

République algérienne démocratique et populaire
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

Université MOULOUD MAMMERI de TIZI-OUZOU

Faculté des Sciences

Département de Mathématiques



Mémoire de fin de cycle

En vue d'obtention du diplôme de Master en mathématiques appliquée à la gestion

Thème :

Optimisation de réseau électrique pour réduire les pertes technique (cas SONELGAZ de la wilaya de Tizi-Ouzou)

Réalisé par :

M. : SAHOULI Djafar

M. : MEHANI Abdenour

Dirigé par :

Pr. : OUKACHA Brahim

M. : LAGAB Djafar (SDC TIZI-OUZOU)

M. : RECHAM Smail (SDC BOUIRA)

Devant les membres de jury:

Président: Pr. AIDENE.M

Examineur: Dr. TALEB.Y

Encadreur : Pr. OUKACHA.B

Promotion: 2019

CITATION

L'homme et sa sécurité doivent constituer la première préoccupation de toute aventure technologique.

Albert EINSTEIN(1879 - 1955)

Remerciement

*Nous remercions dieu le tout puissant de nous avoir donné la force,
la volonté et le courage pour accomplir ce travail.*

*Nous tenons à remercier notre encadreur Pf OUKACHA Brahim qui
a dirigé notre travail, pour ses précieux conseils et ses orientations.*

*Nous remercions vivement Mr LAGAB Djafar et Mr RECHAM Smail
de «SONELGAZ» de nous avoir orientés durant notre stage pratique.*

*Nous adressons également nos plus profonds remerciements à nos
enseignants.*

*Nos vifs remerciements s'adressent aux membres de jury qui ont
accepté d'examiner notre travail.*

*Enfin, nous remercions toute personne ayant contribué de près ou de
loin à la réalisation de ce modeste travail.*

Dédicaces

C'est avec profond amour que je dédie cet humble travail à :

*Mes chers parents adorés mes frères et mes sœurs, ma nièce
'Myriam' et toutes ma famille en générale pour leurs soutiens et
leurs encouragements.*

*Mes ami(e)s spécialement 'Brahim' et 'Louiza' et 'Ouardia' et
ainsi tous mes proches et toute ma promotion qui on était
toujours présent pour apporter leurs aides.*

A mon binôme 'SAHOULI DJAFAR'.

Spéciale dédicace pour la chère 'Sylia'.

“ABDENOUR”

Dédicaces

C'est avec profond amour que je dédié ce modeste travail à :

Mes chers parents adorés mes frères et mes sœurs et toutes ma famille pour leurs soutiens.

Mes ami(e)s et mes proches et ma promotion, qui on était toujours présent pour apporter leurs aides durant tout ce temps.

A mon binôme 'MEHANI ABDENOUR'.

'DJAFAR'

LISTE DES ABREVIATIONS

BTA: Basse Tension $50\text{ V} < U_n \leq 500\text{ V}$

BFR : Besoin fond de roulement

CA : Chiffre d'affaire

CAF: Capacité d'autofinancement

CCF: Cumule cash flows

CF: cash flows

DA : Dinar algérien

DRC : Délai récupération de capital

Ert_t : Energie totale à l'instant t

Er_{HTA,t} : Energie sur le réseau HTA à l'instant t

GDOMT : Gestion des Ouvrages Moyenne tension

GWh : Gigawattheure

HTA : Haute Tension $1000\text{ V} < U_n \leq 50000\text{ V}$

HTB : Haute Tension $U_n > 50000\text{ V}$

I : Courant transité

I_{inst} : Charge installée

I_{mes} : Charge mesurée

I₀ : Investissement initial

IP : Indice de probabilité

KA: Kilo Ampère

KDA: Kilo dinar algérien

Km: Kilomètre

KV: Kilovolt

KWh: Kilowatt-heure

m : Mètre

MDA : Million de dinars algériens

MT : Moyenne Tension

MVA : Méga Voltampère

MW : Mégawatt

PI : Puissance installée

Pr_{bt,t} : Pertes BT à l'instant t

Pr_{HTA,t} : Pertes HTA à l'instant t

Pr_{t,t} : Pertes totales à l'instant t

Pr_{TRS,t} : Pertes transformateurs à l'instant t

R : Résistance

RN : Résultat net

T : Taux d'actualisation

TRI : Taux de rentabilité interne

TVA : Taux sur la valeur ajoutée

V : Volt

VNA : Valeur actuelle nette

VR : Valeur Résiduelle

α_t : Coefficient de foisonnement

LISTE DES TABLEAUX

Tableau N° 01 : Sources HTB/HTA et Puissance Installée	(10)
Tableau N° 02: Longueur des lignes de distribution HTA et BTA	(12)
Tableau N° 03: Resultats de simulations en GWh.....	(17)
Tableau N° 04: Resultats de simulations en taux avant restructuration	(17)
Tableau N° 05: Resultats de simulations en taux après restructuration	(20)
Tableau N° 06: Tableau illustratif de l'impact de la réduction des pertes sur le coût de revient du KWh.....	(22)
Tableau N° 07 : Amortissement dégressif et coût d'entretien	(32)

LISTE DES SCHEMAS

Schéma N° 01 : Les agences commerciales de la wilaya Tizi-Ouzou	(6)
Schéma N° 02 : organigramme de la direction de distribution	(8)
Schéma N° 03 : organigramme de la Division planification Electricité et Gaz	(9)

LISTE DES FIGURES

Figure N° 01: Schéma unifilaire du réseau électrique de la Concession de Distribution de Tizi Ouzou à décembre 2018.....	(11)
Figure N° 02 : Representation des pertes techniques et Commerciales	(18)
Figure N° 03 : Representation des trois (03) catégories de pertes techniques.....	(18)
Figure N° 04: Representation des pertes par types et par catégories en GWh par rapport à l'énergie achetée	(19)
Figure N° 05 : Representation des trois (03) catégories de pertes techniques après restructuration	(20)
Figure N° 06: Representation comparative des trois (03) catégories de pertes Techniques avant et après la restructuration	(20)
Figure N° 07 : contraintes pour la gestion d'un projet	(25)
Figure N° 08 : Représentation de la variation de la VAN en fonction du taux d'actualisation.....	(43)

Sommaire

Liste des abréviations

Liste des tableaux

Liste des schémas et figures

Introduction générale	(1)
Chapitre 1 : Présentation de la Société algérienne de distribution de l'électricité et du gaz (SDC)	(3)
I.1. Introduction	(3)
I.2. Historique de la SONALGAZ	(3)
I.3. Identité visuelle (Logo)	(6)
II. Direction de la distribution SONALGAZ (unité de Tizi-Ouzou)	(6)
II.1 Situation géométrique	(6)
II.2 Principes fondamentaux	(7)
II.3 Organisation de la direction de distribution	(7)
III. Etat du réseau électrique de la Concession de Distribution de Tizi Ouzou	(9)
III.1. Mission de la Concession de Distribution de l'Electricité et du Gaz	(9)
III.2. Etat du réseau électrique de la Concession de Distribution de Tizi Ouzou	(10)
III.2.1. Postes de transformation HTB/HTA	(10)
III.2.2. Postes MT/BT et les longueurs des lignes HTA et BTA	(11)
IV. Problématique	(12)

Chapitre 2: Etude technique

I. Méthodologie pour la détermination des pertes techniques sur le réseau HTA	(14)
I.1.Introduction	(14)
I.2.Hypothèses	(14)
I.3.Origine des pertes techniques dans un réseau électrique	(14)
I.4.Périmètre de calcul des pertes techniques dans un réseau électrique	(15)
I.5.Collection des données pour la simulation du réseau	(15)
I.6.1. Détermination des pertes techniques totales et sur le réseau HTA	(15)
I.6.2. Détermination des pertes techniques globales	(16)
I.6.3. Détermination des pertes techniques sur le réseau HTA	(16)

II.Etude de cas technique	(17)
II.1.Analyse et solutions	(17)
II.2Coût de revient	(21)
Chapitre 3 : Management des coûts du projet	(23)
I.1 Introduction	(23)
I.2 Les différents types de coûts	(23)
II. Budget d'un projet.....	(24)
II.1. Introduction	(24)
II.2. Généralités sur les projets	(24)
II.2.1. Origines du terme «projet ».....	(24)
II.2.2. Définitions	(24)
a) Projet	(24)
b) Gestion de projet	(25)
c) Management de projet	(25)
d) Tâche	(25)
II.2.3 Les contraintes d'un projet.....	(25)
✓ Le coût	(25)
✓ Le temps	(25)
✓ La qualité	(25)
II.2.4.Les étapes d'un projet (ou cycle de vie)	(26)
III.Calcul des coûts de projet	(26)
III.1.Calculs des coûts	(26)
III.2.Maîtrise des coûts	(27)
III.3.Coût total d'une tâche	(28)
III.4. Coûts fixes, coûts variables	(29)
III.5. Évaluation des coûts variables.....	(30)
III.6. Coûts des équipements	(31)
a) Amortissement.....	(31)
b) Loyer fictif.....	(33)
c) Coût d'opportunité	(34)

IV.	Rentabilité d'un investissement	(34)
IV.1.	Décision d'investissement	(34)
IV.2.	Les Paramètres d'un projet d'investissement projet	(34)
IV.2.1.	La capitale investie	(35)
IV.2.2.	Cash-flow ou solde des flux trésorerie	(35)
IV.2.3.	La durée de vie du projet	(36)
IV.2.4.	La valeur résiduelle	(36)
IV.3	Les critères de choix d'investissement en univers certain.....	(36)
IV.3.1.	La valeur actuelle nette(VAN)	(37)
IV.3.2.	Le taux interne de rentabilité (TIR)	(38)
IV.3.3.	L'indice de profitabilité	(39)
IV.3.4.	Le délai de récupération du capitale investi (DRC) ou Pay Back Period (PBP)	(40)
V.	Etude de la rentabilité	(41)
VI.	Etude comparative des coûts	(42)
VI.1.	La valeur actuelle nette (VAN)	(42)
VI.2.	Taux de rentabilité interne	(43)
VI.3.	La durée de récupération du capital	(44)
VI.4.	Indice de profitabilité	(44)
VII.	Application (MS Project)	(45)
VII.1	Diagramme de Gantt (gestion de cycle et tâches du projet)	(45)
VII.2.	Application	(46)
VIII.	Critère validation de projet	(48)
IX.	Conclusion	(48)
	Conclusion générale.....	(50)

Introduction générale

Les pertes d'énergie dans un réseau de distribution d'électricité sont de deux types :

- ✓ Pertes non techniques qui proviennent de consommations d'énergie non enregistrées,
- ✓ Pertes techniques qui peuvent provenir entre autres, de pertes en ligne, par effet Joule.

Les pertes techniques peuvent être divisées en trois (03) catégories :

1. Pertes techniques sur le réseau basse Tension (BT) ;
2. Pertes techniques dans les transformateurs ;
3. Pertes techniques sur le réseau Haut Tension (HTA).

Les pertes dans le réseau électrique de la Concession de Distribution de Tizi Ouzou constituent une préoccupation, étant donné qu'elles sont directement proportionnelles au coût de revient du KWh.

Ces pertes sont aussi répercutées aux clients dans le sens que l'augmentation des pertes dans le réseau, diminue la puissance délivrée aux clients.

Le taux de pertes globales est estimé à 11.95 % de la distribution d'électricité en 2018, soit une perte de 196.65 GWh équivalent à 857.85 MDA.

L'évaluation des pertes techniques du réseau électrique a été réalisée à l'aide du logiciel de simulation des réseaux électriques GDOMT. Ce logiciel exige la collection des données et paramètres des postes présents dans le réseau concerné, des tronçons des lignes, des transformateurs, des charges du réseau et des jeux de barre du réseau. Les différentes données et paramètres sont présentés dans l'annexe 1.

Les résultats de simulation avant la restructuration montrent que le taux de pertes techniques est estimé à 7.76 % de toute l'énergie électrique distribuée en 2018, soit une perte de 127.7 GWh représentant 557.064 MDA. Le réseau HTA connaît plus de pertes techniques, étant donné qu'il constitue 44 % de toutes les pertes techniques (HTA, BT et Transformateurs), par conséquent, notre étude sera orientée sur les pertes techniques HTA en respectant les contraintes technico-économiques.

Introduction générale

L'analyse du réseau actuel constitue une nécessité car le réseau est en extension très rapide pour augmenter le nombre de connexion selon la politique et programme d'accès à l'électricité.

La longueur des lignes et les charges des départs conduisent à l'augmentation des pertes techniques HTA.

I. Méthodologie pour la détermination des pertes techniques sur le réseau HTA

I.1. Introduction

L'électricité est un produit de consommation courante qui se caractérise par un certain nombre de paramètres tels: le courant, la tension, la puissance, l'énergie, etc.

Les lignes électriques de distribution ont pour rôle d'acheminer vers les sites de consommation, avec des étapes de baisse de niveau de tension dans les postes de transformation. Des pertes d'énergies électriques sont observées le long de ce processus.

I.2. Hypothèses

- ✓ Les départs **HTA** sont exploités en schéma normal
- ✓ Le profil de la charge
 - Le profil de charge Hiver pris pour 243 jours
 - Le profil de charge Eté pris pour 122 jours
- ✓ Energie perdue annuelle (KWh) = Energie perdue journalière (**hiver**) x **243**
 - + Energie perdue journalière (**été**) x **122**
- ✓ La répartition de la charge $\alpha_t = I_{mes.t} / I_{inst dep}$
- ✓ Logiciel de Calcul (**GDOMT**)

I.3. Origine des pertes techniques dans un réseau électrique

Les pertes électriques actives dans le réseau se composent essentiellement comme suit :

- a) les pertes liées à la magnétisation des transformateurs dès qu'ils sont sous tension (« pertes fer » ou « pertes à vide ») ;
- b) les pertes liées à l'échauffement des enroulements des transformateurs lorsqu'ils sont parcourus par des courants (« pertes cuivre » ou « pertes en charge ») ; et
- c) les pertes liées à l'échauffement des conducteurs des liaisons aériennes et des liaisons souterraines en relation avec les puissances acheminées par ces ouvrages.

[Mathias LAFONTE, 2009]

Alors que les pertes du premier groupe sont en pratique quasiment constantes, les pertes des deux derniers groupes varient en fonction du carré du courant transporté par l'équipement (longueur du circuit, section des conducteurs et nature des matériaux de ces conducteurs).

Les pertes techniques de tous les éléments consommateurs d'énergie qui composent le réseaux de distribution (liaisons et postes de transformation), **sont principalement les pertes par effet Joule.**

I.4. Périmètre de calcul des pertes techniques dans un réseau électrique

Le réseau électrique de la Concession de Distribution de Tizi Ouzou est composé des équipements fonctionnant principalement aux tensions nominales de 30 kV, 0.4 kV et 0.23 kV.

Ces équipements comportent les lignes aériennes, les câbles souterrains, les transformateurs.

Dans ce travail, nous nous intéressons aux pertes techniques du réseau électrique et particulièrement sur la partie HTA.

I.5. Collection des données pour la simulation du réseau

La collection des données et informations pour répondre aux besoins du logiciel de calcul (GDOMT) et l'analyse du système électrique de la Concession a été faite.

Les informations nécessaires pour l'analyse du système électrique concernent notamment l'architecture générale et détaillée du réseau électrique, caractéristique des lignes moyenne tension: nature, longueur, section des conducteurs, les caractéristiques des transformateurs présents dans le réseau électrique.

I.6.1 Détermination des pertes techniques totales et sur le réseau HTA.

Plusieurs projets de distribution électriques ont été exécutés, sont en cours d'exécution et sont dans la planification pour le court, le moyen et le long terme, en vue de répondre au développement de la wilaya de Tizi ouzou.

Le réseau électrique de la Concession de Distribution de Tizi Ouzou est en évolution rapide. Il s'ensuit que les répartitions de charges changent rapidement au fil et en mesure que les nouveaux postes et lignes sont mis en service et les nouveaux consommateurs d'électricité sont connectés.

Pour déterminer la quantité d'énergie qui a été dissipée par les pertes durant une période de temps déterminée, la distribution entre autres, procède à la relève de deux mesures pendant 24 heures chacune sur les ouvrages électriques dans l'année, une, pendant l'été et l'autre, pendant l'hiver.

Aussi, il est à signaler que lors de la relève des charges, le réseau doit être en schéma normal d'exploitation pour une meilleure prévision.

I.6.2. Détermination des pertes techniques globales

Les pertes globales pour un courant mesuré à l'instant t :

$$Pr_{t} = Pr_{HTA, t} + Pr_{TRS, t} + Pr_{bt, t}$$

L'énergie totale pour un courant mesuré à l'instant t

$$Er_{t} = Pr_{t} \cdot \Delta T$$

I.6.3. Détermination des pertes techniques sur le réseau HTA

$$Pr_{HTA, t} = \alpha_t^2 \cdot Pr_{max} \text{ (KW)}$$

$$Er_{HTA, t} = Pr_{HTA, t} \cdot \Delta t \text{ (KWh)}$$

$$\Delta P = 3R I^2 \text{ (KW)}$$

R : résistance de la ligne (Ω/Km)

I : courant transité par la ligne (KA)

α : Coefficient de foisonnement= **puissance mesurée / puissance installée**

Pr_{max} (KW) : valeur calculée par l'application Etude GDO

Energie perdue journalière

$$\text{Energie perdue journalière} = \sum_{t=1}^T Er_{HTA, t} = \sum_{t=1}^T Pr_{HTA, t} \cdot \Delta t \text{ (KWh)}$$

$$\begin{aligned} \text{Energie perdue annuelle} = & \text{Energie perdue journalière (hiver) x 243} + \\ & \text{Energie perdue journalière (été) x 122 (KWh)} \end{aligned}$$

II. Etude de cas technique

Dans notre étude, La simulation de l'état d'écoulement des charges du réseau à la fin de l'année 2018 conduit aux résultats suivants.

- Pertes techniques totales :

Les pertes globales (techniques et non techniques) sont de 196.65 GWh et que les pertes techniques sont estimées à **127.699 GWh**, représentant ainsi **64.94 %**.

- Pertes techniques sur le réseau HTA

Les pertes techniques sur le réseau HTA sont de **56.115 GWh**, soient **44 %** des pertes techniques, ce qui est très conséquent.

II.1. Analyse et solutions

Quelques résultats de simulation avant la restructuration sont présentés dans les annexes 1 à 7 du présent document. Cependant, des résultats importants sont repris dans les pages suivantes.

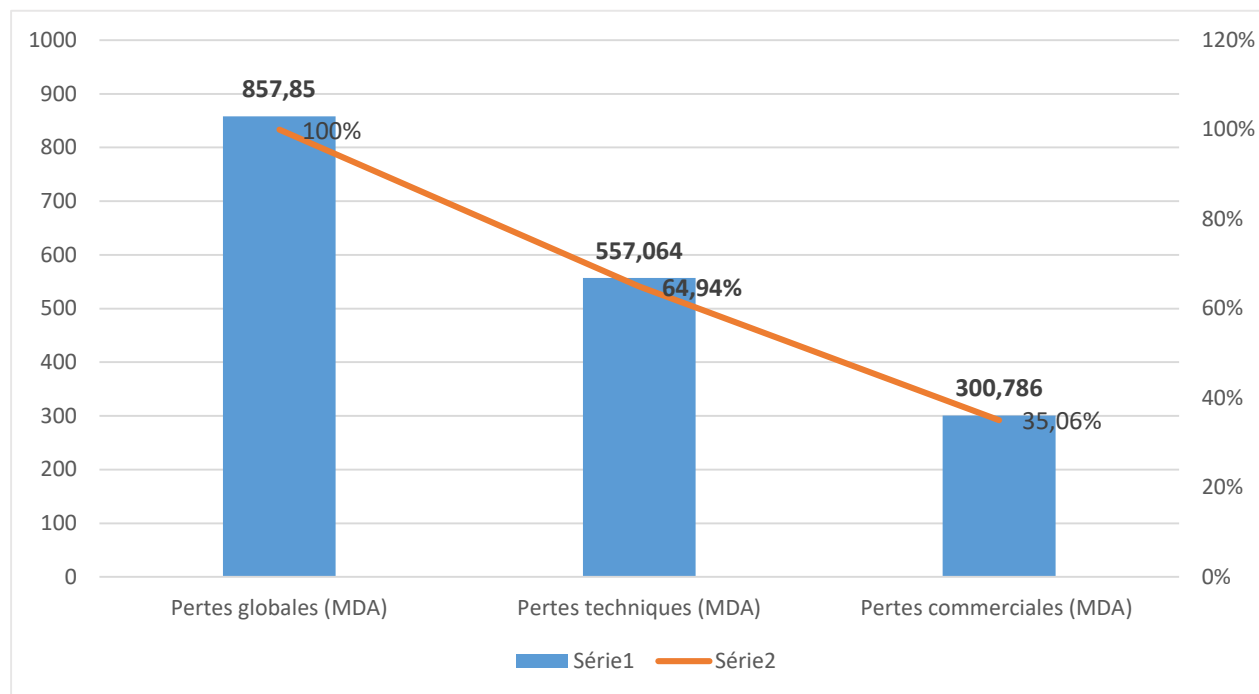
Tableau 03: Resultats de simulations en GWh

Energie Achetée (GWh)	Pertes globales (GWh)	Pertes Commerciales (GWh)	Pertes Techniques (GWh)	Pertes HTA (GWh)	Pertes BT (GWh)	Pertes TR (GWh)
1619.997	196.65	68.951	127.699	56.115	46.077	25.506

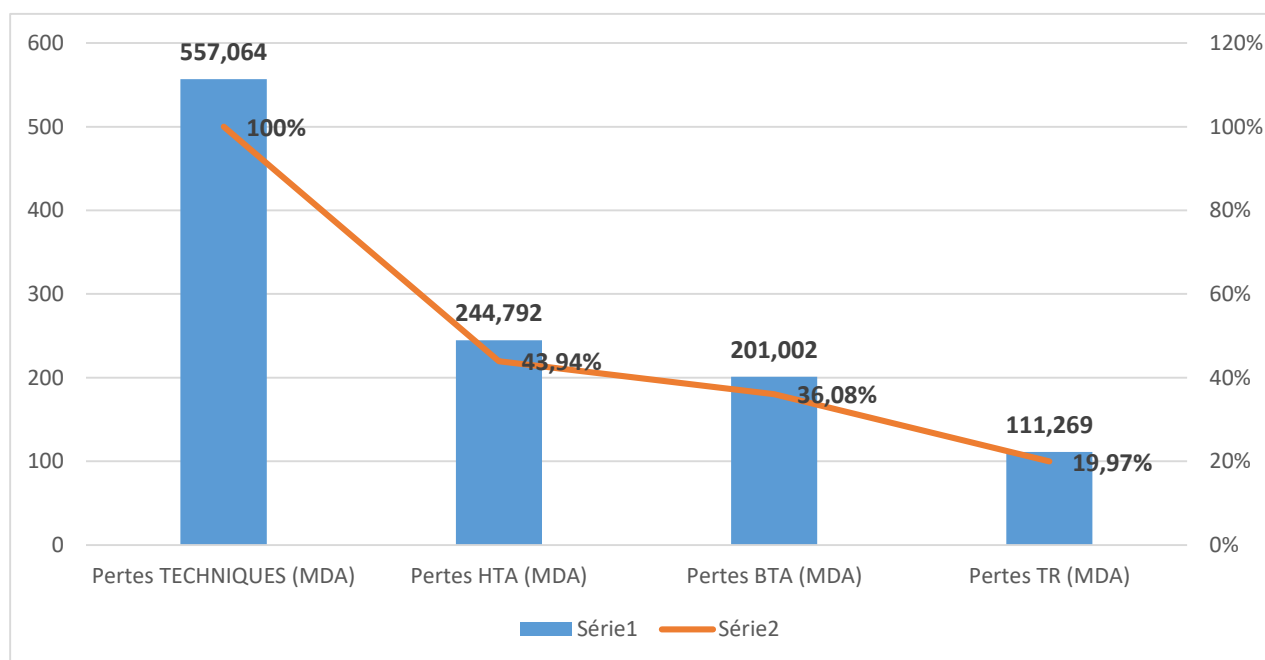
Ces résultats nous montrent que les pertes techniques représentent 64.94 % des pertes globales et que les pertes sur le réseau HTA représentent 44 % des pertes techniques et 28.5 % des pertes globales.

Tableau 04: Resultats de simulations en taux avant restructuration

Pertes globales	Pertes Commerciales	Pertes Techniques	Pertes HTA	Pertes BT	Pertes TR
11.95 %	4.19 %	7.76 %	3.41 %	2.8 %	1.55 %

Figure 02: Representation des pertes techniques et Commerciales

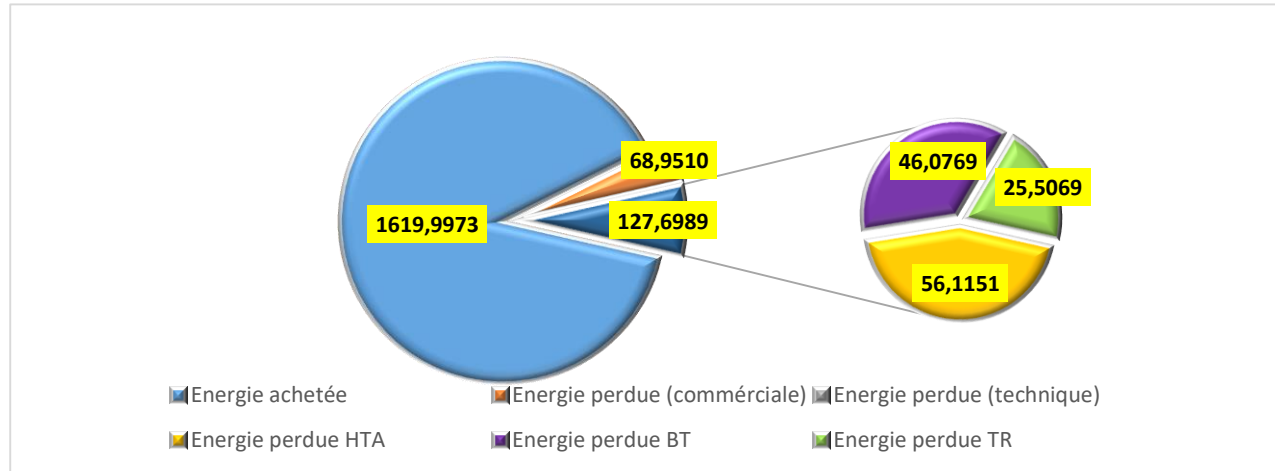
Sachant que la masse salariale pour l'année 2018 est de 1323.818 MDA (une moyenne de 110.318 MDA par mois), les pertes techniques représentent cinq (05) mois de salaire de la Concession de Distribution de Tizi-Ouzou qui compte 1041 agents ce qui n'est pas négligeable.

Figure 03: Representation des trois (03) catégories de pertes techniques

Les pertes sur le réseau HTA représentent à elles seules plus de deux (02) mois de salaire.

Etant donné que les pertes sur le réseau HTA représentent 44 % des pertes techniques, soient 244.79 MDA sur 557.06 MDA, notre étude sera axée beaucoup plus sur la réduction de cette catégorie.

Figure 04: Representation des pertes par types et par catégories en GWh par rapport à l'énergie achetée



L'énergie perdue sur le réseau HTA représente 56.11 GWh, soient 44% de l'énergie totale perdue du type technique.

A cet effet, il est plus judicieux d'intervenir sur cette catégorie pour pouvoir réduire d'une manière significative les pertes techniques et par la même occasion les pertes globales.

Pour réduire ces pertes techniques sur le réseau HTA, **une solution** a été envisagée, à savoir :

La restructuration du réseau HTA au niveau **d'une source** HTB/HTA parmi les 08 sources HTB/HTA que compte la Concession de Distribution de Tizi Ouzou et qui consiste en la création de :

- ✓ 24.8 KM de HTA/A
- ✓ 1.2 KM de HTA/S
- ✓ 01 appareil de coupure

Cette restructuration a donné les résultats présentés dans les annexes de 8 à 20 du présent document. Cependant, des résultats importants sont repris dans les pages suivantes.

Tableau 05: Resultats de simulations en taux après restructuration

Pertes globales	Pertes Commerciales	Pertes Techniques	Pertes HTA	Pertes BT	Pertes TR
11.62 %	4.19 %	7.43 %	3.08 %	2.8 %	1.55 %

Le taux de pertes techniques est passé de 7.76 % à 7.43 % et le taux de pertes HTA est passé de 3.41 % à 3.08 % soit un gain de 5.43 GWh.

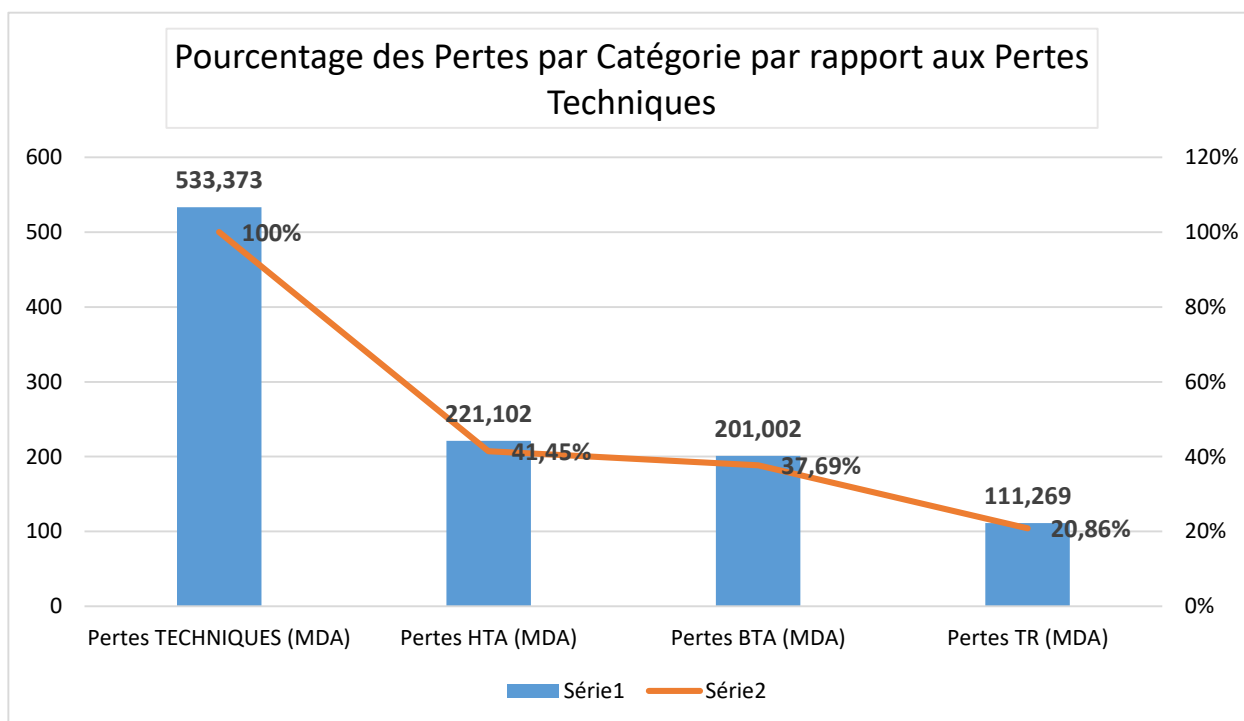
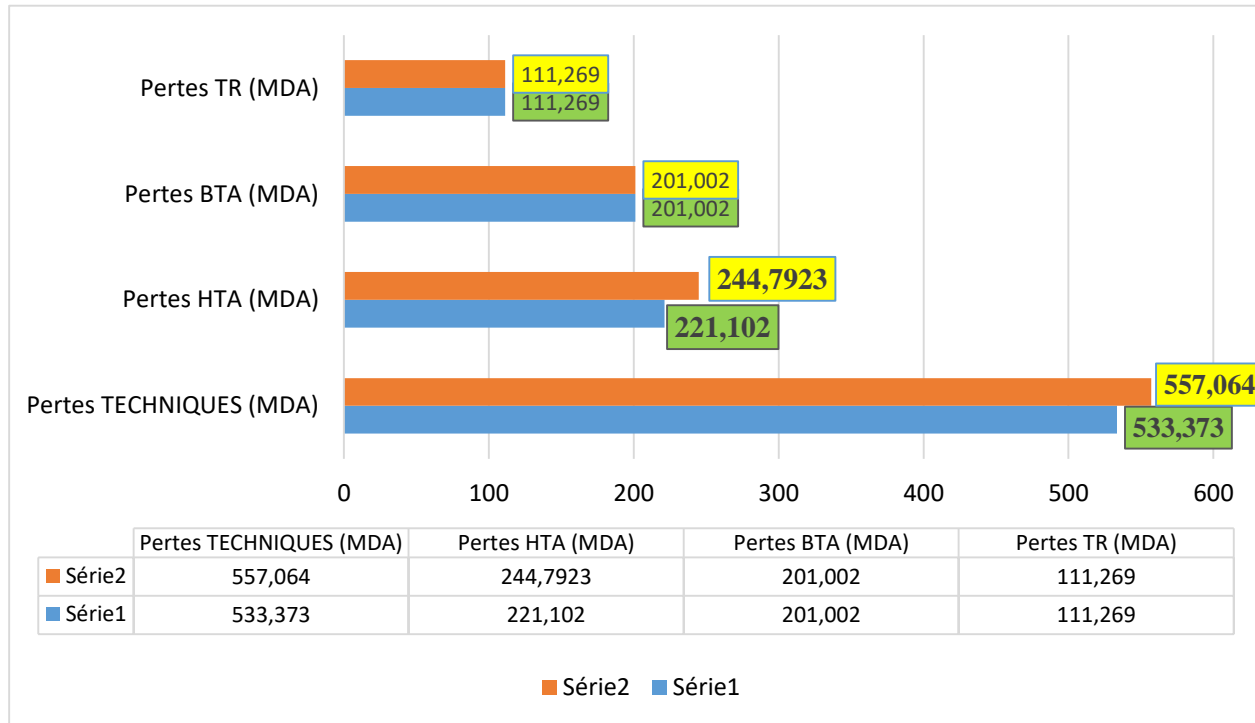
Figure 05: Representation des trois (03) catégories de pertes techniques après restructuration

Figure 06: Representation comparative des trois (03) catégories de pertes Techniques avant et après la restructuration



Ce diagramme nous montre qu'après la restructuration, les pertes sur le réseau HTA ont été réduites de 23.69 MDA .

Néanmoins, pour ce faire, il est impératif de mettre en œuvre une stratégie qui consiste à investir de façon optimale à ce que le coût d'investissement ne dépassera pas d'une manière exorbitante à long terme les coûts induits par les pertes techniques HTA.

II.2 Coût de revient

Le Coût de revient du KWh pour l'année 2018 est de **5.87** DA et que ce même coût est le rapport du total des charges sur le total des ventes.

Par ailleurs, les pertes sont égales à la différence entre les achats et les ventes.

Par conséquent, si les ventes sont importantes, les pertes sont minimales et le coût de revient du KWh serait réduit.

- **coût de revient du KWh= total des charges/les ventes**
- **pertes = achats – ventes**
- **coût de revient du KWh = total des charges/achats-pertes**

Tableau 6: Tableau illustratif de l'impact de la réduction des pertes sur le coût de revient du KWh

	Energie Achetée (GWh)	Energie Vendue (GWh)	Pertes (GWh)	Charges (MDA)	Coût de revient du KWh (DA)
Avant restructuration	1645.07	1448.42	196.65	8512.62	5.87
Après restructuration	1645.07	1453.85	191.22	8512.62	5.85

Par ailleurs, le coût total de l'investissement relatif à la restructuration est de **98.448 MDA**.

Après simulation, les pertes sur le réseau HTA sont passées de **56.115 GWh** à **50.684 GWh** soient de **244.792 MDA** à **221.102 MDA** donc un gain de **23.69 MDA** représentant **24.06 %** du coût d'investissement pour la première année.

I.1. Introduction

SONELGAZ (Société Nationale d'Electricité et du Gaz) est l'opérateur historique dans le domaine de la fourniture des énergies électriques et gazières en Algérie.

Ses missions principales sont la production, le transport, la distribution, et la commercialisation de l'électricité et du gaz.

I.2. Historique de la SONELGAZ

Passage d'EGA à SONELGAZ d'aujourd'hui : plus de demi-siècle d'existence

En **1947** est créée l'établissement public «Electricité et Gaz d'Algérie» par abréviation EGA, auquel est confié le monopole de la production, du transport, la distribution, et la commercialisation d'électricité et du gaz.

EGA regroupe les anciennes entreprises de production et de distribution, de statut privé, notamment Lebon, Cie et SAE (société Algérienne de l'électricité et du gaz), tombant sous le coup de la loi de nationalisation de 1946, promulguée par l'état française.

Un défi relevé en 1962...

EGA est pris en charge par l'état algérien indépendant ; en quelques années, grâce à un formidable effort de formation, l'encadrement et le personnel algérien assurent le fonctionnement de l'établissement.

Soutenir le développement économique et social

En **1969**, EGA devient SONELGAZ, à ce moment c'est déjà une entreprise de taille importante dont le personnel est de quelques 6000 agents.

La transformation de la société avait pour objectif de conférer à l'entreprise les capacités organisationnelles et gestionnaires pour accompagner et soutenir le développement économique du pays.

Il s'agit notamment du développement industriel et l'accès du plus grand nombre de clients a développement élaboré par les autorités publiques.

Des filiales travaux à la SPA

Service public, gestion et commercialité

En **1983**, l'entreprise se dote de cinq (05) filiales spécialisées à savoir :

- KAHIRIF pour l'électrification ;
- KAHRIKIB pour infrastructures et installation électrique ;
- KANAGAZ pour la réalisation des réseaux gaz ;
- INERGA pour Génie Civil ;
- ETTRKIB- montage industriel.

Sans oublier l'entreprise AMC qui s'occupe de la fabrication des compteurs et appareils de mesure et de contrôle.

C'est grâce à ces filiales que SONEGGAZ dispose actuellement d'infrastructures électriques et gazières répondant aux besoins du développement économiques et social du pays.

En **1991** SONEGGAZ devient Etablissement Public à caractère Industriel et Commercial (**EPIC**) ; la reprise de statut, tout en confirmant la mission de service public pose la nécessité de la gestion économique et de la prise en compte de la commercialité.

Dans ce même objectif l'établissement devient, en **2002**, une Société Par Action (**SPA**).

Cette promotion donne à la SONEGGAZ la possibilité d'élargir ses activités à d'autres domaines relevant du secteur de l'énergie et aussi d'intervenir hors des frontières de l'Algérie. En tant que SPA elle doit détenir un portefeuille d'actions, d'autres valeurs mobilières et la possibilité de pouvoir participer dans d'autres sociétés.

Cela annonce l'évolution de **2004** où SONEGGAZ devient un Groupe ou Holding.

Le groupe SONEGGAZ, L'expansion...

Durant les années 2004 à 2006, devenant un holding ou groupe d'entreprise, SONEGGAZ se restructure en filiales chargées de ses activités de base :

- SONEGGAZ Production électricité (**SPE**).
- Gestionnaire Réseau Transport Electricité (**GRTE**).
- Gestionnaire Réseau Transport Gaz (**GRTG**).

Chapitre 1 : Présentation de la Société algérienne de distribution de l'électricité et du gaz (SDC).

En 2006, la fonction distribution est structurée en quatre filiales :

Alger (Belouizdad, Birkhadem, Bologhine, El Harrach, Boumerdes, Tipaza...);

Région de Center (Blida, Bouira, El Oued, Illizi, Tizi-Ouzou...);

Région Est (Annaba, Guelma, Jijel, Tébessa...);

Région Ouest (Adrar, Ain Defla, Bechar, Mascara...).

En 2017, La SONELGAZ est organisé en groupe industriel constitué de 39 filiales et cinq sociétés en participation exerçant des métiers de bases, travaux, périphériques.

Parmi ces filiales :

- la Société de production de l'électricité (SPE) ;
- Sharikat Kahraba wa Takat Moutadjadida (SKTM) ;
- la Société de l'engineering de l'électricité et du gaz (CEEG) ;
- la Société de gestion du réseau de transport de l'électricité (GRTE) ;
- la Société de gestion du réseau de transport gaz (GRTG) ;
- l'Opérateur système électrique (OS), chargée de la conduite du système de production et de transport de l'électricité ;
- la Société de distribution de l'électricité et du gaz d'Alger (SDA) ;
- la Société algérienne de distribution de l'électricité et du gaz (SDC).

Il y a aussi Kahrif, Kahrakib, Etterkib, Inerga et Kanaghaz, qui sont spécialisées dans le domaine de la réalisation des infrastructures énergétiques (engineering, montage industriel, réalisation de réseaux...).

Au-delà de cette évolution, assurer le service public reste la mission essentielle de SONELGAZ ; l'élargissement de ses activités et l'amélioration de sa gestion économique bénéficient en première lieu à cette mission qui constitue le fondement de sa culture d'entreprise.

I.3. Identité visuelle (Logo)



II. Concession de la distribution de Tizi-Ouzou

II.1. Situation géographique

La concession de distribution de Tizi-Ouzou se trouve au chef-lieu de Tizi-Ouzou au niveau du 1^{er} Boulevard colonel Ali MELLAH.

- ▶ Couverture : la wilaya de Tizi-Ouzou
- ▶ Nombre de communes : **67**
- ▶ Nombre d'agences commerciales : 12 (Tizi Ouzou, Beni Douala, Draa El Mizan, Boghni, Draa Ben Khedda, Ouadhias, Larbaa Nath Irathen, Ain El Hammam, Ouaguenoun, Tigzirt, Azazga, Bouzeguene).
- ▶ Nombre d'abonnés en électricité : **346 219**
- ▶ Nombre d'abonnés en gaz : **120 214**
- ▶ Longueur réseaux Electricité **7488,52 Kms**
- ▶ Longueur réseaux Gaz **4115,78 Kms**



Schéma 01 : Les agences commerciales de la wilaya Tizi-Ouzou

Chapitre 1 : Présentation de la Société algérienne de distribution de l'électricité et du gaz (SDC).

La décentralisation des activités opérationnelles vers les agences commerciales et les districts électricité et gaz, impose la refonte de l'organisation de la Direction de Distribution.

Le défi des distributeurs pour les années à venir sera :

- ✓ L'intégration des techniques et technologies nouvelles avec une professionnalisation de la Ressource Humaine.
- ✓ La détection, la formation et la préparation des jeunes talents pour assurer la relève.

Les facteurs clés de succès de cette organisation, reposent sur le développement et l'amélioration des Systèmes d'information Distribution (SID).

II.2 Principes fondamentaux

La refonte de l'organisation de la Direction de distribution s'est effectuée sur la base des principes suivants :

- ✓ Intégration des activités opérationnelles décentralisées en particulier les fonctions commerciales, techniques électricité et techniques gaz.
- ✓ Décentralisation de la gestion des programmes de l'Etat.
- ✓ Structuration des Directions de Distribution selon un mode de gestion autonome de type « Business Unit ».

II.3. ORGANISATION DE LA CONCESSION DE DISTRIBUTION

STAFF CONCESSION DE DISTRIBUTION

- ✓ La création de la division planification et Développement Electricité et Gaz.
- ✓ Création de la division administration des marchés.
- ✓ Création du service juridique, composé d'un (1) chargé d'études contentieux et d'un chargé d'études juridiques.
- ✓ Création d'une cellule contrôle et inspection, composée d'un (1) Ingénieur d'Etudes et Un (1) Chargé d'Etude.

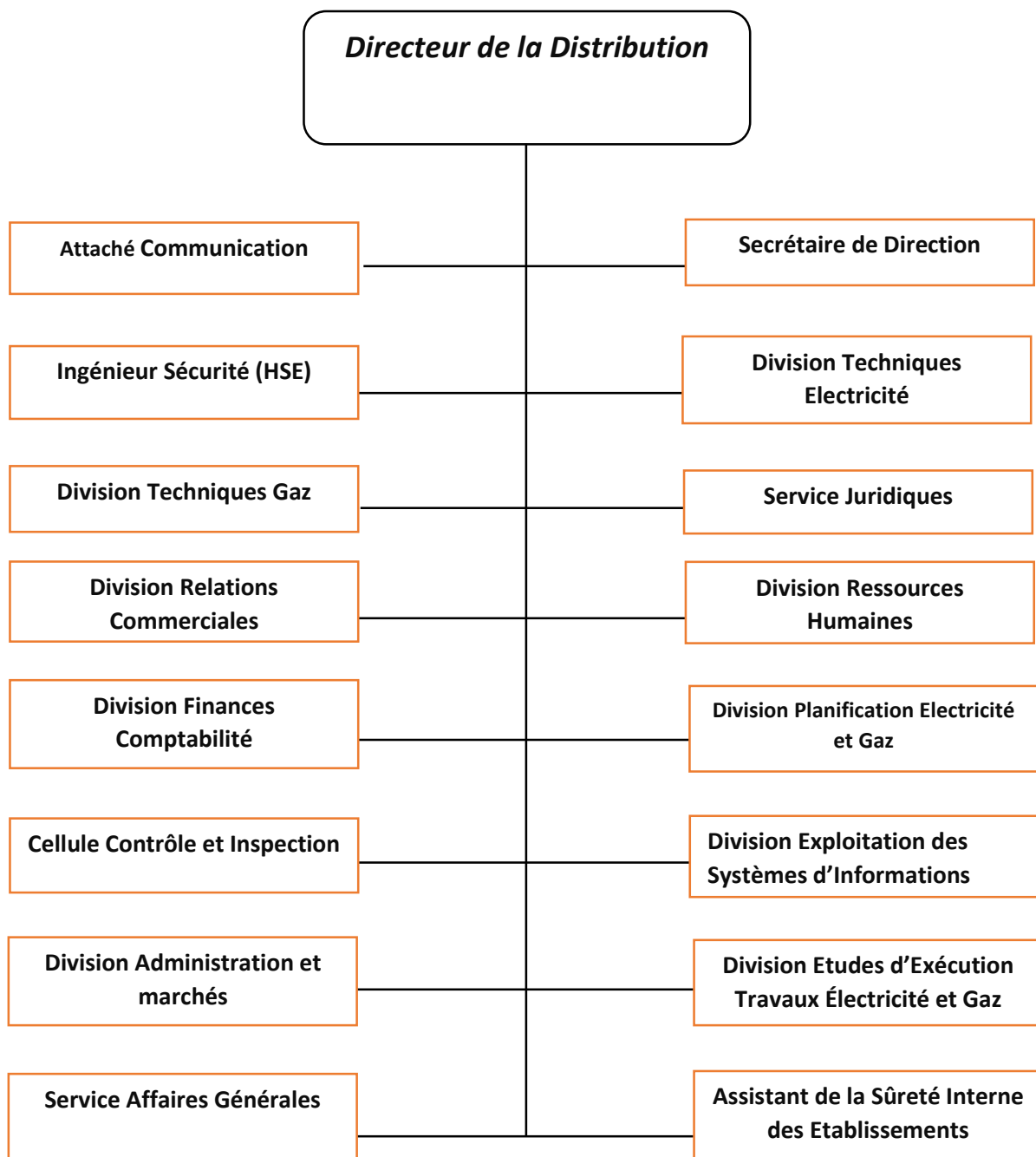


Schéma 02 : Organigramme de la concession de distribution

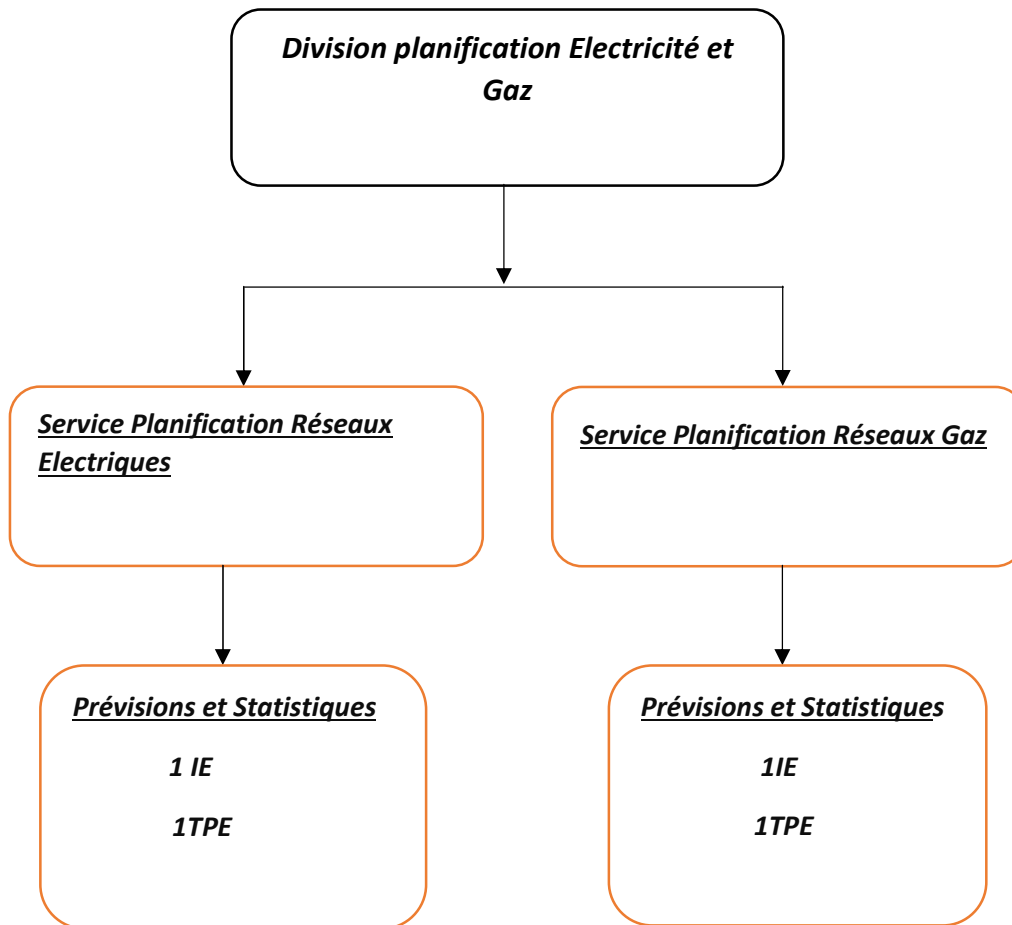


Schéma 03 : organigramme de la Division planification Electricité et Gaz

III. Etat de la Concession de Distribution de l'Electricité et du Gaz

III. 1. Mission de la Concession de Distribution de l'Electricité et du Gaz

La mission principale de la Distribution est d'acheter et de vendre de l'énergie électrique et gazière, cet acte commercial se comptabilise mensuellement par les achats auprès des transporteurs d'électricité et gaz à travers le réseau de transport et les ventes à deux catégories de clientèle, entre autres pour l'électricité:

- ✓ Clients, desservis en Haut Tension (HTA), qui sont facturés mensuellement.
- ✓ Clients, desservis en Basse Tension (BTA), qui sont facturés trimestriellement.

Les quantités d'énergie achetées durant le mois ne sont pas vendues en totalité, de ce fait la lutte contre les pertes d'énergie est un défi quotidien à relever.

L'objectif entre autres recherché à travers cette étude consiste à :

- ✓ La connaissance de l'origine des pertes significatives.

- ✓ Les mesures à prendre pour leur réduction, pour :
 - Un meilleur rendement du réseau de distribution dans son ensemble.
 - Une meilleure maîtrise des décisions d'investissement étant donné que les pertes d'énergie distribuée et non comptabilisée, peuvent porter atteinte à la rentabilité financière de la concession de Distribution et à la qualité de service.
- ✓ L'impact de la réduction de ces pertes techniques HTA sur le coût de revient du KWh.

III.2. Etat du réseau électrique de la Concession de Distribution de Tizi Ouzou

Le réseau électrique de la Concession de Distribution de Tizi Ouzou est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans les postes électriques.

Les postes de transformation permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs.

III.2.1. Postes de transformation HTB/HTA

De ces postes principaux de transformation partent plusieurs lignes HTA de 30kV.

N°	Nom du poste	Niveau de tension	Capacité installée
1	FREHA	60/30 kV	120 MW
2	OUED AISSI	220/60/30 kV	80 MW
3	BOUKHALFA	60/30 KV	80 MW
4	DRAA BEN KHEDDA	60/30 KV	80 MW
5	TIZI MEDDEN	60/30 kV	80 MW
6	SOUK EL DJEMAA	60/30 kV	80 MW
7	CABINE MOBILE TAMDA	60/30 kV	20 MW
8	CABINE MOBILE DRAA BEN KHEDDA	60/30 kV	20 MW
TOTAL			560 MW

Tableau 01 : Sources HTB/HTA et Puissance Installée

Tableau 02: Longueur des lignes de distribution HTA et BTA

Nombre de Postes HTA/BTA	Longueur Réseau HTA (Km)	Longueur Réseau BT (Km)	Total Réseaux (Km)	Nombre de départs HTA
4332 don't 1367 abonnés	2899.872	4588.643	7488.52	55

IV. Problématique

De par sa dénomination, la Société Algérienne de Distribution de l'électricité et du gaz, parmi ses missions principales, est d'acheter et de vendre de l'énergie électrique et gazière. Par conséquent, l'interrogation qui se pose, dans quelles conditions et à quel prix cette mission va être mise en œuvre afin de pouvoir satisfaire le client d'aujourd'hui ?

Le client devient de plus en plus exigeant par rapport à la qualité, la continuité de service ainsi que les conditions de sécurité d'usage de ce produit fournit, en l'occurrence l'énergie électrique indispensable pour le développement économique, social et culturel pour les clients non domestiques (industriels, agriculteurs, administrations, établissements scolaires et universitaires, hôpitaux...) et un confort indiscutable pour clients domestiques.

Par ailleurs, avec la politique de développement rapide du secteur de l'énergie et spécialement de l'électricité et dans le but d'améliorer les conditions socio-économiques des citoyens tout en garantissant l'augmentation de façon durable de l'économie nationale, une forte construction de lignes de distribution est en cours partout sur le territoire national en général et notamment, au niveau des wilayas de Tizi-Ouzou et de BOUIRA. Une simple observation pourrait conduire à penser que plus la couverture du réseau augmente plus les pertes techniques augmentent.

Une bonne pratique, au contraire, devrait optimiser tous les paramètres mis en jeu pour réduire les pertes au lieu de les augmenter et par la même occasion réduire le coût de revient du KWh.

Notre étude portera sur le réseau électrique de la distribution de Tizi-Ouzou qui a enregistré en 2018 un taux de pertes globales avoisinant 11.95 % de toute l'énergie électrique fournie au réseau, avec 7.76 % sont techniques dont 3.41 % sont de catégorie HTA .

L'équivalent de 7.76 % de taux de pertes techniques en énergie est de 127.7 GWh et que celui des pertes sur le réseau HTA est de 56.11 GWh soient respectivement en pertes financières

Chapitre 1 : Présentation de la Société algérienne de distribution de l'électricité et du gaz (SDC).

567.064 MDA et 244.792 MDA, tout en sachant que le coût de revient moyen d'un KWh pour l'année 2018 est de 5.87 DA.

A signaler que, les pertes financières annuelles engendrées par ces pertes techniques sur le réseau HTA sont l'équivalent à plus de deux (2) mois de masse salariale de la Direction de Tizi-Ouzou, pour un effectif de 1041 agents.

Par conséquent, porter une solution à la situation actuelle par la réduction de ces pertes techniques, aura un impact direct et positif entre autres sur :

- ✓ Le coût de revient de KWh.
- ✓ L'amélioration des conditions techniques de la fourniture de l'énergie qui engendrera une meilleure qualité et continuité de service et par conséquent la satisfaction du client.

Néanmoins, pour ce faire, il est impératif de mettre en œuvre une stratégie qui consiste à investir de façon optimale à ce que le coût d'investissement ne dépassera pas d'une manière exorbitante à long terme les coûts induits par les pertes techniques HTA.

I.1 Introduction

Selon le plan comptable général, un coût représente la somme des charges relatives à un élément défini au sein du réseau comptable. Un coût est défini par les caractéristiques suivantes :

- Le "**champ d'application du calcul**" : un moyen d'exploitation, un produit, un stade élaboration du produit.
- Le "**contenu**" : les charges retenues en totalité ou en partie pour une période déterminée.
- Le "**moment de calcul**" : antérieur (préétabli) ou postérieur (coût constaté) à la période considérée.

On peut définir le coût comme : une accumulation de charges correspondant soit à une fonction ou une partie de l'entreprise, soit à un objet ; une prestation de services, à un stade final.

Il existe 3 optiques de ventilation des coûts, à chaque optique correspond une ou plusieurs typologies de coûts :

- a) La première optique est relative à la nature de leur objet : coût d'achat, coût de fabrication, coût de distribution.
- b) La deuxième optique est plus comptable. Elle consiste à distinguer les coûts directs (matière première et matière consommable, main-d'œuvre directe) des coûts indirects (main-d'œuvre indirecte, frais d'administration).
- c) La troisième optique est économique. Elle consiste à distinguer les coûts fixes des coûts semi-variables ou variables.

I.2 Les différents types de coûts :

- Coûts liés au travail des ressources du projet
- Coûts liés à l'utilisation de consommables
- Coûts associés aux ressources de type coûts (frais de déplacement,...)
- Coûts fixes définis au niveau de chaque tâche

*Coûts de projet = somme des coûts associés aux différents ressources du projet +
somme des coûts fixe de l'ensemble des tâches de projet*

II. Budget d'un projet

II.1. Introduction

Le budget d'un projet est un élément important dans l'étude d'un projet puisque les résultats économiques auront un impact sur la réalisation ou non et sur la conception du projet.

Quelle que soit la méthode d'estimation retenue, la démarche d'estimation des coûts suppose:

- D'assurer la collecte et le stockage de données historiques sur les coûts des projets qui vont servir de documentation de référence ;
- D'analyser les caractéristiques techniques et économiques du projet à estimer afin de mettre en œuvre le plan de l'estimation (données de références, méthodes retenues, mises à jour nécessaires...).
- D'apprécier le degré de précision des chiffres obtenus afin de constituer les provisions nécessaires.

Dans la phase de faisabilité du projet, il s'agira de donner des fourchettes de coûts plus que des coûts précis. Ces fourchettes devront cependant éviter d'être sous évaluées ou surévaluées.

En effet, si le coût est trop élevé, l'entreprise peut renoncer au projet, alors que celui-ci est effectivement rentable, à l'inverse, avec un coût sous-évalué, le chef de projet risque d'être amené à demander des rallonges budgétaires importantes, pendant la phase de réalisation du projet, qui le mettront en difficulté.

II.2. Généralités sur les projets :

II.2.1. Origines du terme «projet»

Le terme «*projet*» a été employé pour la première fois au seizième siècle et vient de latin *projicere*, qui veut dire «jeter en avant». Sa racine latine évoque un mouvement, une trajectoire et un rapport à l'espace et au temps. Le processus impliqué est le suivant : un point de départ, sur lequel on se base pour se lancer en avant vers un but. Le mot et le concept ont été employés, pour la première fois, par des architectes.

II.2.2. Définitions

a) Projet :

Un projet est une entreprise temporaire décidée dans le but de créer un produit, un service ou un résultat unique.

b) Gestion de projet :

La gestion de projet est l'ensemble des opérations constitué par la planification, l'organisation et le contrôle systématique des ressources affectées en vue de la réalisation des objectifs du projet en ce qui concerne le coût, les délais et le rendement.

c) Management de projet :

Le management de projet intègre la notion de gestion de projet à laquelle on ajoute une dimension supplémentaire concernant la définition des objectifs stratégiques et politiques de la direction.

d) Tâche :

Une tâche est une action à mener pour aboutir à un résultat à chaque tâche, on associe :

- ✓ un objectif mesurable
- ✓ des ressources (humaines, matérielles et financières)
- ✓ une charge de travail exprimée en nombre de journées/homme
- ✓ une durée

II.2.3. Les contraintes d'un projet

Tout projet repose sur trois(3) contraintes élémentaires ; et pour la gestion d'un projet, il faut maintenir l'équilibre entre ces contraintes qui sont : le coût, le temps et la qualité

- ✓ **Le coût** : c'est le budget que l'entreprise accepte de consacrer à la réalisation du projet
- ✓ **Le temps** : tout projet doit avoir une date d'échéance, cette date constitue la principale contrainte de temps du projet
- ✓ **La qualité** : les contraintes de qualité sont souvent représentées par des normes à respecter

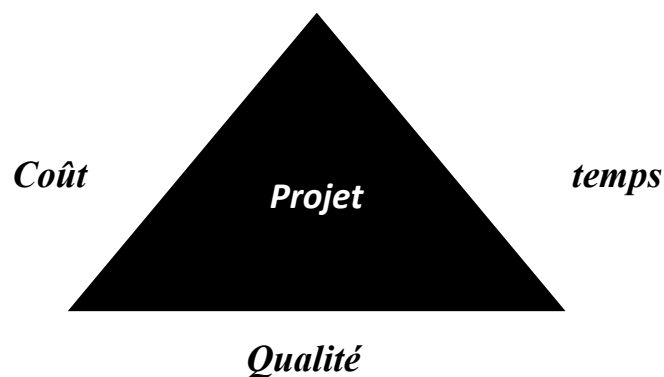
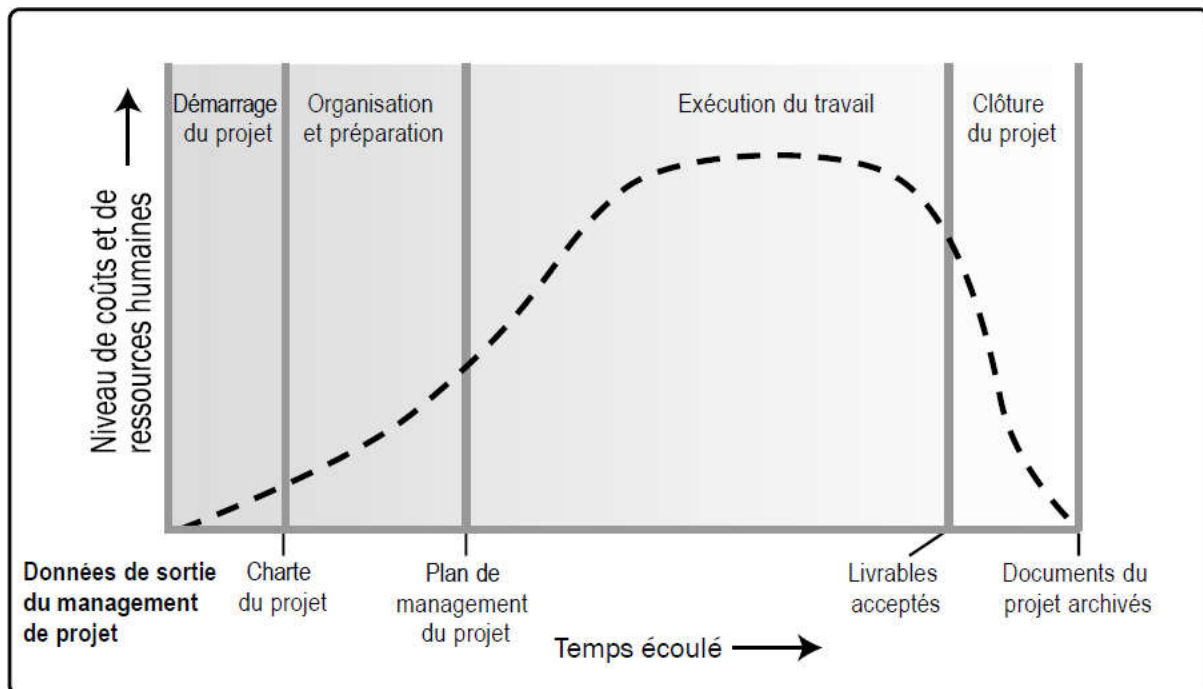


Figure 07 : Contraintes pour la gestion d'un projet.

II.2.4. Les étapes d'un projet (ou cycle de vie) :

Un projet passe, en général, par quatre (04) phases durant sa réalisation

- ✓ Phase 1 : la définition du Projet
- ✓ Phase 2 : la planification
- ✓ Phase 3 : l'exécution
- ✓ Phase 4 : la clôture du projet



III. Calcul des coûts de projet

III.1. Calculs des coûts

Le calcul des coûts consiste en un exercice exigeant et délicat qui sera affiné pendant toute la phase préparatoire du projet. La principale source de difficultés est liée à l'estimation d'un produit nouveau, encore mal défini et qu'il faudra pourtant chiffrer. Le maître d'œuvre doit connaître le coût du projet avant d'être trop engagé dans sa réalisation, de manière à pouvoir réorienter ses choix, ou renoncer à son projet. Dans la phase de faisabilité du projet, il s'agira de donner des fourchettes de coûts plus que des coûts précis. Ces fourchettes devront cependant éviter d'être sous-évaluées ou surévaluées. En effet, si le coût est trop élevé, l'entreprise peut renoncer au projet, alors que celui-ci est effectivement rentable, à l'inverse, avec un coût sous-évalué, le chef de projet risque d'être amené à demander des rallonges

budgétaires importantes, pendant la phase de réalisation du projet, qui le mettront en difficulté.

III.2. Maîtrise des coûts :

La maîtrise des coûts suppose une grande discipline et commence dès :

1. La phase de faisabilité du projet. Dans un premier temps, la technique utilisée est une estimation analogique, c'est à-dire une estimation à partir de projets analogues. Combien coûte la construction d'une maison de 150 m² habitables ? Entre 15 Millions de DA et 30 Millions de DA, soit 10 à 20 Millions de centimes le m².
2. Dans la phase d'avant-projet, le projet est détaillé, des choix techniques sont arrêtés ou proposés, la méthode paramétrique sera utilisée (maison de deux niveaux, avec sous-sol, deux salles de bain, types de matériaux, isolation renforcée, six pièces, trois salles de bain, deux salles d'eaux... Le coût sera affiné avec un degré de précision plus grand (la maison coûtera entre 24 MDA et 28 MDA). A la fin de la phase d'avant-projet, les derniers choix techniques doivent être confirmés (types d'équipements de la salle de bain et de la cuisine, nature des revêtements...).
3. Avant de démarrer le projet, le chef de projet construira le budget initial détaillé, méthode analytique, en s'appuyant sur des devis ou sur des estimations argumentées et précises. Ce budget servira de référence pour évaluer ultérieurement les dérives éventuelles lors du suivi du projet. Il s'agit d'une estimation contractuelle qui lie le chef de projet et le donneur d'ordre.
4. Tout au long de la réalisation, le niveau des dépenses sera comparé au niveau prévu et quelques fois des actions correctives seront proposées.

Exemple : Sur les différentes phases

Un grand constructeur automobile envisage la création d'un nouveau modèle de voiture familiale à moteur biénergie : électricité et essence, consommant moins de trois litres pour cent kilomètres. Plusieurs options s'offrent à lui pour la mise au point du moteur, pour lequel il n'a pas encore d'expérience industrielle :

Fabriquer un moteur original,

Acheter un moteur existant et l'adapter,

Conclure un partenariat avec un autre constructeur et mettre au point un moteur commun.

1. Dans la phase de faisabilité, le projet est estimé entre 100 et 200 Millions (chiffres non contractuels). L'entreprise donne son accord sur la base de 150 M.

2. Dans la phase d'avant-projet, les coûts évalués sont les suivants: châssis (20 M), carrosserie (30 M), intérieur (30 M), accessoires et divers (20 M) soit 100 M, sans le moteur.

Le moteur original coûtera 110 M, l'achat d'un moteur (20 M), un moteur en partenariat (60 M). L'entreprise se trouve devant un portail, selon la direction choisie, le projet reviendra entre 120 M et 210 M.

3. Après avoir choisi l'option moteur original, le chef de projet construit alors l'estimation détaillée qui constituera le budget de référence (ou budget initial, 210 M).

4. En cours de réalisation du projet, le chef de projet, aidé par le contrôleur de gestion, assurera un contrôle des coûts. Il comparera les coûts réalisés aux coûts prévus. Il informera le maître d'œuvre de la situation et en cas d'écarts, proposera des actions correctives.

Il fera les calculs du coût des actions restantes et du coût total. Ainsi, si la réalisation du moteur original présente des incertitudes en termes de coût ou de fiabilité, on sera amené à augmenter le budget ou à modifier le projet en recourant à un moteur existant.

III.3. Coût total d'une tâche :

Le calcul des coûts de chaque tâche est réalisé par le responsable de projet, avec l'aide du responsable de la tâche ou sur la base d'un devis.

Remarque :

Il convient de comptabiliser les dépenses réalisées en interne par l'entreprise.

On appellera **coût total** (CT) la somme des coûts de tous les facteurs de production utilisés.

$$CT = \sum_{k=0}^n P f$$

Avec : P = prix d'une unité de facteur i

f = quantité de facteur i.

Toutes les dépenses de l'entreprise sont considérées comme servant à produire et sont donc des facteurs de production.

Exemple : soit une tâche A, de durée 4 jours

Elle est réalisée par 3 maçons, 2 manœuvres et 2 plombiers et nécessitera des fournitures pour un montant de 8000DA.

Quel est le coût de cette tâche ? Sachant que :

Le coût journalier d'un maçon est de 1300 DA.

Le coût journalier d'un manœuvre est de 1000 DA.

Le coût journalier d'un plombier est de 1800DA

Réponse :

$8000 + 4 (3 \times 1300 + 2 \times 1000 + 2 \times 1800) = 46000$ DA (Coûts fixes plus 4 fois (4 jours) les coûts quotidiens pour les personnels).

III.4. Coûts fixes, coûts variables :

La distinction entre les coûts fixes et les coûts variables est principalement liée au terme envisagé.

Coûts Fixes (CF) : Sont des coûts indépendants des quantités produites. Tels que les loyers, les charges locatives, les assurances, les frais liés aux remboursements d'emprunts, certains salaires, ...

- A long terme les coûts fixes deviennent variables :
- On peut déménager, choisir un local plus grand ou plus petit,
- Modifier les contrats d'assurance, ...

Coûts variables (CV) :

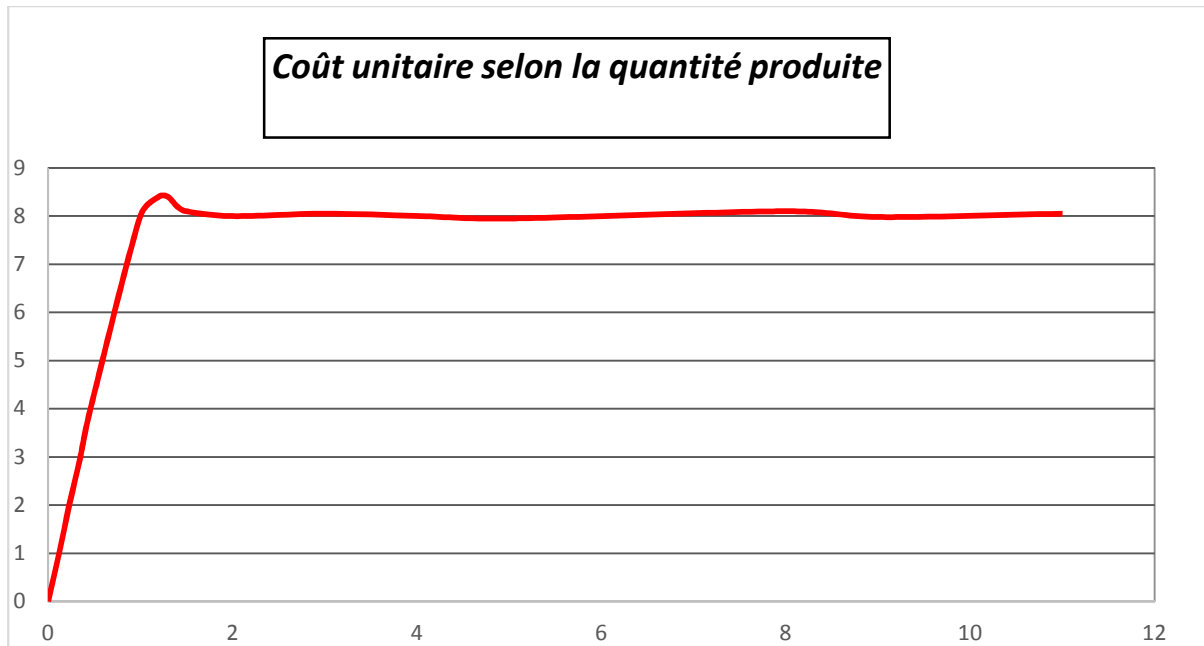
Sont les coûts des facteurs variables, c'est-à-dire des facteurs de production dont les quantités varient avec la quantité produite.

Donc les coûts variables sont en fonction des quantités produites.

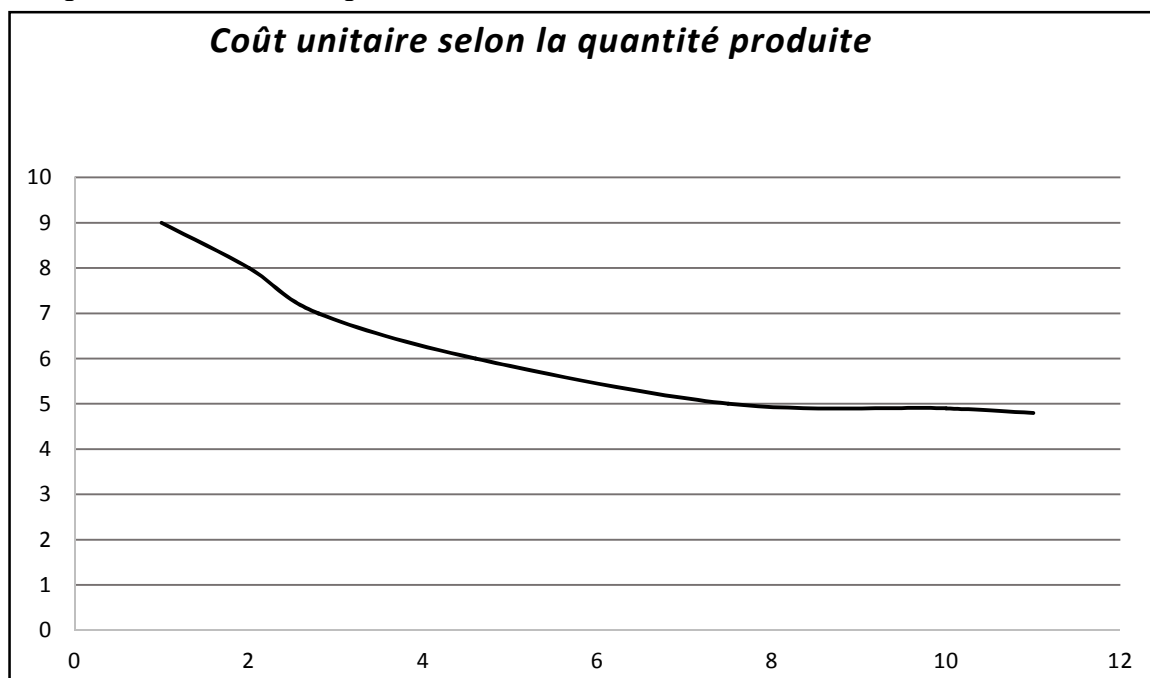
III.5. Évaluation des coûts variables

Les coûts sont rarement fixes ou proportionnels. Pour la plupart des facteurs utilisés dans la production, les coûts devront être évalués avec précision.

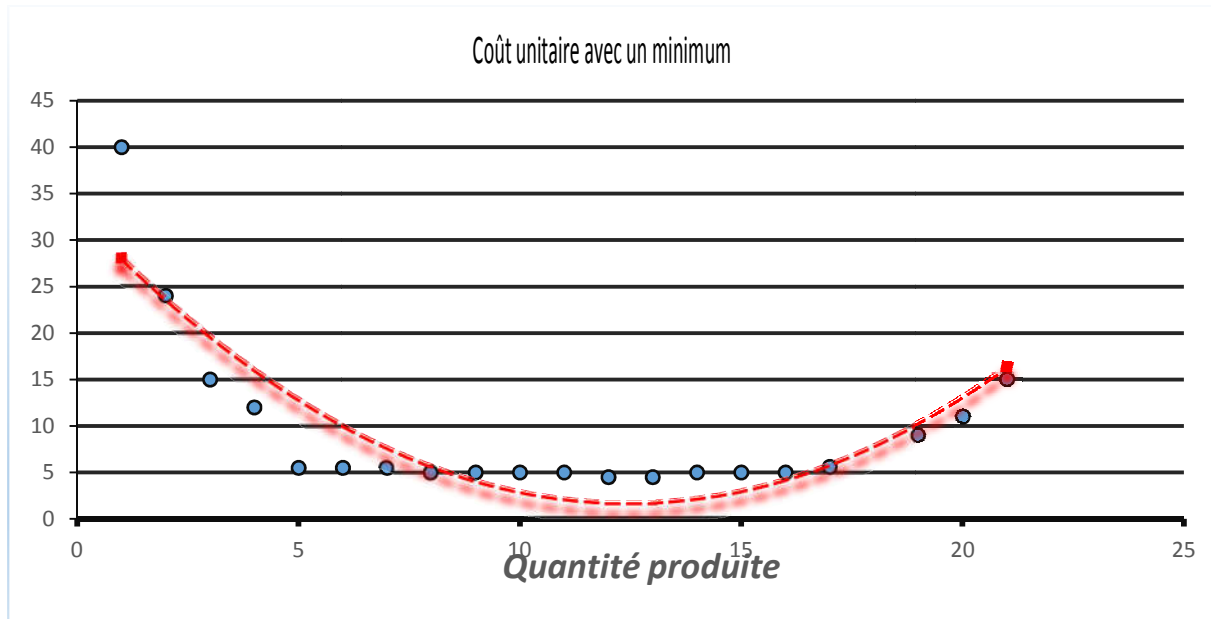
a) Coûts proportionnels (douze vis par table), prix constants



- **b) Coûts dégressifs (électricité pour les machines, chauffage, matières premières...): les prix varient selon la quantité totale utilisée**



c) Coûts dégressifs puis progressifs : les prix diminuent puis augmentent, si la quantité utilisée dépasse un certain niveau (exemple photocopieur...)



III.6. Coûts des équipements

Les coûts des facteurs fixes posent un problème d'évaluation sur une période, car généralement leur durée de vie (ou les engagements correspondants à ce facteur) sont supérieurs à la durée étudiée (mois, année, ...). Il faudra donc évaluer le coût de chaque facteur fixe sur la période.

a) Amortissement :

L'amortissement est une méthode comptable qui consiste à étaler le coût d'un bien sur sa durée de vie ou sur sa période d'utilisation.

- Deux modes de calculs sont proposés en comptabilité :

L'amortissement linéaire : Qui consiste à calculer le coût annuel en divisant la valeur du bien par sa durée de vie.

Exemple : Une machine qui coûte 100 MDA fonctionnera pendant 5 ans, elle coûte 20 MDA par an.

L'amortissement dégressif : Qui consiste à amortir une part plus importante au début, puis plus faible ensuite, sur la même durée.

Le calcul est modifié car il s'agit d'appliquer un taux double sur la valeur résiduelle et en appliquant un taux proportionnel en fin de période (lorsque le taux proportionnel sur la période restante devient supérieur au taux dégressif).

Dans l'exemple, une machine au coût de 100 MDA, l'amortissement sera respectivement de: 40 – 24 – 14,4 – 10,8 – 10,8.

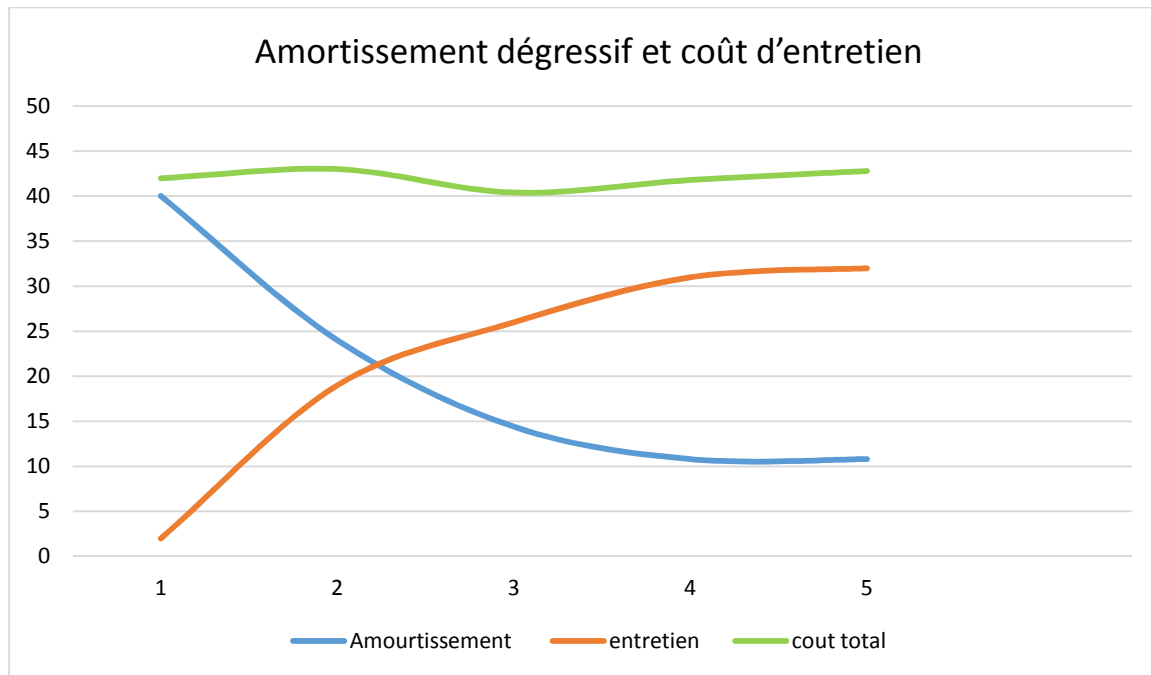
Année	Amortissement de l'année (40% de la valeur résiduelle de l'année précédente)	Valeur résiduelle à la fin l'année
1	40% de 100 MDA = 40 MDA	100-40=60 MDA
2	40% de 60 MDA = 24 MDA	60-24=36 MDA
3	40% de 36 MDA = 14,4 MDA	36-14,4=21,6 MDA
4	50% de 21,6 MDA sur deux dernières années, soit 10,8 MDA	10,8 MDA
5	10,8 MDA	0

D'un point de vue comptable et fiscal la seconde solution est préférable, elle l'est d'un point de vue économique également car le bien perd généralement plus de valeur en début de vie, et ses coûts d'entretien augmentent avec son âge. Le coût total du bien (amortissement et entretien) sera donc plus stable avec un amortissement dégressif.

▪ **Coût annuel d'un matériel pour un coût d'achat de 100 MDA:**

Année	Amortissement	Entretien	Coût Total
1	40	2	42
2	24	19	43
3	14,4	26	40,4
4	10,8	31	41,8
5	10,8	32	42,8

Tableau 07 : Amortissement dégressif et coût d'entretien



B) Loyer fictif :

Le coût d'utilisation d'un matériel propriété de l'entreprise ne peut être considéré comme nul, sous peine de conduire à des gaspillages ou à des abus. Pour réduire ce risque, les entreprises, utilisent souvent le principe du loyer fictif, également employé en comptabilité analytique. Le tarif du loyer fictif est établi en référence au coût extérieur à l'entreprise ou au nombre de journées d'utilisation du matériel au cours de l'année.

- **Exemple :** Un bulldozer qui coûte 2 MDA par an (amortissement + entretien) est utilisé 100 jours par an. L'entreprise peut évaluer le loyer fictif à 20 000DA par jour. Si le coût de location, chez un loueur de matériel, est inférieur, l'entreprise aura intérêt à louer plutôt qu'à acheter. Si le coût de location, chez un loueur de matériel, est plus élevé, par exemple supérieur à 30 000DA, l'entreprise peut fixer un loyer fictif intermédiaire (de l'ordre de 25 000DA).

Remarque :

D'autres paramètres sont à considérer, tels que : la saisonnalité, la disponibilité, les difficultés d'acheminement, ...

c) Coût d'opportunité : L'achat d'une machine, d'un local ou d'un matériel entre en conflit avec d'autres projets de l'entreprise qui devra arbitrer.

Ainsi, faut-il acheter une machine à 500 000DA ou placer cet argent au taux de 4% ? L'entreprise considérera qu'au coût direct d'usage de cette machine il faut ajouter le manque à gagner dû à l'immobilisation des fonds. Dans l'exemple précédent, il faut ajouter 20 000DA par an. Si l'entreprise peut louer la même machine 110 000 DA par an (frais d'entretien inclus), elle a intérêt à louer car son coût d'opportunité est de 120 000 DA par an. Bien évidemment, si l'achat de la machine suppose un emprunt bancaire, le coût de cet emprunt sera ajouté au prix de la machine pour déterminer le coût pour l'entreprise.

IV. Rentabilité d'un investissement

IV.1. Décision d'investissement

Toute **décision de dépense** qui conduit à l'acquisition d'un actif en vue de l'obtention flux **de liquidités ultérieur** et ayant pour but **d'accroître la richesse des propriétaires** de l'entreprise, constitue un investissement.

Cette finalité n'exclut pas que l'opération d'investissement puisse avoir des buts plus spécifiques augmentation de la productivité, diversification des activités, amélioration des conditions de travail.

Cette définition reste très restrictive, une définition financière plus large s'impose «investi c'est mettre en œuvre aujourd'hui des moyens financiers pour, à travers des activités de production et de vente, générer des ressources financières sur plusieurs périodes ultérieures».

IV.2. Les Paramètres d'un projet d'investissement projet :

Projet d'investissement :

Le problème d'investissement revient à **sélectionner les projets** en comparant les coûts d'investissement **I** et ce qu'il peut rapporter. C'est-à-dire **les gains futurs espérés**. la connaissance de ces flux est indispensable à la préparation de la décision.

- La capitale investie ;
- Cash-flow ou solde des flux de trésorerie induits par le projet ;
- La durée de vie de projet ;
- La valeur résiduelle.

IV.2.1. La capitale investie :

L'ensemble des dépenses directes ou indirectes nécessaires à la réalisation du projet doit être évalué

- Prix d'acquisition des biens incorporels et financiers ;
- Frais accessoires d'achat, de transport, de douane ... ;
- Augmentation des biens de financement d'exploitation (BFR).

En ce que concerne l'augmentation de BFR, un projet d'investissement conduit à une augmentation de l'activité et donc de BFR. La prévision de cette initial et l'augmentation du BFR initiale sont engagés en début de premier exercice rappelons qu'en fin de projet le BFR est récupéré car les stocks sont liquidés, les créances sont recouvrées et les dettes fournisseurs réglées.

IV.2.2. Cash-flow ou solde des flux trésorerie

Il s'agit de surplus monétaire par l'investissement conventionnellement l'année sert de base périodique pour mesurer bien que ce soit un phénomène continu. **Ce surplus est mesuré sur la durée de vie de l'immobilisation acquise.**

Il est égal à la différence entre les recettes et les dépenses induites par le projet.

Le cash-flow est le résultat de **prévisions de chiffre d'affaire CA, des différents coûts d'exploitation des impôts**. Ils sont dégagés **de façon continue** tout au long d'un exercice. Afin de simplifier les calculs, on considèrera qu'ils sont dégagés enfin d'exercice.

Cash-flow = recette induites du projet – dépenses induits du projet

= produits encaissables – charges décaissables

= capacité d'autofinancement d'exploitation

Exemple :

Soit un projet d'investissement comportant des matériels pour 160000 DA amortissables linéairement 5ans. La TVA est totalement récupérée. Les prévisions d'exploitation relatives à ce projet sont suivantes (en milliers de DA).

	1	2	3	4	5
CA	210	240	267	216	189
Charge variable	100	120	130	110	94

Les charges fixe hors amortissement sont évaluées à 44000 DA et son supposées rester à ce niveau pendant 5 ans. Impôt sur les sociétés est au taux de 30%.

Calculer le cash-flow :

	1	2	3	4	5
CA	210	240	267	216	189
Charge variable	100	120	130	110	94
Charge fixe	44	44	44	44	44
D. Amortissement	32	32	32	32	32
Résultat avant impôts	34	44	91	30	19
IS	10,2	13,3	27,3	9	5,7
Résultat net	23,8	30,8	63,7	20	13,3
Cash-flow	55,8	62,8	95,7	53	45,3

IV.2.3. La durée de vie du projet

Un projet à une **durée de vie** qui conditionnera l'échéancier des cash-flows.

Généralement, la durée de vie économique d'un projet excède la durée d'amortissement fiscal.

IV.2.4. La valeur résiduelle

A la fin de la durée de vie, les biens ont **une valeur résiduelle**. Cette valeur est à prendre en compte pour le choix des projets.

Elle est égale à **la valeur vénale nette** des impôts sur les plus-values. Elle doit être ajoutée au cash-flow de **la dernière année du projet**.

IV.3. Les critères de choix d'investissement en univers certain

Ces méthodes considérant que le cadre de décision est reconnu et quel avenir est prévisible.

Elles comparent la dépense initiale aux recettes attendues dans les années à venir :

- La valeur actuelle nette (VAN) ;
- Le taux interne de rentabilité (TIR) ;
- L'indice de profitabilité (IP) ;
- Le délai de récupération du capital.

IV.3.1. La valeur actuelle nette(VAN)

Elle est égale à **la différence entre les flux nets de trésorerie actualisés** sur la durée de vie l'investissement et le montant du capital

$$VAN = \text{cash-flow actualisées} - \text{investissement initial}$$

$$VAN = I + \sum_{k=1}^n CF(1+t)^{-k}$$

I: capital initial.

CF: cash flows.

t: taux d'actualisation.

n: durée de vie du projet.

- Un **critère de rejet** pour tout projet dont elle **est négative**.
- Un critère sélection entre **deux projets** sera retenu celui dont la **VAN est la plus forte**.

Exemple d'application précédent :

Avec le taux actualisation 10%.

	1	2	3	4	5
CA	210	240	267	216	189
Charge variable	100	120	130	110	94
Charge fixe	44	44	44	44	44
D.Amortissement	32	32	32	32	32

Résultat avant impôts	34	44	61	30	19
IS	10,2	13,3	18,3	9	5,7
Résultat net	23,8	30,8	42,7	20	13,3
Cash-flow	55,8	62,8	74,7	53	45,3
Cash-flow actualisé	55,72	51,90	56,12	36,20	28,13

$$VAN = I + \sum_{n=1}^k CF(1+t)^{-n}$$

$$VAN = -160000 + (55,72+51,90+56,12+36,20+28,13)*1000$$

$$VAN = 63078 \text{ DA}$$

IV.3.2. Le taux interne de rentabilité (TIR)

Le taux interne de rentabilité TIR est le taux pour le quel **valeur actuel nette est nulle** autrement dit, c'est le taux qui **rend égaux le montant de l'investissement et le cash-flow induits par ce même investissement**

$$I = \sum_{k=1}^n CF(1+t)^{-k}$$

I: capital initial.

CF: cash flows.

t: taux d'actualisation.

n: durée de vie du projet.

- Un critère de rejet pour tout projet dont TIR est inférieur au taux d'actualisation plancher réacquis par l'investisseur.

- Un critère de sélection entre deux ou plusieurs projets pour retenir le projet dont le TIR est le plus élevé.

Exemple :

Projet	0	1	2	3	4	5
Cash-flow	-1096	100	256	377	428	673
CF actualisé à 15%	-1096	87	194	248	245	335
CF actualisé à 15% cumulés	-1096	-1009	-815	-567	-322	13
CF actualisé à 16%	-1096	86	190	242	236	320
CF actualisé à 16% cumulés	-1096	-1010	-820	-578	-342	-22

VAN à 15% = 13

VAN à 16% = -22

TIR = 15% + (16-15)% * (13/13+22) = 15,37

Interprétation

Pour TIR = 15,37%

La valeur actuelle nette au taux 15,37% est nul, c'est à dire que les revenu de projet permettent de rembourser le capital initial et de rémunérer au taux 15,37%, sans gain ni perte.

IV.3.3. L'indice de profitabilité

Il mesure le profit induit par un dinar du capitale investie. Il mesure l'avantage relatif susceptible d'être retiré d'un projet d'investissement.

$$IP = \frac{\sum_{k=1}^n CF(1+t)^{-k}}{I}$$

I: capital initial

CF: cash flows

t: taux d'actualisation

k: durée de vie du projet

- Il constitue un critère de rejet pour tout projet dont **l'indice est inférieur à 1** ;
- Pour **deux ou plusieurs** projets est le plus élevé dont l'indice de profitabilité est **plus élevé** ;

Exemple d'application précédent :

$$IP = \frac{\sum_{n=1}^k CF(1+t)^{-n}}{I}$$

$$IP = 223078,7639/160000 = 1,394242274$$

IV.3.4. Le délai de récupération du capitale investi (DRC) ou Pay Back

Period (PBP) :

Il correspond au **délai** ou bout duquel le moment **annulé de cash-flows actualisés est égale au montant du capitale investi** ; c'est le délai le **plus court possible**

$$DRC = \text{année de cumule inferieure} + \frac{\text{montant de l'investissement} + \text{cumule inferieur}}{\text{cumule superieure} + \text{cumule inferieur}}$$

- Il constitue **un critère de rejet** pour tout projet dont le DRC **est supérieur à la norme fixée pour l'entreprise**
- Au niveau de la **comparaison entre deux projet**, sera retenu celui dont le **DRC est le plus court**
- **L'utilisation du DRC** entant que critère de sélection n'est valable que pour des projets **durée de vie identique**

Exemple précédent :

	0	1	2	3	4	5
Cash-flow		55,8	62,8	95,7	53	45,3
Cash-flow actualisé		55,72	51,9	71,9	36,2	28,13
CA actualisé cumulés	-160	-104,28	-52,38	19,52	55,72	83,85

$$2 \text{ ans} + (52,38/71,90) * 12 \text{ mois} = 2 \text{ ans} + 8,74 \text{ mois}$$

V. Etude de la rentabilité

VI. Etude comparative des coûts

Nous procédons à l'application des différents critères d'évaluation, pour analyser et vérifier la rentabilité du projet.

VI.1. La valeur actuelle nette (VAN)

Rappelons qu'un projet qui présente un revenu actualisé positif est un projet qui permet au moins de rembourser le capital initial et de rémunérer celui-ci à un taux égal au taux d'actualisation i .

Tel que taux d'actualisation égale à 7,75% (d'après le crédit populaire algérien).

Pour un taux d'actualisation égale à 7,75% est assez risqué pour un investissement .

On a:

$$VAN = I + \sum_{k=1}^n CF(1 + t)^{-k}$$

$$VAN = 110840334,40 \text{ DA}$$

On remarque que :

$$VAN > 0$$

On déduit que notre projet est rentable par rapport au premier critère.

Mais ce critère ne suffit pas de prendre une décision de l'investissement.

Nous avons indiqué que la détermination d'un taux d'actualisation dans l'entreprise est toujours délicate. Ceci peut conduire à caractériser un projet par son taux de rentabilité dont la valeur ne dépend pas de taux d'actualisation, même si l'on sait très bien que la décision nécessite une hypothèse sur la valeur de ce dernier.

VI.2. Taux de rentabilité interne

On utilise le critère du taux de rentabilité interne pour réaliser un projet, si le taux de rentabilité est supérieure au taux d'actualisation t tel que :

$$t = 7,75\%$$

$$I = \sum_{k=1}^n CF(1 + t)^{-k}$$

Dans notre projet on a trouvé que :

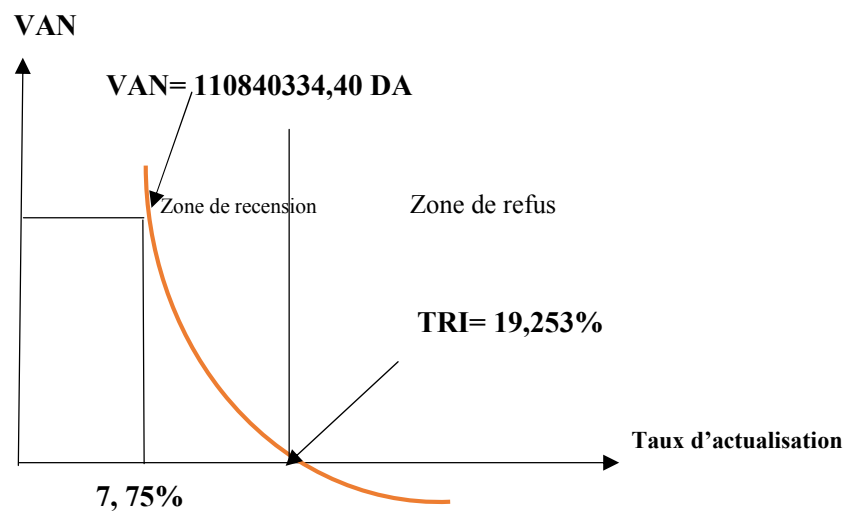
$$TRI = 19,253\% > t = 7,75\%$$

D'où notre projet est rentable selon le critère de taux de rentabilité interne.

Le critère du taux de rentabilité interne et celui de revenu actualisé conduisent à la même décision.

La variation de la VAN en fonction du taux d'actualisation, est représentée dans la figure suivante :

Figure N 08 : Représentation de la variation de la VAN en fonction du taux d'actualisation



Le graphe représente la VAN en fonction des taux d'actualisation. Nous observons qu'au-dessus de l'axe des abscisses, la VAN est supérieure à 0 et le taux d'actualisation est inférieur au TRI et qu'au-dessous de cet axe la VAN est inférieure à 0 et le taux d'actualisation est supérieur au TRI.

A cet effet, pour que le projet soit rentable l'entreprise doit retenir un taux d'actualisation inférieur au TRI et dans notre cas ce taux d'actualisation est de 7,75%, et il est inférieur au TRI qui est estimé à 19,253%.

VI.3. La durée de récupération du capital

On appelle date de récupération (en valeur actualisée) la date à partir de laquelle la somme des flux de trésorerie actualisé devient positive.

La durée de récupération en valeur actualisée est alors la durée d'exploitation au bout de laquelle les revenus du projet permis de rembourser le montant de l'investissement initial.

Il suffit donc de vérifier que sa durée de récupération est inférieure ou égale à sa durée d'exploitation.

La durée d'exploitation égale à 25 ans selon entreprise SONALGAZ.

DRC = 6 ans + 302 jours

La durée de récupération de capitale est égale : 6 ans + 302 jours.

D'où le projet est rentable selon le critère de délai de récupération de capital.

VI.4. Indice de profitabilité

L'indice de profitabilité correspondant au rapport des flux de trésorerie actualisé sur la dépense d'investissement.

Il doit être supérieure à 1 pour considérer l'investissement comme rentable.

$$IP = \frac{\sum_{k=0}^n CF(1+i)^{-k}}{I} \quad IP = 209288334,40/98448000$$

IP=2,13 > 1

Donc on peut considérer que le projet est rentable par rapport au critère de l'indice de probabilité.

VII. Application (MS Project)

VII.1 Diagramme de Gantt (gestion de cycle et tâches du projet)

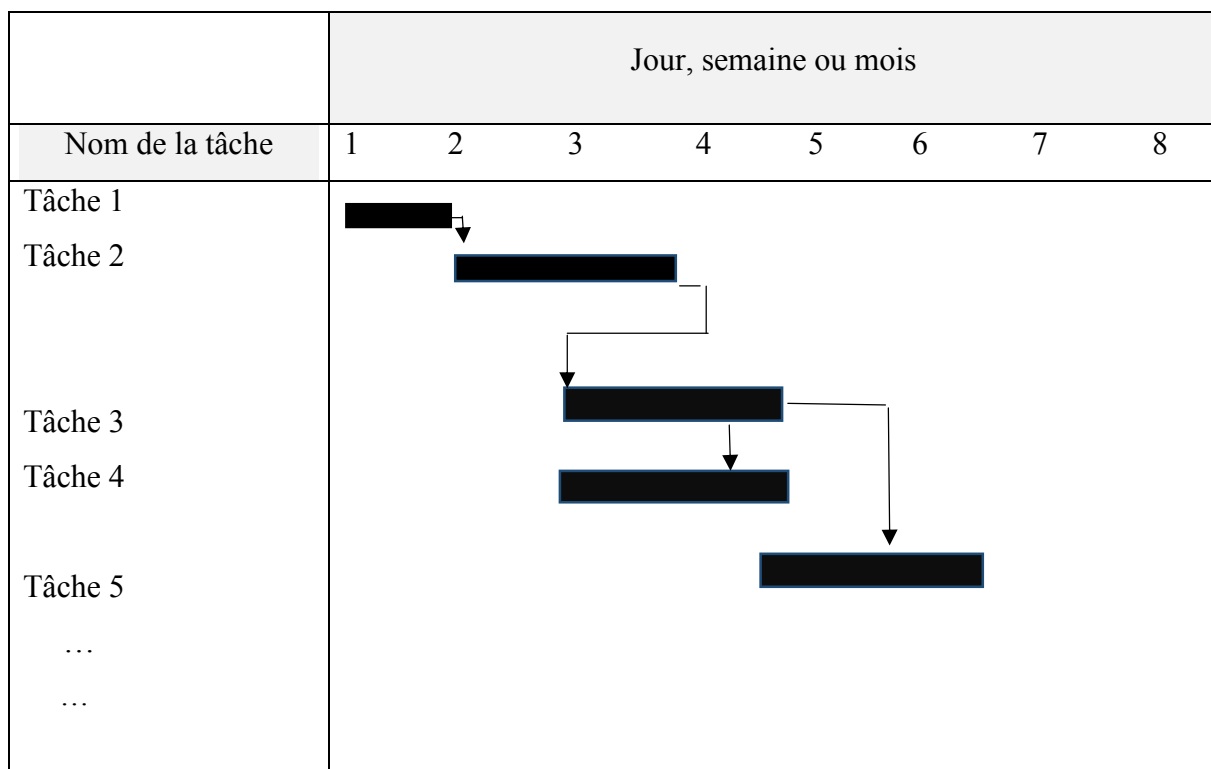
Conçu par Henry Gantt

Le diagramme de Gantt est un outil utilisé en ordonnancement et gestion de projet et permet de visualiser dans le temps les diverses tâches liées qui composent un projet (il s'agit d'une représentation d'un graphe connexe et orienté). Il permet de représenter graphiquement l'avancement du projet. Cet outil répond à deux objectifs : planifier de façon optimale ainsi que communiquer sur planning établi et les phases, tâches, et ressources du projet.

Dans un diagramme de Gantt on représente :

- En abscisse (colonnes) les unités de temps (exprimées en mois, en semaine ou en jours)
- En ordonné (lignes) les différents postes de travail ou les différents tâches.

Dans un diagramme de Gantt chaque tâche est représentée par une ligne, tandis que les colonnes représentent les jours, semaine ou mois du calendrier selon la durée du projet. Le temps estimé pour une tâche se modélise par une barre horizontale dont l'extrémité gauche est positionnée sur la date prévue de démarrage et l'extrémité droite sur la date prévue de fin de réalisation. Les tâches peuvent s'enchaîner séquentiellement ou bien être en parallèle.



Au fur et à mesure de l'avancement d'une tâche, la barre qui représente est remplie proportionnellement à son degré sur l'avancement du projet en traçant une ligne verticale traversant les tâches au niveau de la date du jour. Les tâches accomplies sont ainsi droites, tandis que les tâches en cours de réalisation sont traversées par la ligne. Si leur remplissage est situé à gauche de la ligne, la tâche est en retard par rapport au planning.

De plus, il est possible de faire apparaître sur le planning des événements importants autres que les tâches elles-mêmes, constituant des points d'accroche pour le projet : il s'agit des tâches jalons (en anglais milestones).

Les jalons permettent de scinder le projet en phases clairement identifiées, évitant ainsi d'avoir une fin de projet à trop longue échéance. Un jalon peut être la production d'un document, la tenue d'une réunion ou bien encore un livrable du projet. Les jalons sont des tâches de durée nulle, la plupart du temps un triangle ou un losange.

Ce type de modélisation est particulièrement facile à mettre en œuvre avec un simple tableur mais il existe des outils spécialisés dont les plus connus sont Microsoft Project et Primavera. Il existe par ailleurs des équivalents libres (et gratuits) de ces types de logiciels.

VII.2. Application

Pour réaliser les 26 KM de réseaux et un appareil de coupure, il faut pour :

1. La Partie Etude :
03 agents et une durée de 10 jours chacun
2. La Partie chiffrage et mise en consultation :
03 agents et une durée de 03 jours chacun
3. La Partie établissement d'ODS :
01 agent et une durée de 05 jours
4. La Partie réalisation :
07 entreprises de 06 agents chacune et une durée de 25 jours

Soient un total de 42 agents et 25 jours

VIII. Critère validation de projet

L'analyse faite à partir des données de l'entreprise SONALGAZ, et à travers l'étude de projet d'extension de production en s'appuyant sur les différents critères de rentabilité, on a les résultats suivants :

- La valeur actuelle nette(VAN) dégagée est importante, elle est de 110 840 334,40 DA,
- Le taux de rentabilité interne calculé est largement supérieur au taux d'actualisation qui est de 19,253%.
- L'entreprise arrive à récupérer ses dépenses initiales dans 6 ans et 203 jours.
- Le projet rapporte à l'entreprise 2,13 DA pour chaque dinar investi.

Selon ces résultats, on peut dire que la mise en place de ce projet ne représente aucun risque, sur l'entreprise (risque de non rentabilité ou sur autofinancement de entreprise). De ce fait, le projet est retenu.

IX. Conclusion

La politique d'investissement est l'un des éléments qui relèvent de la stratégie globale de l'entreprise, garant de son développement futur.

L'objet de ce travail est d'exposer les diverses techniques d'évaluation de la rentabilité d'un projet d'investissement.

Durant notre travail de recherche nous avons constaté que la décision d'investissement est considérée comme étant la décision la plus importante pour la pérennité de l'entreprise, l'importance de la décision d'investir réside, en effet, dans le fait que son succès ou son échec a un effet sur l'entreprise.

Nous avons constaté que l'étude d'un projet d'investissement nécessite d'abord, une étude technico-économique préalable, ensuite l'utilisation des méthodes d'analyse qui nous ont permis de donner une idée sur la viabilité, la faisabilité et la rentabilité d'un projet d'investissement, enfin la présentation des critères de sélection, qui sont nécessaires pour choisir un projet d'investissement .

L'évaluation de ce projet, nous a permis d'appliquer les différentes techniques par le calcul des critères usuels de la rentabilité dans un avenir certain. Nous avons pu aboutir aux résultats suivants :

- La valeur actuelle nette (VAN) est importante, ce projet permet de récupérer la mise initiale et de dégager un surplus qui s'élève à 110 840 281334,40 DA.
- Concernant le délai de récupération de capital (DRC), ce projet arrivera à récupérer les montants engagés avant l'échéance dans un délai de 6 ans et 302 jours.
- L'importance de l'indice de profitabilité (IP) nous confirme l'opportunité d'investir dans ce projet, en effet, selon cet indice chaque dinar investi rapportera à l'entreprise 2,13 DA.
- Le taux de rentabilité interne (TRI) est de 19,253%, est supérieur au taux d'actualisation choisi par l'entreprise qui est de 7,75%, cela signifie que ce projet est rentable.

A partir des informations recueillies, nous pouvons dire que la mise en place de ce projet d'extension ne représente aucun facteur de risque, et au contraire ce projet dégagera une forte rentabilité.

Enfin, à la lumière de cette affirmation, il ressort que la décision d'investissement n'est qu'une politique conditionnant le développement futur de l'entreprise, mais constitue également sans conteste un des principaux moteurs de la croissance économique.

Etude de la rentabilité

	i = taux d'actualisation,	7,75%	7,75000						
ANN EE	LIBELLE		(1+t/100)p	FLUX TRESORERIE ACTUALISE	VAN	Délai de Récupérati on	IP	CUMUL FLUX TRESORERIE ACTUALISE	
0	C = Capital investi,	-98 448 000	1	-98 448 000,00	-98 448 000,00				
1	R = Recettes nettes d'exploitation prévues	19 188 900	1,0775	17 808 723,90	-80 639 276,10		0,18	17 808 723,90	2020
2	R = Recettes nettes d'exploitation prévues	19 188 900	1,161006	16 527 818,00	-64 111 458,10		0,35	34 336 541,90	2021
3	R = Recettes nettes d'exploitation prévues	19 188 900	1,250984	15 339 042,23	-48 772 415,87		0,50	49 675 584,13	2022
4	R = Recettes nettes d'exploitation prévues	19 188 900	1,347936	14 235 770,05	-34 536 645,82		0,65	63 911 354,18	2023
5	R = Recettes nettes d'exploitation prévues	19 188 900	1,452401	13 211 851,56	-21 324 794,26		0,78	77 123 205,74	2024
6	R = Recettes nettes d'exploitation prévues	19 188 900	1,564962	12 261 579,17	-9 063 215,09		0,91	89 384 784,91	2025
7	R = Recettes nettes d'exploitation prévues	19 188 900	1,686246	11 379 655,84	2 316 440,75	7	1,02	100 764 440,75	2026
8	R = Recettes nettes d'exploitation prévues	19 188 900	1,81693	10 561 165,51	12 877 606,26	8	1,13	111 325 606,26	2027
9	R = Recettes nettes d'exploitation prévues	19 188 900	1,957742	9 801 545,72	22 679 151,98	9	1,23	121 127 151,98	2028
10	R = Recettes nettes d'exploitation prévues	19 188 900	2,109467	9 096 562,15	31 775 714,14	10	1,32	130 223 714,14	2029
11	R = Recettes nettes d'exploitation prévues	19 188 900	2,272951	8 442 285,06	40 217 999,20	11	1,41	138 665 999,20	2030
12	R = Recettes nettes d'exploitation prévues	19 188 900	2,449105	7 835 067,34	48 053 066,54	12	1,49	146 501 066,54	2031
13	R = Recettes nettes d'exploitation prévues	19 188 900	2,63891	7 271 524,22	55 324 590,76	13	1,56	153 772 590,76	2032
14	R = Recettes nettes d'exploitation prévues	19 188 900	2,843426	6 748 514,35	62 073 105,11	14	1,63	160 521 105,11	2033
15	R = Recettes nettes d'exploitation prévues	19 188 900	3,063791	6 263 122,37	68 336 227,48	15	1,69	166 784 227,48	2034
16	R = Recettes nettes d'exploitation prévues	19 188 900	3,301235	5 812 642,57	74 148 870,05	16	1,75	172 596 870,05	2035
17	R = Recettes nettes d'exploitation prévues	19 188 900	3,557081	5 394 563,87	79 543 433,92	17	1,81	177 991 433,92	2036
18	R = Recettes nettes d'exploitation prévues	19 188 900	3,832755	5 006 555,80	84 549 989,72	18	1,86	182 997 989,72	2037
19	R = Recettes nettes d'exploitation prévues	19 188 900	4,129793	4 646 455,50	89 196 445,22	19	1,91	187 644 445,22	2038
20	R = Recettes nettes d'exploitation prévues	19 188 900	4,449852	4 312 255,68	93 508 700,90	20	1,95	191 956 700,90	2039
21	R = Recettes nettes d'exploitation prévues	19 188 900	4,794716	4 002 093,44	97 510 794,34	21	1,99	195 958 794,34	2040
22	R = Recettes nettes d'exploitation prévues	19 188 900	5,166306	3 714 239,85	101 225 034,19	22	2,03	199 673 034,19	2041
23	R = Recettes nettes d'exploitation prévues	19 188 900	5,566695	3 447 090,35	104 672 124,54	23	2,06	203 120 124,54	2042
24	R = Recettes nettes d'exploitation prévues	19 188 900	5,998114	3 199 155,78	107 871 280,31	24	2,10	206 319 280,31	2043
25	R = Recettes nettes d'exploitation prévues	19 188 900	6,462967	2 969 054,08	110 840 334,40	25	2,13	209 288 334,40	2044
	TOTAL	381 274 500,00		110 840 334,40					
	Valeur actuelle nette (VAN)	110 840 334,40							
	Indice de profabilité (IP)	2,13							
	Taux de Rentabilité Interne (TRI)	19,252542%							
	délai de récupération du Capital investi,	6,84	6	10	302				
			ANS	MOIS	Jours				
	C = Capital investi,								
	i = taux d'actualisation,								
	R = Recettes nettes d'exploitation prévues								
	V = Valeur résiduelle de l'investissement								

Conclusion générale

La réduction des pertes techniques présente un grand défi pour les distributeurs, qui visent à améliorer leur chiffre d'affaire.

L'architecture du réseau électrique est la base des conditions d'écoulement des puissances et donc de l'énergie vers les différents points de consommation. Cette architecture s'accompagne entre autres :

De la répartition territoriale des postes de transformation HTB/HTA et charges des départs issus des postes ;

Du niveau de tension, dimension, types et longueurs de lignes ;

Plus la topologie est optimisée, plus les pertes sur le réseau électrique sont contrôlées et réduites.

Les pertes techniques totales sur le périmètre d'étude sont estimées à 7,76% de l'énergie électrique totale achetée en 2018.

Pour réduire ces pertes techniques, la Concession de Distribution de Tizi Ouzou a procédé à la création de lignes HTA pour réduire les longueurs et améliorer davantage la qualité de service.

La création de ces nouvelles lignes pour l'évacuation de l'énergie électrique n'est pas seulement une mesure à court terme de réduction des pertes, mais aussi à long terme, car cette ligne servira de chemin d'évacuation de l'énergie des nouveaux postes HTB/HTA inscrits dans le programme de développement de la wilaya de Tizi Ouzou.

Investir, c'est consentir une dépense susceptible d'engendrer des revenus futurs. Pour la Concession de Distribution, le plus souvent, c'est réaliser de nouvelles lignes, de nouveaux postes de transformation, la réhabilitation, le renforcement des lignes existantes.

Dans tous les cas, la décision d'investissement est caractérisée par le fait que ses conséquences porteront sur une longue période.

Dans notre cas, nous avons constaté que les pertes techniques sur le réseau HTA pour l'année 2018 ont engendré une perte financière de 244.7923 MDA, et après un investissement de 98.448 MDA, ces pertes ont été réduites de 23.69 MDA soit 24.06 % du coût

Conclusion générale

d'investissement qui sera rentabilisé en six (06) années et 302 jours sur les 25 années de durée d'amortissement d'une ligne HTA pour un gain linéaire.

Dans la même optique, réduire les pertes techniques sur le réseau HTA permettra de réduire le coût de revient du KWh, étant donné que ces deux paramètres sont directement proportionnels.

Cette réduction des pertes techniques sur le réseau HTA a engendré un gain de **0.02 DA par KWh.**

Enfin, il y a une solution radicale au traitement des pertes, c'est la production décentralisée.

L'un des avantages de l'éolien, du photovoltaïque ou de la petite hydraulique par exemple est d'être produits sur les lieux de consommation réduisant à zéro la longueur des lignes d'acheminement et donc les pertes créées par celles-ci.

Ce projet a aussi ses inconvénients comme l'augmentation du parc des équipements à gérer sur le plan maintenance, et les efforts et formation du personnel pour la maîtrise des technologies des postes 60kV différentes des cellules des postes 30kV, il nécessite d'une présence permanent d'un électricien pour la supervision et augmentation de la charge de travail ..., et cela engendre beaucoup de frais de plus .

Bibliographie

➤ *Ouvrage*

1. CONSO.P et HEMICI.F, «Gestion financière de l'entreprise», 9^{ème} édition, Dunod, Paris, 1999.
2. F.-X. SIMON et M. TRABELSI, «Préparer et défendre un projet d'investissement», Dunod, Paris, 2005.
3. Mohand Cherif BELAID, « la collaboration collectif EPBI Joffrey Malassigné (relecture) », «Management de projets : Mise en œuvre avec MS-Project», Les pages bleues international, Bouira, 2014.

➤ *Mémoire*

1. IGHIL Farida et SAADI Foufa, «Evaluation de la rentabilité d'un projet d'investissement Cas de la SARL TCHIN-LAIT BEJAIA», mémoire fin de cycle, Finance et Comptabilité/CCA, 2017.

➤ *Site internet*

1. [https://.www. Créer-gérer_entreprendre.Fr](https://.www.Créer-gérer_entreprendre.Fr)
2. [https://.www. manager-go.Com](https://.www.manager-go.Com)
3. [https://.www. Compta-facile.Com](https://.www.Compta-facile.Com)

➤ *De la SONALGAZ*

1. *Bilan annuel 2018 de la Direction de Distribution de Tizi Ouzou*
2. Donath HARERIMANA, *Optimisation du Réseau Electrique pour Réduire les Pertes Techniques du Réseau Electrique RWANDAIS*, mémoire pour l'Obtention du Master Spécialisé en Génie Electrique, Energétique et Energies Renouvelables, Option Production et Distribution Electrique, Mars 2013.
3. Mathias Laffont, *Pertes d'énergie dans les réseaux de distribution d'électricité*, Juin 2009.
4. Msaoud SAIDOUNE et Mustapha BENAOUA, *les Pertes techniques Dans Les Réseaux de Distribution*, 1^{ière} Conférence des Ingénieurs Chefs de Districts Electricité, Mai 2015.
5. M.MOUSSAOUI et R.AZZOUG, *Réduction des Pertes de Distribution d'Electricité* (Slide Player), Aout 2017.
6. Nouara AIT SAADI et Ali IDIR, *Réduction des pertes sur le réseau de transport de l'électricité GRTE/Sonelgaz, facteur d'amélioration continue*, Projet professionnel en management PROGRAMME CHP SONELGAZ, 2017/2018.

ANNEXE**Avant la restructuration****Annexe 1: Resultats sur les départs HTA avant la restructuration**

POSTE	Départs	Iapp (A)	Ilt (A)	Taux d'util (%)	$\Delta U/U(\%)$	Au nœud	Long (Km)
FREHA	AZAZGA	215	270	79.6	5	444P590	72.192
	YEKOURENE	230	270	85.1	18.72	447P473	216.803
	BRIQUETERIE	245	270	90.7	7.41	441P1341	128.100
	AZEFFOUNE	195	270	72.2	10.73	447P817	159.051

Annexe 2 : Calcul pertes HTA départ Yakourene, période ETE

HORAIRES	I	PMD + PI	P (KVA)	COEF	PERTES CALCULEES (KW)	PERTES (KW)	ENERGIE (KWh)	TAUX DE PERTES %
06H00	130	46133	6755	0,15	19929,1	427,28		7,03
07H00	135	46133	7015	0,15	19929,1	460,78	460,78	7,30
08H00	145	46133	7534	0,16	19929,1	531,58	531,58	7,84
08H30	151	46133	7846	0,17	19929,1	576,48	288,24	
09H00	160	46133	8314	0,18	19929,1	647,25	323,62	8,65
09H30		46133	0	0,00	19929,1			
10H00	160	46133	8314	0,18	19929,1	647,25	647,25	8,65
10H30		46133	0	0,00	19929,1			
11H00	175	46133	9093	0,20	19929,1	774,29	774,29	9,46
12H00	175	46133	9093	0,20	19929,1	774,29	774,29	9,46
13H00	180	46133	9353	0,20	19929,1	819,17	819,17	9,73
14H00	190	46133	9873	0,21	19929,1	912,72	912,72	10,27
15H00	190	46133	9873	0,21	19929,1	912,72	912,72	10,27
16H00	175	46133	9093	0,20	19929,1	774,29	774,29	9,46
17H00	180	46133	9353	0,20	19929,1	819,17	819,17	9,73
17H30	180	46133	9353	0,20	19929,1	819,17	409,58	9,73
18H00	170	46133	8833	0,19	19929,1	730,68	365,34	9,19
18H30	170	46133	8833	0,19	19929,1	730,68	365,34	9,19
19H00	175	46133	9093	0,20	19929,1	774,29	387,15	9,46
19H30	180	46133	9353	0,20	19929,1	819,17	409,58	9,73
20H00	205	46133	10652	0,23	19929,1	1062,52	531,26	11,08
20H30	230	46133	11951	0,26	19929,1	1337,47	668,74	12,43
21H00	230	46133	11951	0,26	19929,1	1337,47	668,74	12,43
22H00	230	46133	11951	0,26	19929,1	1337,47	1337,47	12,43
23H00	210	46133	10912	0,24	19929,1	1114,98	1114,98	11,35
24H00	190	46133	9873	0,21	19929,1	912,72	912,72	10,27
02H00	168	46133	8730	0,19	19929,1	713,59	1427,18	9,08
04H00	158	46133	8210	0,18	19929,1	631,17	1262,33	8,54
06H00	135	46133	7015	0,15	19929,1	460,78	921,57	7,30
Energie journalière (KWh)							18 820,09	
Energie mensuelle (KWh)							564 602,55	
Energie annuelle (KWh)							2 296 050,37	

Annexe 3 : Calcul pertes HTA départ Yakourene, période HIVER

HORAIRES	I	PMD + PI	P (KVA)	COEF	PERTES CALCULEES (KW)	PERTES (KW)	ENERGIE (KWh)	TAUX DE PERTES %
06H00	153	46293	7950	0,17	19984,7	589,41		8,24
07H00	157	46293	8158	0,18	19984,7	620,63	620,63	8,45
08H00	138	46293	7171	0,15	19984,7	479,50	479,50	7,43
08H30	140	46293	7275	0,16	19984,7	493,50	246,75	
09H00	138	46293	7171	0,15	19984,7	479,50	239,75	7,43
09H30		46293	0	0,00	19984,7			
10H00	132	46293	6859	0,15	19984,7	438,71	438,71	7,11
10H30		46293	0	0,00	19984,7			
11H00	129	46293	6703	0,14	19984,7	419,00	419,00	6,95
12H00	119	46293	6183	0,13	19984,7	356,55	356,55	6,41
13H00	120	46293	6235	0,13	19984,7	362,57	362,57	6,46
14H00	118	46293	6131	0,13	19984,7	350,59	350,59	6,35
15H00	121	46293	6287	0,14	19984,7	368,64	368,64	6,51
16H00	126	46293	6547	0,14	19984,7	399,74	399,74	6,78
17H00	133	46293	6911	0,15	19984,7	445,38	445,38	7,16
17H30	150	46293	7794	0,17	19984,7	566,52	283,26	8,08
18H00	166	46293	8626	0,19	19984,7	693,82	346,91	8,94
18H30	197	46293	10236	0,22	19984,7	977,16	488,58	10,61
19H00	204	46293	10600	0,23	19984,7	1047,83	523,92	10,98
19H30	208	46293	10808	0,23	19984,7	1089,33	544,66	11,20
20H00	204	46293	10600	0,23	19984,7	1047,83	523,92	10,98
20H30	202	46293	10496	0,23	19984,7	1027,39	513,69	10,88
21H00	196	46293	10184	0,22	19984,7	967,26	483,63	10,55
22H00	178	46293	9249	0,20	19984,7	797,76	797,76	9,58
23H00	170	46293	8833	0,19	19984,7	727,66	727,66	9,15
24H00	143	46293	7430	0,16	19984,7	514,88	514,88	7,70
02H00	124	46293	6443	0,14	19984,7	387,15	774,29	6,68
04H00	127	46293	6599	0,14	19984,7	406,11	812,21	6,84
06H00	134	46293	6963	0,15	19984,7	452,11	904,21	7,21
Energie journalière (KWh)							12 967,39	
Energie mensuelle (KWh)							389 021,67	
Energie annuelle (KWh)							3 151 075,54	

Annexe 4 : Calcul pertes HTA départ Azazga, période ETE

HORAIRES	I	PMD + PI	P (KVA)	COEF	PERTES CALCULEES (KW)	PERTES (KW)	ENERGIE (KWh)	TAUX DE PERTES %
06H00	130	40580	6755	0,17	3931,98	108,95		1,79
07H00	128	40580	6651	0,16	3931,98	105,63	105,63	1,76
08H00	140	40580	7275	0,18	3931,98	126,36	126,36	1,93
08H30	140	40580	7275	0,18	3931,98	126,36	63,18	
09H00	150	40580	7794	0,19	3931,98	145,06	72,53	2,07
09H30		40580	0	0,00	3931,98			
10H00	165	40580	8574	0,21	3931,98	175,52	175,52	2,27
10H30		40580	0	0,00	3931,98			
11H00	185	40580	9613	0,24	3931,98	220,65	220,65	2,55
12H00	190	40580	9873	0,24	3931,98	232,73	232,73	2,62
13H00	200	40580	10392	0,26	3931,98	257,88	257,88	2,76
14H00	210	40580	10912	0,27	3931,98	284,31	284,31	2,89
15H00	215	40580	11172	0,28	3931,98	298,01	298,01	2,96
16H00	210	40580	10912	0,27	3931,98	284,31	284,31	2,89
17H00	200	40580	10392	0,26	3931,98	257,88	257,88	2,76
17H30	190	40580	9873	0,24	3931,98	232,73	116,37	2,62
18H00	185	40580	9613	0,24	3931,98	220,65	110,32	2,55
18H30	175	40580	9093	0,22	3931,98	197,44	98,72	2,41
19H00	165	40580	8574	0,21	3931,98	175,52	87,76	2,27
19H30	165	40580	8574	0,21	3931,98	175,52	87,76	2,27
20H00	170	40580	8833	0,22	3931,98	186,32	93,16	2,34
20H30	180	40580	9353	0,23	3931,98	208,88	104,44	2,48
21H00	180	40580	9353	0,23	3931,98	208,88	104,44	2,48
22H00	190	40580	9873	0,24	3931,98	232,73	232,73	2,62
23H00	170	40580	8833	0,22	3931,98	186,32	186,32	2,34
24H00	170	40580	8833	0,22	3931,98	186,32	186,32	2,34
02H00	150	40580	7794	0,19	3931,98	145,06	290,11	2,07
04H00	140	40580	7275	0,18	3931,98	126,36	252,72	1,93
06H00	130	40580	6755	0,17	3931,98	108,95	217,91	1,79
Energie journalière (KWh)							4 548,02	
Energie mensuelle (KWh)							136 440,72	
Energie annuelle (KWh)							554 858,94	

Annexe 5 : Calcul pertes HTA départ Azazga, période HIVER

HORAIRES	I	PMD + PI	P (KVA)	COEF	PERTES CALCULEES (KW)	PERTES (KW)	ENERGIE (KWh)	TAUX DE PERTES %
06H00	127	40810	6599	0,16	4081,10	106,71		1,80
07H00	131	40810	6807	0,17	4081,10	113,54	113,54	1,85
08H00	125	40810	6495	0,16	4081,10	103,38	103,38	1,77
08H30	143	40810	7430	0,18	4081,10	135,29	67,65	
09H00	141	40810	7327	0,18	4081,10	131,54	65,77	1,99
09H30		40810	0	0,00	4081,10			
10H00	148	40810	7690	0,19	4081,10	144,92	144,92	2,09
10H30		40810	0	0,00	4081,10			
11H00	163	40810	8470	0,21	4081,10	175,79	175,79	2,31
12H00	156	40810	8106	0,20	4081,10	161,01	161,01	2,21
13H00	147	40810	7638	0,19	4081,10	142,97	142,97	2,08
14H00	147	40810	7638	0,19	4081,10	142,97	142,97	2,08
15H00	147	40810	7638	0,19	4081,10	142,97	142,97	2,08
16H00	146	40810	7586	0,19	4081,10	141,03	141,03	2,07
17H00	134	40810	6963	0,17	4081,10	118,80	118,80	1,90
17H30	141	40810	7327	0,18	4081,10	131,54	65,77	1,99
18H00	140	40810	7275	0,18	4081,10	129,68	64,84	1,98
18H30	155	40810	8054	0,20	4081,10	158,95	79,48	2,19
19H00	152	40810	7898	0,19	4081,10	152,86	76,43	2,15
19H30	152	40810	7898	0,19	4081,10	152,86	76,43	2,15
20H00	152	40810	7898	0,19	4081,10	152,86	76,43	2,15
20H30	149	40810	7742	0,19	4081,10	146,89	73,44	2,11
21H00	144	40810	7482	0,18	4081,10	137,19	68,60	2,04
22H00	146	40810	7586	0,19	4081,10	141,03	141,03	2,07
23H00	147	40810	7638	0,19	4081,10	142,97	142,97	2,08
24H00	127	40810	6599	0,16	4081,10	106,71	106,71	1,80
02H00	116	40810	6028	0,15	4081,10	89,03	178,05	1,64
04H00	117	40810	6079	0,15	4081,10	90,57	181,14	1,66
06H00	122	40810	6339	0,16	4081,10	98,48	196,95	1,73
Energie journalière (KWh)							3 049,06	
Energie mensuelle (KWh)							91 471,80	
Energie annuelle (KWh)							740 921,61	

Annexe 6 : Calcul pertes HTA départ Briqueterie, période ETE

HORAIRES	I	PMD + PI	P (KVA)	COEF	PERTES CALCULEES (KW)	PERTES (KW)	ENERGIE (KWh)	TAUX DE PERTES %
06H00	150	52055	7794	0,15	11241,7	252,03		3,59
07H00	168	52055	8730	0,17	11241,7	316,15	316,15	4,02
08H00	182	52055	9457	0,18	11241,7	371,03	371,03	4,36
08H30	185	52055	9613	0,18	11241,7	383,37	191,68	
09H00	198	52055	10288	0,20	11241,7	439,14	219,57	4,74
09H30		52055	0	0,00	11241,7			
10H00	200	52055	10392	0,20	11241,7	448,06	448,06	4,79
10H30		52055	0	0,00	11241,7			
11H00	200	52055	10392	0,20	11241,7	448,06	448,06	4,79
12H00	205	52055	10652	0,20	11241,7	470,74	470,74	4,91
13H00	220	52055	11432	0,22	11241,7	542,15	542,15	5,27
14H00	240	52055	12471	0,24	11241,7	645,20	645,20	5,75
15H00	245	52055	12731	0,24	11241,7	672,36	672,36	5,87
16H00	235	52055	12211	0,23	11241,7	618,60	618,60	5,63
17H00	210	52055	10912	0,21	11241,7	493,98	493,98	5,03
17H30	190	52055	9873	0,19	11241,7	404,37	202,19	4,55
18H00	195	52055	10132	0,19	11241,7	425,93	212,97	4,67
18H30	195	52055	10132	0,19	11241,7	425,93	212,97	4,67
19H00	195	52055	10132	0,19	11241,7	425,93	212,97	4,67
19H30	160	52055	8314	0,16	11241,7	286,76	143,38	3,83
20H00	170	52055	8833	0,17	11241,7	323,72	161,86	4,07
20H30	180	52055	9353	0,18	11241,7	362,93	181,46	4,31
21H00	195	52055	10132	0,19	11241,7	425,93	212,97	4,67
22H00	210	52055	10912	0,21	11241,7	493,98	493,98	5,03
23H00	220	52055	11432	0,22	11241,7	542,15	542,15	5,27
24H00	225	52055	11691	0,22	11241,7	567,07	567,07	5,39
02H00	205	52055	10652	0,20	11241,7	470,74	941,48	4,91
04H00	190	52055	9873	0,19	11241,7	404,37	808,74	4,55
06H00	170	52055	8833	0,17	11241,7	323,72	647,44	4,07
Energie journalière (KWh)							10 979,18	
Energie mensuelle (KWh)							329 375,54	
Energie annuelle (KWh)							1 339 460,55	

Annexe 7 : Calcul pertes HTA départ Briqueterie, période HIVER

HORAIRES	I	PMD + PI	P (KVA)	COEF	PERTES CALCULEES (KW)	PERTES (KW)	ENERGIE (KWh)	TAUX DE PERTES %
06H00	198	52055	10288	0,20	11241,5	439,13		4,74
07H00	205	52055	10652	0,20	11241,5	470,73	470,73	4,91
08H00	203	52055	10548	0,20	11241,5	461,59	461,59	4,86
08H30	209	52055	10860	0,21	11241,5	489,28	244,64	
09H00	210	52055	10912	0,21	11241,5	493,97	246,99	5,03
09H30		52055	0	0,00	11241,5			
10H00	204	52055	10600	0,20	11241,5	466,15	466,15	4,89
10H30		52055	0	0,00	11241,5			
11H00	192	52055	9977	0,19	11241,5	412,92	412,92	4,60
12H00	189	52055	9821	0,19	11241,5	400,12	400,12	4,53
13H00	174	52055	9041	0,17	11241,5	339,13	339,13	4,17
14H00	194	52055	10081	0,19	11241,5	421,57	421,57	4,65
15H00	190	52055	9873	0,19	11241,5	404,36	404,36	4,55
16H00	185	52055	9613	0,18	11241,5	383,36	383,36	4,43
17H00	168	52055	8730	0,17	11241,5	316,14	316,14	4,02
17H30	168	52055	8730	0,17	11241,5	316,14	158,07	4,02
18H00	184	52055	9561	0,18	11241,5	379,23	189,61	4,41
18H30	219	52055	11380	0,22	11241,5	537,22	268,61	5,25
19H00	225	52055	11691	0,22	11241,5	567,06	283,53	5,39
19H30	228	52055	11847	0,23	11241,5	582,28	291,14	5,46
20H00	228	52055	11847	0,23	11241,5	582,28	291,14	5,46
20H30	221	52055	11483	0,22	11241,5	547,08	273,54	5,29
21H00	225	52055	11691	0,22	11241,5	567,06	283,53	5,39
22H00	220	52055	11432	0,22	11241,5	542,14	542,14	5,27
23H00	200	52055	10392	0,20	11241,5	448,05	448,05	4,79
24H00	185	52055	9613	0,18	11241,5	383,36	383,36	4,43
02H00	174	52055	9041	0,17	11241,5	339,13	678,25	4,17
04H00	173	52055	8989	0,17	11241,5	335,24	670,48	4,14
06H00	183	52055	9509	0,18	11241,5	375,12	750,23	4,38
Energie journalière (KWh)							10 079,39	
Energie mensuelle (KWh)							302 381,64	
Energie annuelle (KWh)							2 449 291,30	

Annexe 8 : Resultats sur les départs HTA (Existants et nouveaux) après restructuration

Départs		Iapp (A)	Ilt (A)	Taux d'util (%)	$\Delta U/U(\%)$	Au nœud	Long (Km)
AZAZGA		133	270	49.2	2.26	444P791	35.164
YEKOURENE		89	270	32.9	5.26	444P527	106.233
BRIQUETERIE	Partie Azeffoune (j896)	27	270	46.3	2.96	447P522	8.663
	Partie Briqueterie (j917)	98=92+6					74.617
	Total	125					88.08
AZEFFOUNE (ouvert j896-j935)		89	270	32.9	3.50	447P460	106.251
Nouveau départ AZAZGA		82	270	30.3	2.64	444P369	40.094
Nouveau départ YEKOURENE 1		141	270	52.2	15.16	447P473	122.545
Nouveau départ BRIQUETERIE 1		148	270	54.8	5.19	441P1182	54.488
Partie reprise par départ TIGZIRT		79	270	29.2			41.173

Après la restructuration

Annexe 9 : Calcul pertes HTA départ Yakourene, période ETE

HORAIRES	I	PMD + PI	P (KVA)	COEF	PERTES CALCULEES (KW)	PERTES (KW)	ENERGIE (KWh)	TAUX DE PERTES %
06H00	50,3	17990	2614	0,15	2116,6	44,68		1,90
07H00	52,2	17990	2714	0,15	2116,6	48,19	48,19	1,97
08H00	56,1	17990	2915	0,16	2116,6	55,59	55,59	2,12
08H30	58,4	17990	3036	0,17	2116,6	60,29	30,14	2,21
09H00	61,9	17990	3217	0,18	2116,6	67,69	33,84	2,34
09H30		17990			2116,6	0,00		
10H00	61,9	17990	3217	0,18	2116,6	67,69	67,69	2,34
10H30		17990			2116,6	0,00		
11H00	67,7	17990	3519	0,20	2116,6	80,97	80,97	2,56
12H00	67,7	17990	3519	0,20	2116,6	80,97	80,97	2,56
13H00	69,7	17990	3619	0,20	2116,6	85,67	85,67	2,63
14H00	73,5	17990	3820	0,21	2116,6	95,45	95,45	2,78
15H00	73,5	17990	3820	0,21	2116,6	95,45	95,45	2,78
16H00	67,7	17990	3519	0,20	2116,6	80,97	80,97	2,56
17H00	69,7	17990	3619	0,20	2116,6	85,67	85,67	2,63
17H30	69,7	17990	3619	0,20	2116,6	85,67	42,83	2,63
18H00	65,8	17990	3418	0,19	2116,6	76,41	38,21	2,48
18H30	65,8	17990	3418	0,19	2116,6	76,41	38,21	2,48
19H00	67,7	17990	3519	0,20	2116,6	80,97	40,49	2,56
19H30	69,7	17990	3619	0,20	2116,6	85,67	42,83	2,63
20H00	79,3	17990	4122	0,23	2116,6	111,12	55,56	3,00
20H30	89,0	17990	4625	0,26	2116,6	139,87	69,94	3,36
21H00	89,0	17990	4625	0,26	2116,6	139,87	69,94	3,36
22H00	89,0	17990	4625	0,26	2116,6	139,87	139,87	3,36
23H00	81,3	17990	4222	0,23	2116,6	116,60	116,60	3,07
24H00	73,5	17990	3820	0,21	2116,6	95,45	95,45	2,78
02H00	65,0	17990	3378	0,19	2116,6	74,63	149,25	2,45
04H00	61,1	17990	3177	0,18	2116,6	66,01	132,01	2,31
06H00	52,2	17990	2714	0,15	2116,6	48,19	96,38	1,97
Energie journalière (KWh)							1 968,18	
Energie mensuelle (KWh)							59 045,48	
Energie annuelle (KWh)							240 118,30	

Annexe 10 : Calcul pertes HTA départ Yakourene, période HIVER

HORAIRES	I	PMD + PI	P (KVA)	COEF	PERTES CALCULEES (KW)	PERTES (KW)	ENERGIE (KWh)	TAUX DE PERTES %
06H00	59,6	17990	3096	0,17	2116,6	62,69		2,25
07H00	61,1	17990	3177	0,18	2116,6	66,01	66,01	2,31
08H00	53,7	17990	2792	0,16	2116,6	51,00	51,00	2,03
08H30	54,5	17990	2833	0,16	2116,6	52,49	26,24	
09H00	53,7	17990	2792	0,16	2116,6	51,00	25,50	2,03
09H30		17990	0	0,00	2116,6			
10H00	51,4	17990	2671	0,15	2116,6	46,66	46,66	1,94
10H30		17990	0	0,00	2116,6			
11H00	50,2	17990	2610	0,15	2116,6	44,56	44,56	1,90
12H00	46,3	17990	2408	0,13	2116,6	37,92	37,92	1,75
13H00	46,7	17990	2428	0,13	2116,6	38,56	38,56	1,76
14H00	46,0	17990	2388	0,13	2116,6	37,29	37,29	1,74
15H00	47,1	17990	2448	0,14	2116,6	39,21	39,21	1,78
16H00	49,1	17990	2550	0,14	2116,6	42,51	42,51	1,85
17H00	51,8	17990	2691	0,15	2116,6	47,37	47,37	1,96
17H30	58,4	17990	3035	0,17	2116,6	60,25	30,13	2,21
18H00	64,6	17990	3359	0,19	2116,6	73,79	36,90	2,44
18H30	76,7	17990	3986	0,22	2116,6	103,93	51,96	2,90
19H00	79,4	17990	4128	0,23	2116,6	111,44	55,72	3,00
19H30	81,0	17990	4209	0,23	2116,6	115,86	57,93	3,06
20H00	79,4	17990	4128	0,23	2116,6	111,44	55,72	3,00
20H30	78,7	17990	4087	0,23	2116,6	109,27	54,63	2,97
21H00	76,3	17990	3966	0,22	2116,6	102,87	51,44	2,88
22H00	69,3	17990	3602	0,20	2116,6	84,85	84,85	2,62
23H00	66,2	17990	3440	0,19	2116,6	77,39	77,39	2,50
24H00	55,7	17990	2894	0,16	2116,6	54,76	54,76	2,10
02H00	48,3	17990	2509	0,14	2116,6	41,18	82,35	1,82
04H00	49,5	17990	2570	0,14	2116,6	43,19	86,38	1,87
06H00	52,2	17990	2711	0,15	2116,6	48,08	96,17	1,97
Energie journalière (KWh)							1 379,15	
Energie mensuelle (KWh)							41 374,64	
Energie annuelle (KWh)							335 134,56	

Annexe 11 : Calcul pertes HTA nouveau départ Yakourene, période ETE

HORAIRES	I	PMD + PI	P (KVA)	COEF	PERTES CALCULEES (KW)	PERTES (KW)	ENERGIE (KWh)	TAUX DE PERTES %
06H00	79,7	28303	4141	0,15	8632,2	184,80		4,96
07H00	82,8	28303	4300	0,15	8632,2	199,28	199,28	5,15
08H00	88,9	28303	4619	0,16	8632,2	229,90	229,90	5,53
08H30	92,6	28303	4810	0,17	8632,2	249,32	124,66	5,76
09H00	98,1	28303	5097	0,18	8632,2	279,93	139,96	6,10
09H30		28303	0		8632,2			
10H00	98,1	28303	5097	0,18	8632,2	279,93	279,93	6,10
10H30		28303	0		8632,2			
11H00	107,3	28303	5575	0,20	8632,2	334,87	334,87	6,67
12H00	107,3	28303	5575	0,20	8632,2	334,87	334,87	6,67
13H00	110,3	28303	5734	0,20	8632,2	354,28	354,28	6,87
14H00	116,5	28303	6052	0,21	8632,2	394,74	394,74	7,25
15H00	116,5	28303	6052	0,21	8632,2	394,74	394,74	7,25
16H00	107,3	28303	5575	0,20	8632,2	334,87	334,87	6,67
17H00	110,3	28303	5734	0,20	8632,2	354,28	354,28	6,87
17H30	110,3	28303	5734	0,20	8632,2	354,28	177,14	6,87
18H00	104,2	28303	5415	0,19	8632,2	316,01	158,01	6,48
18H30	104,2	28303	5415	0,19	8632,2	316,01	158,01	6,48
19H00	107,3	28303	5575	0,20	8632,2	334,87	167,44	6,67
19H30	110,3	28303	5734	0,20	8632,2	354,28	177,14	6,87
20H00	125,7	28303	6530	0,23	8632,2	459,53	229,76	7,82
20H30	141,0	28303	7327	0,26	8632,2	578,44	289,22	8,77
21H00	141,0	28303	7327	0,26	8632,2	578,44	289,22	8,77
22H00	141,0	28303	7327	0,26	8632,2	578,44	578,44	8,77
23H00	128,7	28303	6689	0,24	8632,2	482,22	482,22	8,01
24H00	116,5	28303	6052	0,21	8632,2	394,74	394,74	7,25
02H00	103,0	28303	5352	0,19	8632,2	308,62	617,24	6,41
04H00	96,9	28303	5033	0,18	8632,2	272,97	545,94	6,03
06H00	82,8	28303	4300	0,15	8632,2	199,28	398,57	5,15
Energie journalière (KWh)							8 139,49	
Energie mensuelle (KWh)							244 184,61	
Energie annuelle (KWh)							993 017,41	

Annexe 12 : Calcul pertes HTA nouveau départ Yakourene, période HIVER

HORAIRES	I	PMD + PI	P (KVA)	COEF	PERTES CALCULEES (KW)	PERTES (KW)	ENERGIE (KWh)	TAUX DE PERTES %
06H00	93,42	28303	4854	0,17	8632,2	253,91		5,81
07H00	95,86	28303	4981	0,18	8632,2	267,36	267,36	5,96
08H00	84,26	28303	4378	0,15	8632,2	206,57	206,57	5,24
08H30	85,48	28303	4442	0,16	8632,2	212,60	106,30	
09H00	84,26	28303	4378	0,15	8632,2	206,57	103,28	5,24
09H30		28303	0	0,00	8632,2			
10H00	80,60	28303	4188	0,15	8632,2	189,00	189,00	5,01
10H30		28303	0	0,00	8632,2			
11H00	78,76	28303	4093	0,14	8632,2	180,50	180,50	4,90
12H00	72,66	28303	3775	0,13	8632,2	153,60	153,60	4,52
13H00	73,27	28303	3807	0,13	8632,2	156,19	156,19	4,56
14H00	72,05	28303	3744	0,13	8632,2	151,03	151,03	4,48
15H00	73,88	28303	3839	0,14	8632,2	158,81	158,81	4,60
16H00	76,93	28303	3998	0,14	8632,2	172,20	172,20	4,79
17H00	81,21	28303	4220	0,15	8632,2	191,87	191,87	5,05
17H30	91,59	28303	4759	0,17	8632,2	244,05	122,03	5,70
18H00	101,36	28303	5267	0,19	8632,2	298,90	149,45	6,31
18H30	120,28	28303	6250	0,22	8632,2	420,95	210,48	7,48
19H00	124,56	28303	6472	0,23	8632,2	451,40	225,70	7,75
19H30	127,00	28303	6599	0,23	8632,2	469,28	234,64	7,90
20H00	124,56	28303	6472	0,23	8632,2	451,40	225,70	7,75
20H30	123,34	28303	6409	0,23	8632,2	442,59	221,30	7,67
21H00	119,67	28303	6218	0,22	8632,2	416,69	416,69	7,45
22H00	108,68	28303	5647	0,20	8632,2	343,67	343,67	6,76
23H00	103,80	28303	5394	0,19	8632,2	313,47	313,47	6,46
24H00	87,31	28303	4537	0,16	8632,2	221,81	221,81	5,43
02H00	75,71	28303	3934	0,14	8632,2	166,78	333,56	4,71
04H00	77,54	28303	4029	0,14	8632,2	174,95	349,90	4,82
06H00	81,82	28303	4251	0,15	8632,2	194,77	389,53	5,09
Energie journalière (KWh)							5 794,64	
Energie mensuelle (KWh)							173 839,18	
Energie annuelle (KWh)							1 408 097,32	

Annexe 13 : Calcul pertes HTA départ Azazga, période ETE

HORAIRES	I	PMD + PI	P (KVA)	COEF	PERTES CALCULEES (KW)	PERTES (KW)	ENERGIE (KWh)	TAUX DE PERTES %
06H00	80,4	24930	4179	0,17	1214,23	34,11		0,91
07H00	79,2	24930	4114	0,17	1214,23	33,07	33,07	0,89
08H00	86,6	24930	4500	0,18	1214,23	39,56	39,56	0,98
08H30	86,6	24930	4500	0,18	1214,23	39,56	19,78	0,98
09H00	92,8	24930	4822	0,19	1214,23	45,42	22,71	1,05
09H30		24930	0	0,00	1214,23			
10H00	102,1	24930	5304	0,21	1214,23	54,96	54,96	1,15
10H30		24930	0	0,00	1214,23			
11H00	114,4	24930	5947	0,24	1214,23	69,09	69,09	1,29
12H00	117,5	24930	6107	0,24	1214,23	72,87	72,87	1,33
13H00	123,7	24930	6429	0,26	1214,23	80,74	80,74	1,40
14H00	129,9	24930	6750	0,27	1214,23	89,02	89,02	1,47
15H00	133,0	24930	6911	0,28	1214,23	93,31	93,31	1,50
16H00	129,9	24930	6750	0,27	1214,23	89,02	89,02	1,47
17H00	123,7	24930	6429	0,26	1214,23	80,74	80,74	1,40
17H30	117,5	24930	6107	0,24	1214,23	72,87	36,44	1,33
18H00	114,4	24930	5947	0,24	1214,23	69,09	34,54	1,29
18H30	108,3	24930	5625	0,23	1214,23	61,82	30,91	1,22
19H00	102,1	24930	5304	0,21	1214,23	54,96	27,48	1,15
19H30	102,1	24930	5304	0,21	1214,23	54,96	27,48	1,15
20H00	105,2	24930	5464	0,22	1214,23	58,34	29,17	1,19
20H30	111,3	24930	5786	0,23	1214,23	65,40	32,70	1,26
21H00	111,3	24930	5786	0,23	1214,23	65,40	32,70	1,26
22H00	117,5	24930	6107	0,24	1214,23	72,87	72,87	1,33
23H00	105,2	24930	5464	0,22	1214,23	58,34	58,34	1,19
24H00	105,2	24930	5464	0,22	1214,23	58,34	58,34	1,19
02H00	92,8	24930	4822	0,19	1214,23	45,42	90,84	1,05
04H00	86,6	24930	4500	0,18	1214,23	39,56	79,13	0,98
06H00	80,4	24930	4179	0,17	1214,23	34,11	68,23	0,91
Energie journalière (KWh)							1 424,03	
Energie mensuelle (KWh)							42 720,82	
Energie annuelle (KWh)							173 731,33	

Annexe 14 : Calcul pertes HTA départ Azazga, période HIVER

HORAIRES	I	PMD + PI	P (KVA)	COEF	PERTES CALCULEES (KW)	PERTES (KW)	ENERGIE (KWh)	TAUX DE PERTES %
06H00	77,9	24930	4049	0,16	1214,23	32,02		0,88
07H00	80,4	24930	4176	0,17	1214,23	34,07	34,07	0,91
08H00	76,7	24930	3985	0,16	1214,23	31,02	31,02	0,87
08H30	87,7	24930	4559	0,18	1214,23	40,60	20,30	0,99
09H00	86,5	24930	4495	0,18	1214,23	39,47	19,74	0,98
09H30		24930	0	0,00	1214,23			
10H00	90,8	24930	4718	0,19	1214,23	43,49	43,49	1,02
10H30		24930	0	0,00	1214,23			
11H00	100,0	24930	5196	0,21	1214,23	52,75	52,75	1,13
12H00	95,7	24930	4973	0,20	1214,23	48,32	48,32	1,08
13H00	90,2	24930	4686	0,19	1214,23	42,90	42,90	1,02
14H00	90,2	24930	4686	0,19	1214,23	42,90	42,90	1,02
15H00	90,2	24930	4686	0,19	1214,23	42,90	42,90	1,02
16H00	89,6	24930	4654	0,19	1214,23	42,32	42,32	1,01
17H00	82,2	24930	4272	0,17	1214,23	35,65	35,65	0,93
17H30	86,5	24930	4495	0,18	1214,23	39,47	19,74	0,98
18H00	85,9	24930	4463	0,18	1214,23	38,91	19,46	0,97
18H30	95,1	24930	4941	0,20	1214,23	47,70	23,85	1,07
19H00	93,3	24930	4845	0,19	1214,23	45,87	22,94	1,05
19H30	93,3	24930	4845	0,19	1214,23	45,87	22,94	1,05
20H00	93,3	24930	4845	0,19	1214,23	45,87	22,94	1,05
20H30	91,4	24930	4750	0,19	1214,23	44,08	22,04	1,03
21H00	88,3	24930	4590	0,18	1214,23	41,17	20,58	1,00
22H00	89,6	24930	4654	0,19	1214,23	42,32	42,32	1,01
23H00	90,2	24930	4686	0,19	1214,23	42,90	42,90	1,02
24H00	77,9	24930	4049	0,16	1214,23	32,02	32,02	0,88
02H00	71,2	24930	3698	0,15	1214,23	26,72	53,43	0,80
04H00	71,8	24930	3730	0,15	1214,23	27,18	54,36	0,81
06H00	74,8	24930	3889	0,16	1214,23	29,55	59,10	0,84
Energie journalière (KWh)							914,96	
Energie mensuelle (KWh)							27 448,86	
Energie annuelle (KWh)							222 335,81	

Annexe 15 : Calcul pertes HTA nouveau départ Azazga, période ETE

HORAIRES	I	PMD + PI	P (KVA)	COEF	PERTES CALCULEES (KW)	PERTES (KW)	ENERGIE (KWh)	TAUX DE PERTES %
06H00	49,6	15880	2576	0,16	1227,14	32,30		1,39
07H00	48,8	15880	2537	0,16	1227,14	31,31	31,31	1,37
08H00	53,4	15880	2775	0,17	1227,14	37,46	37,46	1,50
08H30	53,4	15880	2775	0,17	1227,14	37,46	18,73	1,50
09H00	57,2	15880	2973	0,19	1227,14	43,00	21,50	1,61
09H30		15880	0	0,00	1227,14	0,00		
10H00	62,9	15880	3270	0,21	1227,14	52,03	52,03	1,77
10H30		15880	0	0,00	1227,14	0,00		
11H00	70,6	15880	3666	0,23	1227,14	65,41	65,41	1,98
12H00	72,5	15880	3765	0,24	1227,14	68,99	68,99	2,04
13H00	76,3	15880	3964	0,25	1227,14	76,45	76,45	2,14
14H00	80,1	15880	4162	0,26	1227,14	84,28	84,28	2,25
15H00	82,0	15880	4261	0,27	1227,14	88,35	88,35	2,30
16H00	80,1	15880	4162	0,26	1227,14	84,28	84,28	2,25
17H00	76,3	15880	3964	0,25	1227,14	76,45	76,45	2,14
17H30	72,5	15880	3765	0,24	1227,14	68,99	34,50	2,04
18H00	70,6	15880	3666	0,23	1227,14	65,41	32,71	1,98
18H30	66,7	15880	3468	0,22	1227,14	58,53	29,27	1,88
19H00	62,9	15880	3270	0,21	1227,14	52,03	26,02	1,77
19H30	62,9	15880	3270	0,21	1227,14	52,03	26,02	1,77
20H00	64,8	15880	3369	0,21	1227,14	55,23	27,62	1,82
20H30	68,7	15880	3567	0,22	1227,14	61,92	30,96	1,93
21H00	68,7	15880	3567	0,22	1227,14	61,92	30,96	1,93
22H00	72,5	15880	3765	0,24	1227,14	68,99	68,99	2,04
23H00	64,8	15880	3369	0,21	1227,14	55,23	55,23	1,82
24H00	64,8	15880	3369	0,21	1227,14	55,23	55,23	1,82
02H00	57,2	15880	2973	0,19	1227,14	43,00	86,00	1,61
04H00	53,4	15880	2775	0,17	1227,14	37,46	74,92	1,50
06H00	49,6	15880	2576	0,16	1227,14	32,30	64,60	1,39
Energie journalière (KWh)							1 348,28	
Energie mensuelle (KWh)							40 448,34	
Energie annuelle (KWh)							164 489,91	

Annexe 16 : Calcul pertes HTA nouveau départ Azazga, période HIVER

HORAIRES	I	PMD + PI	P (KVA)	COEF	PERTES CALCULEES (KW)	PERTES (KW)	ENERGIE (KWh)	TAUX DE PERTES %
06H00	49,1	15880	2551	0,16	1127,14	29,08		1,27
07H00	50,6	15880	2631	0,17	1127,14	30,94	30,94	1,31
08H00	48,3	15880	2510	0,16	1127,14	28,17	28,17	1,25
08H30	55,3	15880	2872	0,18	1127,14	36,87	18,43	1,43
09H00	54,5	15880	2832	0,18	1127,14	35,84	17,92	1,41
09H30		15880	0	0,00	1127,14			
10H00	57,2	15880	2972	0,19	1127,14	39,49	39,49	1,48
10H30		15880	0	0,00	1127,14			
11H00	63,0	15880	3274	0,21	1127,14	47,90	47,90	1,63
12H00	60,3	15880	3133	0,20	1127,14	43,87	43,87	1,56
13H00	56,8	15880	2952	0,19	1127,14	38,96	38,96	1,47
14H00	56,8	15880	2952	0,19	1127,14	38,96	38,96	1,47
15H00	56,8	15880	2952	0,19	1127,14	38,96	38,96	1,47
16H00	56,4	15880	2932	0,18	1127,14	38,43	38,43	1,46
17H00	51,8	15880	2691	0,17	1127,14	32,37	32,37	1,34
17H30	54,5	15880	2832	0,18	1127,14	35,84	17,92	1,41
18H00	54,1	15880	2812	0,18	1127,14	35,33	17,67	1,40
18H30	59,9	15880	3113	0,20	1127,14	43,31	21,66	1,55
19H00	58,7	15880	3053	0,19	1127,14	41,65	20,83	1,52
19H30	58,7	15880	3053	0,19	1127,14	41,65	20,83	1,52
20H00	58,7	15880	3053	0,19	1127,14	41,65	20,83	1,52
20H30	57,6	15880	2992	0,19	1127,14	40,02	20,01	1,49
21H00	55,7	15880	2892	0,18	1127,14	37,38	18,69	1,44
22H00	56,4	15880	2932	0,18	1127,14	38,43	38,43	1,46
23H00	56,8	15880	2952	0,19	1127,14	38,96	38,96	1,47
24H00	49,1	15880	2551	0,16	1127,14	29,08	29,08	1,27
02H00	44,8	15880	2330	0,15	1127,14	24,26	48,52	1,16
04H00	45,2	15880	2350	0,15	1127,14	24,68	49,36	1,17
06H00	47,2	15880	2450	0,15	1127,14	26,83	53,67	1,22
Energie journalière (KWh)							830,82	
Energie mensuelle (KWh)							24 924,47	
Energie annuelle (KWh)							201 888,22	

Annexe 17 : Calcul pertes HTA départ Briqueterie, période ETE

HORAIRES	I	PMD + PI	P (KVA)	COEF	PERTES CALCULEES (KW)	PERTES (KW)	ENERGIE (KWh)	TAUX DE PERTES %
06H00	75,0	26560	3897	0,15	2243,4	48,30		1,38
07H00	85,7	26560	4454	0,17	2243,4	63,08	63,08	1,57
08H00	92,9	26560	4825	0,18	2243,4	74,04	74,04	1,70
08H30	94,4	26560	4905	0,18	2243,4	76,50	38,25	1,73
09H00	101,0	26560	5249	0,20	2243,4	87,63	43,81	1,85
09H30		26560			2243,4			
10H00	102,0	26560	5302	0,20	2243,4		0,00	0,00
10H30		26560			2243,4			
11H00	102,0	26560	5302	0,20	2243,4	89,41	89,41	1,87
12H00	104,6	26560	5435	0,20	2243,4		0,00	0,00
13H00	112,2	26560	5832	0,22	2243,4	108,18	108,18	2,06
14H00	122,4	26560	6363	0,24	2243,4	128,74	128,74	2,25
15H00	125,0	26560	6495	0,24	2243,4	134,16	134,16	2,30
16H00	119,9	26560	6230	0,23	2243,4	123,43	123,43	2,20
17H00	107,1	26560	5567	0,21	2243,4	98,57	98,57	1,97
17H30	96,9	26560	5037	0,19	2243,4	80,69	40,34	1,78
18H00	99,5	26560	5170	0,19	2243,4	84,99	42,50	1,83
18H30	99,5	26560	5170	0,19	2243,4	84,99	42,50	1,83
19H00	99,5	26560	5170	0,19	2243,4	84,99	42,50	1,83
19H30	81,6	26560	4242	0,16	2243,4	57,22	28,61	1,50
20H00	86,7	26560	4507	0,17	2243,4	64,60	32,30	1,59
20H30	91,8	26560	4772	0,18	2243,4	72,42	36,21	1,69
21H00	99,5	26560	5170	0,19	2243,4	84,99	42,50	1,83
22H00	107,1	26560	5567	0,21	2243,4	98,57	98,57	1,97
23H00	112,2	26560	5832	0,22	2243,4	108,18	108,18	2,06
24H00	114,8	26560	5965	0,22	2243,4	113,15	113,15	2,11
02H00	104,6	26560	5435	0,20	2243,4	93,93	187,86	1,92
04H00	96,9	26560	5037	0,19	2243,4	80,69	161,38	1,78
06H00	86,7	26560	4507	0,17	2243,4	64,60	129,19	1,59
Energie journalière (KWh)							2 007,45	
Energie mensuelle (KWh)							60 223,54	
Energie annuelle (KWh)							244 909,06	

Annexe 18 : Calcul pertes HTA départ Briqueterie, période HIVER

HORAIRES	I	PMD + PI	P (KVA)	COEF	PERTES CALCULEES (KW)	PERTES (KW)	ENERGIE (KWh)	TAUX DE PERTES %
06H00	97,3	26560	5054	0,19	2243,4	81,23		1,79
07H00	100,7	26560	5233	0,20	2243,4	87,07	87,07	1,85
08H00	99,7	26560	5182	0,20	2243,4	85,38	85,38	1,83
08H30	102,7	26560	5335	0,20	2243,4	90,51	45,25	
09H00	103,2	26560	5360	0,20	2243,4	91,37	45,69	1,89
09H30		26560	0	0,00	2243,4			
10H00	100,2	26560	5207	0,20	2243,4	86,23	86,23	1,84
10H30		26560	0	0,00	2243,4			
11H00	94,3	26560	4901	0,18	2243,4	76,38	76,38	1,73
12H00	92,8	26560	4824	0,18	2243,4	74,01	74,01	1,70
13H00	85,5	26560	4441	0,17	2243,4	62,73	62,73	1,57
14H00	95,3	26560	4952	0,19	2243,4	77,98	77,98	1,75
15H00	93,3	26560	4850	0,18	2243,4	74,80	74,80	1,71
16H00	90,9	26560	4722	0,18	2243,4	70,91	70,91	1,67
17H00	82,5	26560	4288	0,16	2243,4	58,48	58,48	1,52
17H30	82,5	26560	4288	0,16	2243,4	58,48	29,24	1,52
18H00	90,4	26560	4697	0,18	2243,4	70,15	35,07	1,66
18H30	107,6	26560	5590	0,21	2243,4	99,37	49,69	1,98
19H00	110,5	26560	5743	0,22	2243,4	104,89	52,45	2,03
19H30	112,0	26560	5820	0,22	2243,4	107,71	53,85	2,06
20H00	112,0	26560	5820	0,22	2243,4	107,71	53,85	2,06
20H30	108,6	26560	5641	0,21	2243,4	101,20	50,60	1,99
21H00	110,5	26560	5743	0,22	2243,4	104,89	52,45	2,03
22H00	108,1	26560	5615	0,21	2243,4	100,28	100,28	1,98
23H00	98,2	26560	5105	0,19	2243,4	82,88	82,88	1,80
24H00	90,9	26560	4722	0,18	2243,4	70,91	70,91	1,67
02H00	85,5	26560	4441	0,17	2243,4	62,73	125,46	1,57
04H00	85,0	26560	4416	0,17	2243,4	62,01	124,02	1,56
06H00	89,9	26560	4671	0,18	2243,4	69,39	138,78	1,65
Energie journalière (KWh)							1 864,45	
Energie mensuelle (KWh)							55 933,48	
Energie annuelle (KWh)							453 061,17	

Annexe 19 : Calcul pertes HTA nouveau départ Briqueterie, période ETE

HORAIRES	I	PMD + PI	P (KVA)	COEF	PERTES CALCULEES (KW)	PERTES (KW)	ENERGIE (KWh)	TAUX DE PERTES %
6H00	90,6	31355	4708	0,15	4307,5	97,13		2,29
7H00	101,5	31355	5273	0,17	4307,5	121,84	121,84	2,57
8H00	109,9	31355	5713	0,18	4307,5	142,99	142,99	2,78
8H30	111,8	31355	5807	0,19	4307,5	147,75	73,87	2,83
9H00	119,6	31355	6215	0,20	4307,5	169,24	84,62	3,03
09H30								
10H00	120,8	31355	6278	0,20	4307,5	172,68	172,68	3,06
10H30								
11H00	120,8	31355	6278	0,20	4307,5	172,68	172,68	3,06
12H00	123,8	31355	6435	0,21	4307,5	181,42	181,42	3,13
13H00	132,9	31355	6906	0,22	4307,5	208,94	208,94	3,36
14H00	145,0	31355	7533	0,24	4307,5		0,00	0,00
15H00	148,0	31355	7690	0,25	4307,5	259,12	259,12	3,74
16H00	142,0	31355	7376	0,24	4307,5	238,40	238,40	3,59
17H00	126,9	31355	6592	0,21	4307,5	190,37	190,37	3,21
17H30	114,8	31355	5964	0,19	4307,5	155,84	77,92	2,90
18H00	117,8	31355	6121	0,20	4307,5	164,15	82,07	2,98
18H30	117,8	31355	6121	0,20	4307,5	164,15	82,07	2,98
19H00	117,8	31355	6121	0,20	4307,5	164,15	82,07	2,98
19H30	96,7	31355	5022	0,16	4307,5	110,51	55,26	2,44
20H00	102,7	31355	5336	0,17	4307,5	124,76	62,38	2,60
20H30	108,7	31355	5650	0,18	4307,5	139,87	69,93	2,75
21H00	117,8	31355	6121	0,20	4307,5	164,15	82,07	2,98
22H00	126,9	31355	6592	0,21	4307,5	190,37	190,37	3,21
23H00	132,9	31355	6906	0,22	4307,5	208,94	208,94	3,36
24H00	135,9	31355	7063	0,23	4307,5	218,54	218,54	3,44
2H00	123,8	31355	6435	0,21	4307,5	181,42	362,83	3,13
4H00	114,8	31355	5964	0,19	4307,5	155,84	311,68	2,90
6H00	102,7	31355	5336	0,17	4307,5	124,76	249,52	2,60
Energie journalière (KWh)							3 982,60	
Energie mensuelle (KWh)							119 477,96	
Energie annuelle (KWh)							485 877,02	

Annexe 20 : Calcul pertes HTA nouveau départ Briqueterie, période HIVER

HORAIRES	I	PMD + PI	P (KVA)	COEF	PERTES CALCULEES (KW)	PERTES (KW)	ENERGIE (KWh)	TAUX DE PERTES %
06H00	119,0	31355	6182	0,20	4307,5	167,45		3,01
07H00	123,2	31355	6401	0,20	4307,5	179,50	179,50	3,12
08H00	122,0	31355	6338	0,20	4307,5	176,01	176,01	3,09
08H30	125,6	31355	6526	0,21	4307,5	186,57	93,29	
09H00	126,2	31355	6557	0,21	4307,5	188,36	94,18	3,19
09H30		31355	0	0,00	4307,5			
10H00	122,6	31355	6369	0,20	4307,5	177,75	177,75	3,10
10H30		31355	0	0,00	4307,5			
11H00	115,4	31355	5995	0,19	4307,5	157,45	157,45	2,92
12H00	113,6	31355	5901	0,19	4307,5	152,57	152,57	2,87
13H00	104,6	31355	5433	0,17	4307,5	129,32	129,32	2,64
14H00	116,6	31355	6057	0,19	4307,5	160,75	160,75	2,95
15H00	114,2	31355	5932	0,19	4307,5	154,19	154,19	2,89
16H00	111,2	31355	5776	0,18	4307,5	146,18	146,18	2,81
17H00	100,9	31355	5245	0,17	4307,5	120,55	120,55	2,55
17H30	100,9	31355	5245	0,17	4307,5	120,55	60,28	2,55
18H00	110,6	31355	5745	0,18	4307,5	144,61	72,30	2,80
18H30	131,6	31355	6838	0,22	4307,5	204,85	102,43	3,33
19H00	135,2	31355	7025	0,22	4307,5	216,23	108,12	3,42
19H30	137,0	31355	7119	0,23	4307,5	222,03	111,02	3,47
20H00	137,0	31355	7119	0,23	4307,5	222,03	111,02	3,47
20H30	132,8	31355	6900	0,22	4307,5	208,61	104,31	3,36
21H00	135,2	31355	7025	0,22	4307,5	216,23	108,12	3,42
22H00	132,2	31355	6869	0,22	4307,5	206,73	206,73	3,34
23H00	120,2	31355	6244	0,20	4307,5	170,85	170,85	3,04
24H00	111,2	31355	5776	0,18	4307,5	146,18	146,18	2,81
02H00	104,6	31355	5433	0,17	4307,5	129,32	258,63	2,64
04H00	104,0	31355	5401	0,17	4307,5	127,83	255,67	2,63
06H00	110,0	31355	5714	0,18	4307,5	143,04	286,08	2,78
Energie journalière (KWh)							3 843,45	
Energie mensuelle (KWh)							115 303,38	
Energie annuelle (KWh)							933 957,40	

Annexe 21 :

Récapitulatif de l'Energie perdue ETE 2018 sans la restructuration.

Poste Source	Départ	Energie Journalière (KWh)	Energie Mensuelle (KWh)	Energie ETE 2018(KWh)
PS FREHA	FREHA	263,08	7892,49	32096,12
	YAKOURENE	18820,09	564602,55	2296050,37
	AZAZGA	4548,02	136440,72	554858,94
	ENEL	1,54	46,14	187,65
	BOUZGUENE	19251,19	577535,81	2348645,63
	MEKLA	5635,66	169069,76	687550,36
	BRIQUETERIE	10979,18	329375,54	1339460,55
	AZEFOUNE	10303,67	309110,08	1257047,67
	TOTAL	69802,44	2094073,10	8515897,29

Récapitulatif de l'Energie perdue Hiver 2018 sans la restructuration.

Poste Source	Départ	Energie Journalière (KWh)	Energie Mensuelle (KWh)	Energie HIVER 2018 (KWh)
PS FREHA	FREHA	91,57	2747,12	22251,71
	YAKOURENE	12967,39	389021,67	3151075,54
	AZAZGA	3049,06	91471,80	740921,61
	ENEL	10,62	318,68	2581,29
	BOUZGUENE	15547,06	466411,71	3777934,87
	MEKLA	4706,18	141185,54	1143602,85
	BRIQUETERIE	10079,39	302381,64	2449291,30
	AZEFOUNE	5552,00	166559,92	1349135,35
	TOTAL	52003,27	1560098,09	12636794,51

Annexe 22 :

Récapitulatif de l'Energie perdue ETE 2018 avec la restructuration.

Poste Source	Départ	Energie Journalière (KWh)	Energie Mensuelle (KWh)	Energie ETE 2018(KWh)
PS FREHA	FREHA	263,08	7892,49	32096,12
	YAKOURENE	1968,18	59045,48	240118,30
	N.YAKOURENE	8139,49	244184,61	993017,41
	AZAZGA	1424,03	42720,82	173731,33
	N.AZAZGA	1348,28	40448,34	164489,91
	ENEL	1,54	46,14	187,65
	BOUZGUENE	19251,19	577535,81	2348645,63
	MEKLA	5635,66	169069,76	687550,36
	BRIQUETERIE	2007,45	60223,54	244909,06
	N.BRIQUETERIE	3982,60	119477,96	485877,02
	AZEFOUNE	2305,76	69172,82	281302,79
	TOTAL	46327,26	1389817,77	5651925,59

Récapitulatif de l'Energie perdue Hiver 2018 avec la restructuration

Poste Source	Départ	Energie Journalière (KWh)	Energie Mensuelle (KWh)	Energie HIVER 2018 (KWh)
PS FREHA	FREHA	91,57	2747,12	22251,71
	YAKOURENE	1379,15	41374,64	335134,56
	N.YAKOURENE	5794,64	173839,18	1408097,32
	AZAZGA	914,96	27448,86	222335,81
	N.AZAZGA	830,82	24924,47	201888,22
	ENEL	10,62	318,68	2581,29
	BOUZGUENE	15547,06	466411,71	3777934,87
	MEKLA	4706,18	141185,54	1143602,85
	BRIQUETERIE	1864,45	55933,48	453061,17
	N.BRIQUETERIE	3843,45	115303,38	933957,40
	AZEFOUNE	1375,33	41259,97	334205,76
	TOTAL	36358,23	1090747,03	8835050,95

RESUME

La distribution de l'électricité induit des pertes, énergie non vendue. Le réseau de la Concession de Distribution de Tizi Ouzou comprend un ensemble de postes HTB/HTA totalisant 560 MW, de postes HTA/BT, un système de moyen tension de 2899.87 Km et un système basse tension d'une longueur de 4588.64 Km à fin de l'année 2018.

Ce réseau connaît un taux de pertes globales de 11.95 % (196,65 GWh soient 857.85 MDA) de l'énergie totale achetée en 2018 (1619.997 GWh). Le taux de pertes techniques est estimé à 7.76 % soient 557.064 MDA en 2018 dont 3.41 % sont de catégorie ou nature HTA équivalent à 244.79 MDA .

La réduction des pertes techniques impose une étude du comportement du réseau existant et une meilleure optimisation de la conception du réseau futur tout en respectant les contraintes technico-économiques afin de réduire le coût de revient du KWH qui était de 5.87 DA durant l'année 2018.

Mots Clés :

- 1- Réseau électrique
- 2- Pertes globales
- 3- Pertes techniques
- 4- Catégorie HTA
- 5- Optimisation
- 6- Coût de revient