution de l'ouest SDO, Sonelgaz, Tlemcen

<sup>2</sup>Laboratoire 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.

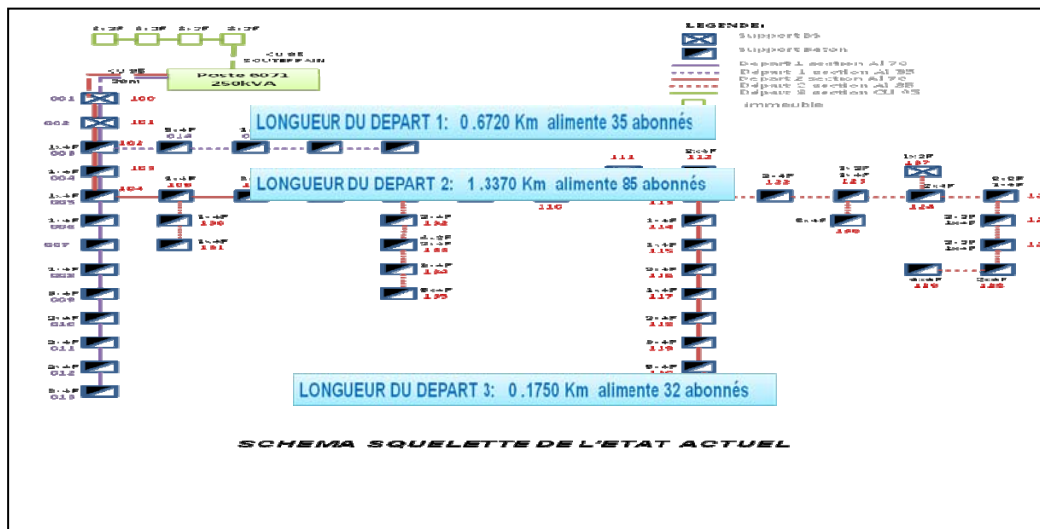
## IV. CALCUL ELECTRIQUE DE L'ETAT ACTUEL DU POSTE

• **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] :

$$Kuti = I_{\text{moy}} / I_n = (347/361) \times 100 = 96\% \quad (1)$$

$I_{n \text{ transfo}} = 361A$  (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 :

$$K'uti = Kuti + 20\%Kuti = 96(1+0.2) = 115\%. \quad (2)$$

Avec le nouveau calcul de Kuti; 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	$I_{\text{neutre}}$ (A)	$I_1$ (A)	$I_2$ (A)	$I_3$ (A)	$I_{\text{moy}}$	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) :

$$TD (\%) = \max [(I_{\text{moy}} - I_{(\text{Ph1, Ph 2, Ph 3})}) / I_{\text{moy}}] \times 100. \quad (3)$$

$$TD (\%) = [(184 - 151.3) / 151.3] \times 100 = 21.6\%.$$

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] :

$$S = 240 \text{ mm}^2.$$

$$I_{\text{adm}} = K \cdot S^{0.6}. \quad (5)$$

avec  $K=18$  (fonction du nombre d'abonnés).

$$\text{Donc } I_{\text{adm}} = 18 \cdot 240^{0.6} = 482.4A.$$

■ Calcul de la capacité de la liaison [4-5] :

$$Kuti = I_{\text{moy}} / I_{\text{adm}} = (347/482.4) \times 100 = 72\%. \quad (6)$$

Quand le transformateur débite à 100% alors :

$$Kuti = I_n / I_{\text{adm}} = (361/482.4) \times 100 = 74.8\%.$$

Quand le transformateur débite à 115% alors :

$$Kuti = I_{\text{surchage}} / I_{\text{adm}} = (415.2/482.4) \times 100 = 86\%.$$

$$I (\text{débit de 115\%}) = (361 \cdot 115) / 100 = 415.15A.$$

Donc la section de la liaison transformateur- TBT est bien dimensionnée.

#### D- Tableau BT :

Calibre du tableau de distribution = 400A.

$$Kuti = I_{\text{moy}} / I_{N(\text{TBT})} = (347/400) \times 100 = 86.75\%.$$

Quand le transformateur débite à 100% alors :

$$Kuti = I_n / I_{\text{adm}} = (361/400) \times 100 = 90\%.$$

Quand le transformateur débite à 115% alors :

$$Kuti = I_{\text{surchage}} / I_{\text{adm}} = (415.2/400) \times 100 = 104\%.$$

#### E - Câble d'émergence :

$$S = 95 \text{ mm}^2.$$

On prend  $K=22$  (fonction du nombre d'abonnés).

$$I_{\text{adm}} = K \cdot S^{0.6} = 22 \cdot 95^{0.6} = 338.1A.$$

**$I_{adm} = 338,1A$ .**

Le câble d'émergence de 95mm<sup>2</sup> 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)	$\Delta V$ (%)	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)	$\Delta V$ (%)	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)	$\Delta V$ (%)	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<sup>ère</sup> 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 70mm<sup>2</sup>)

$$= 340 * 0.56 = 190.4 \text{ kDA}$$

- **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 35mm<sup>2</sup> on la remplace par 70 mm<sup>2</sup>.

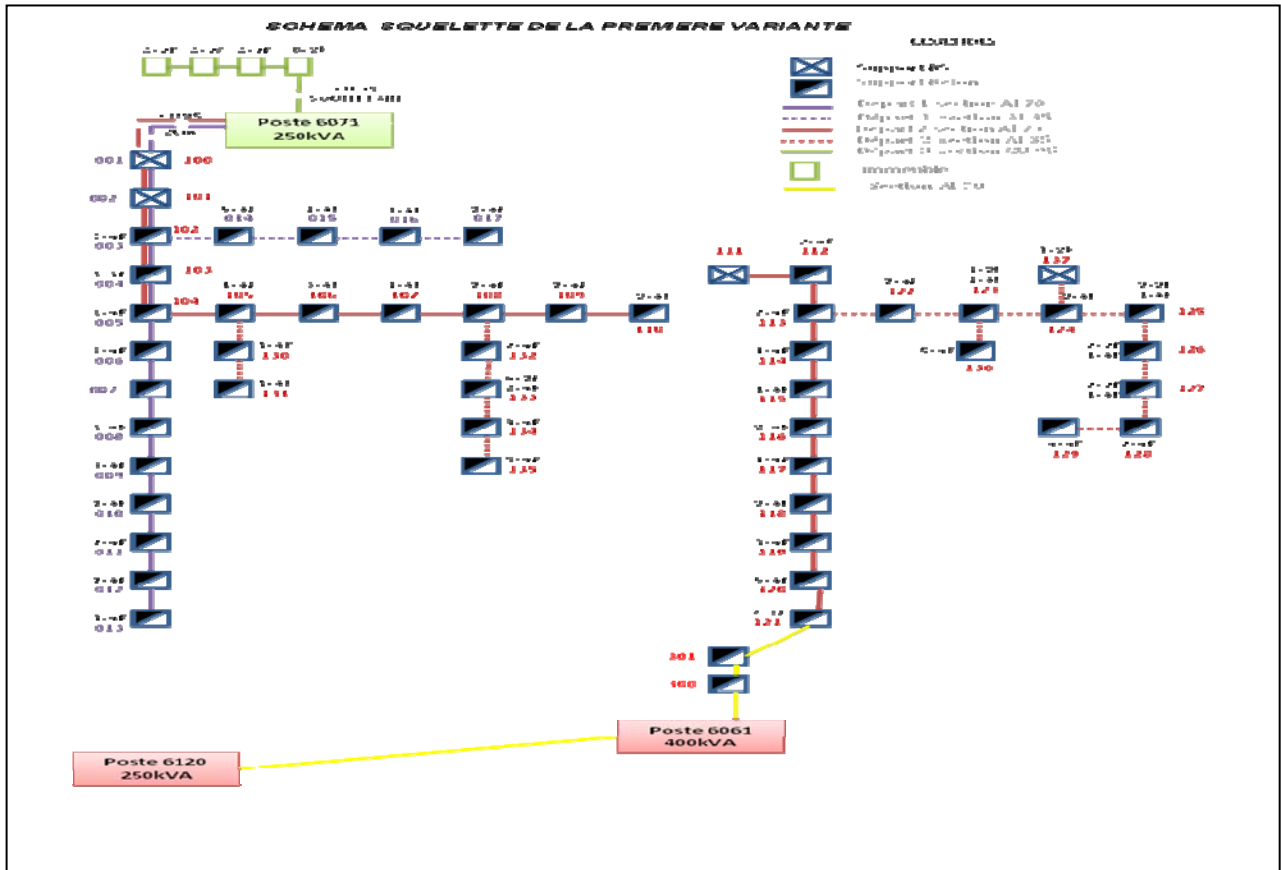


Figure 2. Première variante [1]

## 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 70mm<sup>2</sup> comme montré sur la figure de la variante 02. Un départ est réservé pour l'éclairage public.

**Coût d'investissement pour la 2<sup>ème</sup> 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.

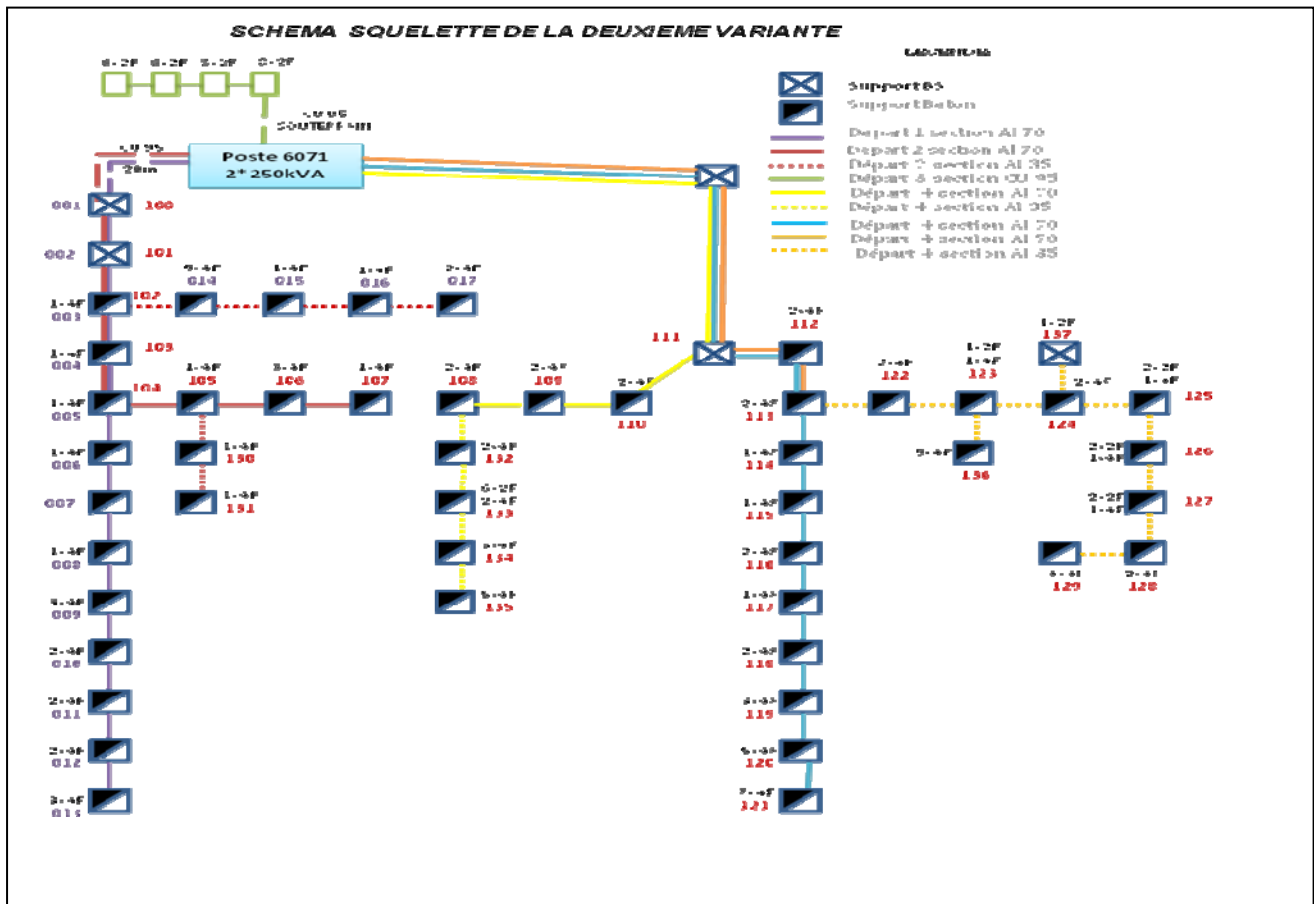
## V.II ETUDE COMPARATIVE

Solution	$\Delta V$ max (%) état actuel	$\Delta V$ max (%) 2010	$\Delta V$ max (%) 2015	Coût d'investissement
1 <sup>ère</sup> 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 <sup>ème</sup> 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<sup>ème</sup> 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 Abbas 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