



الوزارة
التعليم
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE
LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
الجامعة
الحمد بن باديس
Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem
كلية العلوم والتكنولوجيا
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de génie électrique



MÉMOIRE

Présenté pour obtenir le diplôme
De master académique

MASTER EN ÉLECTROTECHNIQUE

Option: Réseaux électriques

Par :

AOUAMRI SAMIHA

Intitulé :

**Calcul et Optimisation des Pertes Techniques sur le Réseau
Électrique de Distribution**

Soutenu le 30 //06//2026

devant le jury composé de :

Président :	L.BEKLAOUZ HADJ	MCB	Université de Mostaganem.
Examineur :	S.REZINI	MCA	Université de Mostaganem
Rapporteur :	B.BEKKOUCHE	Pr	Université de Mostaganem

Année Universitaire : 2025/2026

Dédicace

À la mémoire de mon cher père, que Dieu lui accorde Sa miséricorde
et l'accueille dans Son vaste paradis. Son souvenir restera à jamais
une source de force et d'inspiration.

À ma très chère mère, pour son amour, ses sacrifices et son soutien
inconditionnel. Aucun mot ne saurait exprimer ma profonde
gratitude.

À mes frères et sœurs, ainsi qu'à tous ceux qui m'ont soutenue et
encouragée tout au long de ce parcours.

Enfin, je dédie ce travail à moi-même, pour avoir persévéré malgré
les épreuves et ne jamais avoir abandonné

Remerciements

Avant tout, je remercie Allah le Tout-Puissant de m'avoir accordé la force, la patience et la détermination nécessaires pour mener ce travail à son terme.

J'adresse mes plus sincères remerciements à mon encadreur, Monsieur Bekkouche Benaïssa, Professeur à l'Université Abdelhamid Ibn Badis de Mostaganem, pour son accompagnement, ses précieux conseils et son soutien tout au long de la réalisation de ce mémoire. Je tiens également à exprimer ma profonde gratitude aux membres du jury, Dr Rezini Saliha et Dr Larbi Beklaouz Hadj, pour l'honneur qu'ils me font en acceptant d'évaluer ce travail et pour leurs remarques constructives.

Mes vifs remerciements s'adressent également à la société Sonelgaz pour son accueil chaleureux et les moyens mis à ma disposition. Je tiens à remercier particulièrement Monsieur MOKKRED Mohamed Amine, ainsi que toute l'équipe de maintenance et de l'administration, pour leur disponibilité, leur encadrement et leur aide précieuse durant mon stage pratique.

Enfin, je n'oublie pas toutes les personnes qui m'ont transmis leur savoir et qui ont contribué, de près ou de loin, à faire de moi la personne que je suis aujourd'hui. Qu'elles trouvent ici l'expression de ma profonde reconnaissance et de ma sincère gratitude.

Sommaire

Dédicace

Remerciements

Résumé

Abstract

□ □ □

Introduction générale 02

CHAPITRE I GÉNÉRALITÉS SUR LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE DE DISTRIBUTION

I.1 Introduction 05

I.2 Architecture générale du système électrique 05

I.3 Le réseau électrique algérien 06

I.3.1 Aperçu historique du secteur électrique national 07

I.3.2 Organisation institutionnelle actuelle 08

I.3.3 État des lieux du parc de production et des infrastructures de réseau 09

I.3.4 La distribution électrique et la problématique des pertes à l'échelle nationale 11

I.3.5 Cadre législatif et réglementaire du secteur 12

I.4 Niveaux de tension normalisés 13

I.5 Définition et rôle du réseau de distribution 14

I.6 Structures topologiques des réseaux de distribution 14

I.6.1 Structure radiale (arborescente) 15

I.6.2 Structure bouclée 15

I.6.3 Structure à double dérivation 15

I.7 Principaux constituants du réseau de distribution 16

I.7.1 Les postes sources 16

I.7.2 Le réseau Moyenne Tension (HTA) 17

I.7.3 Les poste de transformation HTA/BT 18

I.7.4 Le réseau Basse Tension (BT) 18

I.7.5 Les organes de protection et de manœuvre 18

I.7.6 Les dispositifs de comptage et de mesure 19

I.8 Notion de pertes techniques dans le réseau de distribution 19

I.8.1 Principaux facteurs influençant le niveau des pertes techniques 20

I.9 Conclusion 21

CHAPITRE II Méthodologie de Calcul des Pertes Techniques

II.1 Introduction	23
II.2 Pertes par Effet Joule dans les Conducteurs HTA	24
II.2.1 Fondement physique (la loi de Joule)	24
II.2.2 Application au réseau triphasé HTA	24
II.2.3 Calcul du courant maximal I_{max} à partir de la PMA	25
II.2.4 Résistance linéique des conducteurs (variation avec la température)	25
II.2.5 La méthode des tronçons pour les départs radiaux	26
II.2.6 Chute de tension sur les départs HTA	27
II.3 Pertes dans les Transformateurs de distribution HTA/BT	28
II.3.1 Introduction — importance des pertes dans les transformateurs	28
II.3.2 Modèle électrique équivalent du transformateur	28
II.3.3 Pertes à vide P_{fer} — analyse physique détaillée	29
II.3.4 Pertes en charge P_{cu} — analyse et formules	29
II.3.5 Pertes totales et rendement d'un transformateur	30
II.3.6 Taux de charge optimal	30
II.4 Pertes sur le Réseau Basse Tension (BT)	31
II.4.1 Spécificités du calcul BT	31
II.4.2 Reconfiguration par déplacement du point Normalement Ouvert (NO)	32
II.4.3 Création de nouveaux départs — analyse de l'impact	33
II.4.4 Dimensionnement optimal des transformateurs	33
II.5 L'Outil de Calcul PSS SINCAL	34
II.5.1 Contexte et description	34
II.5.2 Architecture fonctionnelle et algorithme de calcul.....	34
II.6 Hypothèses, Limites et Domaine de Validité	35
II.6.1 Hypothèses de la méthodologie	35
II.6.2 Limites de la méthode et pistes d'amélioration	36
II.8 Conclusion.....	37

CHAPITRE III Étude De Cas, Simulation Pss Sincal Et Solutions D'amélioration Réseau de Distribution de la CD de Mostaganem — Plan HPE 2025

III.1 Introduction	39
III.2 Présentation du Logiciel PSS SINCAL	39
III.2.1 Définition et rôle dans la démarche HPE	39

III.2.2 Architecture et données d'entrée	39
III.2.3 Algorithme de calcul implémenté dans PSS SINCAL	40
III.3 Bilan Global des Pertes HTA	41
III.3.1 Résultats consolidés	41
III.3.2 Analyse du bilan global et positionnement par rapport aux standards	43
III.4 Cas n° 1 : Nouveau Poste Source Aïn Nouissy	43
III.4.1 Contexte et problématique initiale	43
III.4.2 Détail des départs de MOSTA II	44
III.4.3 Répartition des charges sur le nouveau PS Aïn Nouissy	45
III.4.4 Impact global quantifié du PS Aïn Nouissy	45
III.5 Cas n° 2 : Poste Source Sidi Ali	46
III 3.5.1 Diagnostic — Identification des facteurs explicatifs	46
III.5.2 Détail des départs du PS Sidi Ali	47
III.5.3 Bilan global du PS Sidi Ali avec décisions HPE 2025	49
III.6 Focus sur les départs critiques du PS Sidi Ali	51
III.6.1 Départ 30 kV Sidi Lakhdar	51
III.6.1.1 Structure des départs Sidi Lakhdar avant l'investissement	51
III.6.1.2 Structure des départs Sidi Lakhdar après l'investissement	52
III .6.1.3 Création du départ MTS souterrain Sidi Lakhdar ville	53
III .6.2 Départ 30 kV Hadjadj	53
III .6.2.2 Structure du départ Hadjadj après l'investissement	55
III .6.3 Départ 30 kV Ouled Maallah	55
III .6.4 Départ 30 kV Khadra	57
III.6.4.3 Le taux de pertes du départ Khadra	58
III.7 Synthèse et Priorisation des Actions du Plan HPE 2025	59
III.7.1 Tableau général des huit actions priorisées	59
III.7.2 Analyse de la distribution des gains par type d'action	59
III.7.3 Synthèse finale des pertes de la CD de Mostaganem	59
III.8 Évaluation Économique et Environnementale	62
III.8.1 Énergie économisée	61
III.8.2 Valorisation financière et environnementale	62
III.9 Conclusion	62
Conclusion générale.....	65

Liste des abréviations.....	67
Références bibliographiques	68

Liste des Tableaux

Tableau I.1 : Principaux jalons de l'évolution institutionnelle de Sonelgaz	08
Tableau I.2 : Principaux indicateurs du secteur électrique algérien (2025–2026).....	11
Tableau I.3 : Niveaux de tension normalisés (norme CEI 60038).....	13
Tableau I.4 : Comparaison des principales structures topologiques de réseaux.....	16
Tableau I.5 : Caractéristiques indicatives des principaux types de conducteurs utilisés sur les réseaux de distribution	17
Tableau II .1 : Paramètres linéiques indicatifs des conducteurs HTA (résistivité donnée à 20 °C)	26
Tableau II.2 : Valeurs des pertes (fer et cuivre), pertes totales et rendement pour différents taux de charge β (transformateur 160 kVa).....	30
Tableau II .3 : Taux de charge optimal pour les transformateurs HTA/BT selon la norme CEI60076-1 (2011)	31
Tableau II.4 —Limites réglementaires de chute de tension—NormeNFC11-201	32
Tableau II.5 —Données d'entrée de PSS SINCAL pour le réseau de la CD Mostaganem (relevés patrimoniaux 2024)	35
Tableau II.6 —Récapitulatif des formules de calcul des pertes techniques	36
Tableau III.1 : Bilan consolidé des pertes HTA — CD Mostaganem, avant et après Plan HPE 2025 (Gain exprimé en valeur positive = réduction obtenue).....	41
Tableau III.2 : Résultats des départs du poste Mosta II transférés / affectés par la création du PS Aïn Nouissy, avant / après reconfiguration	44
Tableau III.3 : Détail des 11 départs alimentés directement par le PS Aïn Nouissy (Imax, chute de tension, pertes, PMA, appréciation).....	45
Tableau III .4 : Impact global quantifié de la création du PS Aïn Nouissy sur le système Mosta II + Aïn Nouissy	46
Tableau III .5 : Caractéristiques des départs du PS Sidi Ali avant / après reconfiguration (Gain en kW ; report de charge indiqué par une valeur négative)	47
Tableau III.6 : Bilan global du PS Sidi Ali avant / après optimisation et investissements	49
Tableau III.7 : Résultats détaillés des départs du PS Sidi Ali avec décision HPE 2025	49
Fiche technique : Départ 30 kV Sidi Lakhdar	51
Fiche technique : Départ 30 kV Hadjadj	53
Fiche technique : Départ 30 kV Ouled Maallah	55
Fiche technique : Départ 30 kV Khadra	57
Tableau III.8 : Synthèse et priorisation des huit actions du Plan HPE 2025.....	59
Tableau III.9 : Synthèse finale des pertes de la CD Mostaganem, avant / après Plan HPE 2025 (cohérente avec le tableau 3.1 ; Gain systématiquement positif = réduction obtenue).....	60
Tableau III.10 : Synthèse des gains économiques et environnementaux — Plan HPE 2025, CD Mostaganem.....	62

Liste des Figures :

Figure I.1 : Vue synthétique de l'architecture du système électrique algérien et position du réseau de distribution (schéma complémentaire	06
Figure I.2 : Organisation simplifiée du Groupe Sonelgaz et de ses filiales métiers	09
Figure I.3 : Évolution de la puissance installée et du nombre d'abonnés à l'électricité en Algérie (1969–2026)	10
Figure I.4 : Principales structures topologiques des réseaux de distribution	15
Figure I.5 : Classification des pertes techniques dans un réseau de distribution d'énergie électrique	20
Figure II.1 : Organigramme de la méthodologie de calcul des pertes techniques implémentée dans PSS SINICAL (SONELGAZ). Adapté du manuel interne SONELGAZ-Distribution, CD Mostaganem, 2024	23
Figure III.1 : Écran d'accueil de PSS SINICAL	40
Figure III.2 : Tableau de saisie d'un départ HTA (données géométriques et électriques) réseau de la CD Mostaganem.....	41
Figure III.2 : Puissance moyenne par poste source, CD Mostaganem	42
Figure III.3 : Taux de pertes HTA par poste source, avant / après Plan HPE 2025	42
Figure III.4 : Impact global quantifié de la création du PS Aïn Nouissy : pertes avant/après et gain combiné (kW), système Mosta II + Aïn Nouissy	46
Figure III .5 : Bilan global du poste (pertes avant/après, taux, gain)	49
Figure III .6 : Chute de tension et pertes (kW) avant / après HPE 2025(départs du PS SiDi Ali.....	49
Figure III.7 : Structure des départs Sidi Lakhdar avant l'investissement	51
Figure III .8 : Structure des départs Sidi Lakhdar après l'investissement.....	52
Figure III .9 : Structure des départs Hadjadj avant l'investissement.....	54
Figure III .10 : Structure des départs Hadjadj après l'investissement.....	55
Figure III .11 : Structure des départs Ouled Maallah avant l'investissement	56
Figure III .12 : Structure des départs Ouled Maallah après l'investissement.....	56
Figure III .13 : Structure des départs Khadra avant l'investissement	57
Figure III.14 : Structure des départs Khadra après l'investissement.....	58
Figure III.15 : Taux de pertes avant/après Plan HPE 2025—synthèse CD Mostaganem	60
Figure III.16 : Taux global de pertes de la CD Mostaganem, avant /après Plan HPE 2025 (bilan consolidé en kW)	61

Résumé :

Ce mémoire de fin d'études porte sur le calcul et la réduction des pertes techniques dans le réseau électrique de distribution, à travers le cas concret de la concession de distribution (CD) de Mostaganem, exploitée par Sonelgaz-Distribution. L'énergie électrique distribuée subit, tout au long de son acheminement, des pertes techniques inévitables liées à l'effet Joule dans les conducteurs et les transformateurs ; leur quantification précise et leur réduction constituent un enjeu technico-économique majeur pour l'opérateur national.

Le premier chapitre présente le cadre général du réseau électrique de distribution : son positionnement dans la chaîne électrique algérienne, l'organisation institutionnelle de Sonelgaz, les niveaux de tension normalisés, les structures topologiques d'exploitation ainsi que les principaux constituants du réseau (postes sources, lignes HTA, postes HTA/BT, réseau BT), avant d'introduire la notion de pertes techniques.

Le deuxième chapitre développe la méthodologie de calcul des pertes techniques sur les trois segments du réseau : les pertes par effet Joule sur les départs HTA (méthode des tronçons), les pertes à vide et en charge dans les transformateurs HTA/BT (conformément à la norme CEI 60076-1), et les pertes sur le réseau basse tension. Les méthodes d'optimisation — déplacement du point Normalement Ouvert, création de nouveaux départs, redimensionnement des transformateurs — ainsi que l'outil de calcul interne PSS SINCAL de Sonelgaz y sont également présentés.

Le troisième chapitre applique cette méthodologie aux données réelles des sept postes sources de la CD Mostaganem (Mosta II, Aïn Nouissy, Sidi Ali, Mosta Ville, Aïn Tedlès, GIPEC, Relizane), dans le cadre du Plan Haute Performance Énergétique (HPE) 2025 de Sonelgaz. L'étude détaille plusieurs cas concrets, notamment la création du nouveau poste source d'Aïn Nouissy et la reconfiguration des départs critiques du poste de Sidi Ali. Les résultats PSS SINCAL montrent que le taux global de pertes HTA est ramené de 4,16 % à 3,47 %, dépassant l'objectif fixé par Sonelgaz, ce qui correspond à un gain de 1 805 kW, soit une économie d'énergie de 10,5 GWh par an, un gain financier estimé à 61,4 millions de dinars algériens par an, et une réduction d'environ 5 233 tonnes de CO₂ par an.

Ce travail démontre qu'une approche rigoureuse, fondée sur l'analyse physique des pertes et l'exploitation d'un outil de calcul patrimonial, permet d'identifier et de prioriser efficacement les actions de réduction des pertes techniques sur un réseau de distribution réel.

Mots-clés : Pertes techniques, réseau de distribution, effet Joule, transformateur HTA/BT, PSS SINCAL, Sonelgaz, Plan HPE 2025, CD Mostaganem.

Abstract:

This graduation thesis addresses the calculation and reduction of technical losses in the electrical distribution network, through the concrete case of the Mostaganem distribution concession (CD), operated by Sonelgaz-Distribution. As electrical energy travels through the distribution network, it inevitably undergoes technical losses caused by the Joule effect in conductors and transformers; accurately quantifying and reducing these losses represents a major technical and economic challenge for the national operator.

The first chapter presents the general framework of the electrical distribution network: its position within the Algerian power supply chain, the institutional organization of Sonelgaz, standardized voltage levels, network topological structures, and the main components of the distribution network (substations, medium voltage feeders, MV/LV transformer stations, and low-voltage network), before introducing the concept of technical losses.

The second chapter develops the methodology for calculating technical losses across the three segments of the network: Joule-effect losses on medium-voltage feeders (segment method), no-load and load losses in MV/LV transformers (in accordance with IEC 60076-1), and losses on the low-voltage network. Optimization methods — relocating the Normally Open point, creating new feeders, and resizing transformers — as well as Sonelgaz's internal calculation tool PSS SINCAL, are also presented.

The third chapter applies this methodology to real data from the seven substations of the CD Mostaganem network (Mosta II, Aïn Nouissy, Sidi Ali, Mosta Ville, Aïn Tedlès, GIPEC, Relizane), within the framework of Sonelgaz's 2025 High Energy Performance Plan (HPE). The study details several concrete cases, including the commissioning of the new Aïn Nouissy substation and the reconfiguration of the critical feeders of the Sidi Ali substation. PSS SINCAL results show that the overall medium-voltage loss rate is reduced from 4.16% to 3.47%, exceeding the target set by Sonelgaz, corresponding to a gain of 1,805 kW, an annual energy saving of 10.5 GWh, an estimated financial gain of 61.4 million Algerian dinars per year, and a reduction of approximately 5,233 tons of CO₂ per year.

This work demonstrates that a rigorous approach, grounded in the physical analysis of losses and the use of an asset-based calculation tool, makes it possible to effectively identify and prioritize technical loss reduction actions on a real distribution network.

Keywords: Technical losses, distribution network, Joule effect, MV/LV transformer, PSS SINCAL, Sonelgaz, 2025 HPE Plan, CD Mostaganem.

ملخص

تناول هذا المشروع المقدم لنيل شهادة الماستر حساب و تقليص الفقد التقني في شبكة التوزيع الكهربائي، من خلال عملية تتمثل في امتياز التوزيع (CD) لمستغانم الذي تستغله شركة سونلغاز للتوزيع (Sonelgaz – Distribution) تتعرض الطاقة الكهربائية الموزعة، خلال مسار نقلها، لفقد تقني حتمي ناتج عن تأثير جول (Effect de Joule) في الناقلات و المحولات، ويُعد القياس الدقيق لهذا الفقد وتقليصه رهاناً تقنياً - اقتصادياً كبيراً بالنسبة للمتعامل الوطني.

يعرض الفصل الأول الإطار العام لشبكة التوزيع الكهربائي: موقعها في السلسلة الكهربائية الجزائرية، والتنظيم المؤسسي لمجمع سونلغاز، ومستويات التوتر المعيارية، والبنى الطوبولوجية للاستغلال، وكذا المكونات الرئيسية للشبكة (محطات المصدر، خطوط التوتر المتوسط HTA، محطات التحويل HTA / BT، شبكة التوتر المنخفض BT)، قبل التطرق الى مفهوم الفقد التقني.

يتناول الفصل الثاني منهجية حساب الفقد التقني على مستوى الأقسام الثلاثة للشبكة. الفقد بتأثير جول على مغذيات التوتر المتوسط (طريقة المقاطع)، والفقد في حالة الفراغ والشحن في محولات HTA/ BT (وفقا للمعيار CEI60076-1)، والفقد على شبكة التوتر المنخفض. كما يعرض هذا الفصل طرق التحسين - تحويل النقطة المفتوحة عادية (NO)، انشاء مغذيات جديدة، إعادة تحجيم المحولات - بالإضافة الى أداة الحساب الداخلية SANCAL التابعة لسونلغاز.

يطبق الفصل الثالث هذه المنهجية على المعطيات الحقيقية للمحطات المصدر السبع التابعة لامتياز التوزيع بمستغانم (مستغانم 2، عين النويسي، سيدي علي، مستغانم المدينة، عين تادلوس، جبيك، غليزان)، في إطار خطة الأداء الطاقوي العالي (HPE) 2025 لسونلغاز. تتناول الدراسة بالتفصيل عدة حالات علمية، خاصة إنشاء محطة المصدر الجديدة بعين النويسي وإعادة تهيئة المغذيات الحرجة بمحطة سيدي علي. وتُظهر نتائج SANCAL أن معدل الفقد الإجمالي في التوتر المتوسط انخفض من 4.16 % الى 3.47 %، متجاوزا الهدف المحدد من قبل سونلغاز، وهو ما يقابل مكسبا قدره 1805 كيلواط، أي توفيراً في الطاقة بقيمة 10.5 جيغاواط ساعة سنوياً، ومكسباً مالياً يقدر بـ 61.4 دينار جزائري سنوياً، وتقليصاً في انبعاثات ثاني أكسيد الكربون بحوالي 5233 طن سنوياً.

يبين هذا العمل أن المقاربة الدقيقة، المبنية على التحليل الفيزيائي للفقد واستغلال أداة حساب موروثة (Patrimoniale)، تسمح بتحديد وترتيب أولويات إجراءات تقليص الفقد بشكل فعال شبكة توزيع حقيقية.

- **الكلمات المفتاحية:** الفقد التقني، شبكة التوزيع، تأثير جول، محول SANCAL، HTA/ BT، سونلغاز، خطة HPE 2025، امتياز التوزيع بمستغانم.

Introduction générale

Introduction générale :

L'énergie électrique occupe une place centrale dans le développement économique et social de tout pays moderne. Sa production, son transport et sa distribution mobilisent des infrastructures complexes et coûteuses, dont l'exploitation optimale constitue un enjeu stratégique permanent pour les opérateurs du secteur. En Algérie, cette mission est assurée par le Groupe Sonelgaz, opérateur historique de la production, du transport et de la distribution de l'électricité, qui dessert aujourd'hui plus de 12,3 millions d'abonnés à travers le territoire national.

Parmi les défis techniques majeurs auxquels fait face tout réseau de distribution figure la question des pertes techniques. Ces pertes, inhérentes au transport de l'énergie électrique, résultent principalement de l'effet Joule dans les conducteurs et de phénomènes physiques propres aux transformateurs (pertes à vide et pertes en charge). Bien qu'inévitables par nature, ces pertes peuvent être réduites de manière significative par une analyse rigoureuse des paramètres du réseau et par la mise en œuvre d'actions techniques ciblées : reconfiguration topologique, création de nouveaux ouvrages ou redimensionnement des équipements existants.

Conscient de cet enjeu, le Groupe Sonelgaz a engagé, à travers son Plan Haute Performance Énergétique (HPE) 2025, une démarche volontariste visant à ramener le taux global de pertes techniques sur les réseaux de distribution à un niveau conforme aux meilleurs standards internationaux, notamment ceux préconisés par l'Agence Internationale de l'Énergie (IEA), qui recommande un taux de pertes techniques inférieur à 3 % pour un réseau performant. C'est dans ce cadre que s'inscrit le présent mémoire de fin d'études, qui propose une étude complète du calcul et de la réduction des pertes techniques appliquée au cas concret du réseau de la concession de distribution (CD) de Mostaganem, exploitée par Sonelgaz-Distribution.

L'objectif de ce travail est double : d'une part, établir les bases théoriques nécessaires à la compréhension et au calcul des pertes techniques sur les différents ouvrages d'un réseau de distribution ; d'autre part, appliquer cette méthodologie aux données réelles du réseau de Mostaganem afin d'identifier les zones critiques, de proposer des solutions d'amélioration concrètes, et d'en évaluer l'impact technique, économique et environnemental, à travers les résultats officiels de l'outil de calcul interne PSS SINCAL de Sonelgaz et du Plan HPE 2025.

Pour répondre à cette problématique, ce mémoire est structuré en trois chapitres. Le premier chapitre pose le cadre général du réseau électrique de distribution, en présentant son architecture, le contexte institutionnel algérien, les niveaux de tension normalisés, les structures topologiques d'exploitation, les principaux constituants du réseau, ainsi qu'une première approche de la notion de pertes techniques.

Le deuxième chapitre développe la méthodologie de calcul des pertes techniques sur les trois segments constitutifs du réseau de distribution : les lignes HTA, les transformateurs de distribution HTA/BT et le réseau basse tension. Les fondements physiques, les formules de calcul et les méthodes d'optimisation des pertes y sont présentés de manière progressive et

rigoureuse, en cohérence avec les normes en vigueur (CEI 60076-1, NFC 11-201) et avec l'outil de calcul PSS SINCAL utilisé par Sonelgaz.

Le troisième chapitre constitue le cœur applicatif de ce mémoire. Il présente l'étude de cas réelle menée sur le réseau de la CD de Mostaganem, à partir des données patrimoniales et des résultats de simulation PSS SINCAL relatifs aux sept postes sources de la concession. Plusieurs cas concrets y sont analysés en détail, notamment la création du nouveau poste source d'Aïn Nouissy et la reconfiguration des départs critiques du poste source de Sidi Ali, avant de synthétiser l'ensemble des actions du Plan HPE 2025 et d'en évaluer les gains technico-économiques et environnementaux.

Ce mémoire se conclut par une synthèse générale des résultats obtenus, mettant en perspective les enseignements tirés de cette étude ainsi que les pistes d'amélioration envisageables pour la poursuite de la réduction des pertes techniques sur le réseau de distribution de la CD de Mostaganem.

CHAPITRE I

GÉNÉRALITÉS SUR LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE DE DISTRIBUTION

I.1 Introduction :

L'énergie électrique constitue aujourd'hui l'un des vecteurs énergétiques les plus indispensables au développement économique et social d'un pays .De puis sa production dans les centrales électriques jusqu'à sa consommation finale chez l'utilisateur, cette énergie transite par un ensemble d'infrastructures interconnectées que l'on désigne sous le terme générique de réseau électrique. Ce réseau assure trois fonctions fondamentales et complémentaires : le transport de l'énergie sur de longues distances, la répartition régionale de cette énergie, et enfin sa distribution locale jusqu'aux points de consommation.

Le réseau de distribution représente le dernier maillon de cette chaîne énergétique. Il se caractérise par une structure capillaire très étendue, par la diversité des charges qu'il alimente, et par sa proximité directe avec les usagers, qu'ils soient domestiques, industriels ou tertiaires. Cette configuration particulière en fait également le siège privilégié de pertes d'énergie, dites pertes techniques, qui constituent l'objet central de la présente étude.

En Algérie, ce réseau est exploité par le Groupe Sonelgaz, opérateur historique unique de la production, du transport et de la distribution de l'énergie électrique, dont l'organisation, l'évolution et les performances conditionnent directement la qualité du service rendu à plus de 12,3 millions d'abonnés répartis sur l'ensemble du territoire national.

Ce premier chapitre se propose de poser les bases théoriques et contextuelles nécessaires à la compréhension du réseau électrique de distribution. Il aborde successivement l'architecture générale du système électrique, le contexte particulier du réseau électrique algérien et de son opérateur national, les différents niveaux de tension normalisés ,les structures topologiques rencontrées en exploitation ,ainsi que les principaux constituants du réseau de distribution ,à savoir les postes sources ,les lignes moyenne tension, les postes de transformation HTA/BT et le réseau basse tension .Une dernière section introduit la notion de pertes techniques, qui constitue le fil conducteur de l'ensemble de ce mémoire.

I.2 Architecture générale du système électrique :

Le cheminement de l'énergie électrique, depuis sa production jusqu'à sa consommation, s'organise selon une hiérarchie de niveaux de tension décroissants. Cette organisation hiérarchique répond à un double objectif technique et économique : minimiser les pertes lors du transport sur de longues distances en élevant la tension, puis abaisser progressivement cette tension pour rendre l'énergie utilisable par les récepteurs domestiques et industriels. On distingue ainsi quatre grandes fonctions dans la chaîne électrique :

.La production : conversion d'une source d'énergie primaire (thermique, hydraulique, gazière, renouvelable) en énergie électrique au niveau des centrales.

.Le transport : acheminement de l'énergie en très haute tension (THT) sur de grandes distances, entre les centrales de production et les grands centres de consommation.

Mémoire Master 2—Généralités sur le réseau électrique de distribution — DD Mostaganem/SONELGAZ/Chapitre1

. **La répartition** : relais assuré en haute tension (HT) et en moyenne tension (HTA) entre le réseau de transport et les zones de consommation régionales.

. **La distribution** : desserte finale en moyenne tension (HTA) puis en basse tension (BT) jusqu'aux installations des usagers

La figure 1.1 illustre cette organisation générale et situe le réseau de distribution, objet de la présente étude, par rapport aux autres maillons de la chaîne électrique. Cette structuration, bien qu'universelle dans son principe, se décline différemment selon les pays en fonction de leur histoire industrielle, de la géographie de leurs centres de production et de consommation, ainsi que du cadre institutionnel régissant le secteur de l'énergie. La section suivante détaille les particularités du cas algérien, qui constitue le cadre géographique et institutionnel de la présente étude.

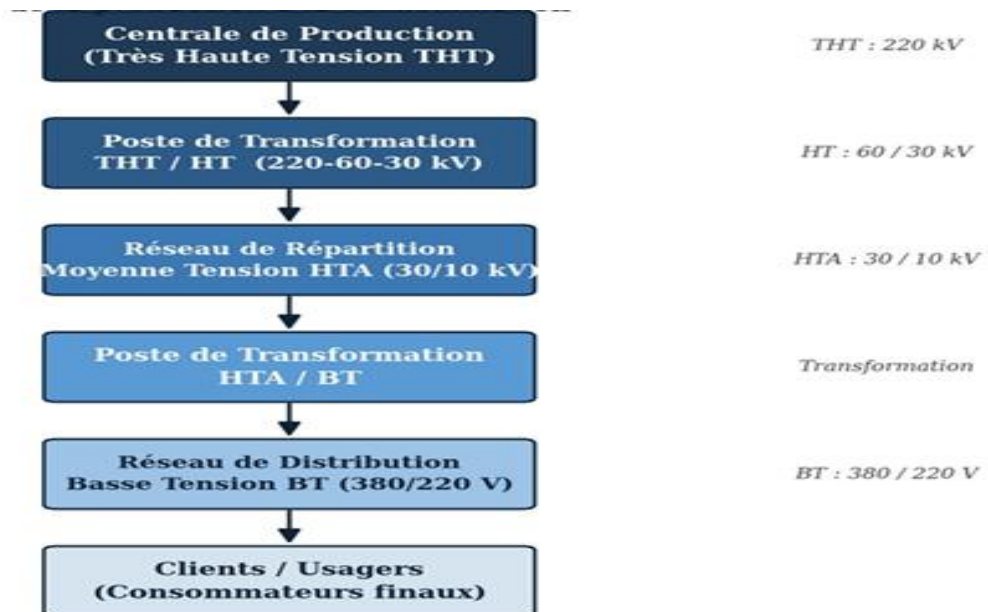


Figure I.1 : Vue synthétique de l'architecture du système électrique algérien et position du réseau de distribution (schéma complémentaire)

I.3 Le réseau électrique algérien :

L'Algérie constitue l'un des principaux marchés de l'électricité au Maghreb. Le secteur électrique national est caractérisé par une intégration verticale historique autour d'un opérateur unique, le Groupe Sonelgaz, et par un développement soutenu de ses infrastructures depuis l'indépendance. La présente section retrace brièvement l'histoire du secteur, présente l'organisation institutionnelle actuelle, dresse un état des lieux chiffré du parc de production et

Mémoire Master 2—Généralités sur le réseau électrique de distribution — DD Mostaganem/SONELGAZ/Chapitre1

des réseaux de transport et de distribution, puis situe la concession de distribution de Mostaganem, cadre pratique de cette étude, dans cet ensemble national.

I.3.1 Aperçu historique du secteur électrique national :

Le secteur de l'électricité et du gaz en Algérie trouve son origine dans l'établissement public « Électricité et Gaz d'Algérie » (EGA), créé en 1947 durant la période coloniale. Au lendemain de l'indépendance, et afin de répondre à des choix politiques et économiques de souveraineté énergétique, l'ordonnance n° 69-59 du 28 juillet 1969 dissout l'EGA et lui substitue la Société Nationale de l'Électricité et du Gaz (SONELGAZ), à laquelle est confié le monopole de la production, du transport, de la distribution, de l'importation et de l'exportation de l'électricité, ainsi que de la distribution et de la vente du gaz naturel sur l'ensemble du territoire national.

À sa création, Sonelgaz emploie environ 6 000 agents pour desservir 700 000 clients, avec un taux d'électrification national d'à peine 40 % et une puissance installée de seulement 626 MW. Dès 1969, l'État algérien engage un vaste programme d'électrification dénommé Plan National d'Électrification (PNE), destiné à raccorder un nombre croissant de localités, notamment rurales, au réseau électrique national. En 1983, l'entreprise connaît sa première restructuration majeure avec la création de cinq filiales travaux spécialisées — KAHIRIF (électrification), KAHRAKIB (infrastructures et installations électriques), KANAGAZ (réseaux gaz), INERGA (génie civil) et ETTERKIB (montage industriel) — ainsi que de la filiale AMC, chargée de la fabrication des compteurs et appareils de mesure et de contrôle.

La promulgation, en 2002, de la loi relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations marque un tournant institutionnel : Sonelgaz est convertie en société par actions (SPA), entièrement détenue par l'État, et le marché de la production est progressivement ouvert à des opérateurs tiers, tandis que le transport et la distribution demeurent des monopoles naturels exercés par les filiales dédiées du Groupe. Entre 2004 et 2006, Sonelgaz achève sa transformation en société holding pilotant un groupe industriel multi-sociétés, avec la création des filiales métiers de base : SPE (Sonelgaz Production Électricité), GRTE (Gestionnaire du Réseau de Transport de l'Électricité) et GRTG (Gestionnaire du Réseau de Transport du Gaz). La fonction distribution est, à cette occasion, scindée en quatre sociétés régionales : la SDA pour Alger, la SDC pour le Centre, la SDE pour l'Est et la SDO pour l'Ouest.

L'année 2017 consacre une nouvelle rationalisation de l'organisation du Groupe : les sociétés SDC, SDE et SDO fusionnent en une entité unique, avec rattachement de la SDA en tant que filiale à 100 %, donnant naissance à la Société Algérienne de Distribution de l'Électricité et du Gaz (SADEG). En juin 2019, la SDA est absorbée à son tour, faisant de la SADEG l'opérateur unique de la distribution publique d'électricité et de gaz sur l'ensemble du territoire national.

Au début de l'année 2022, la SADEG est rebaptisée Sonelgaz Distribution, dénomination actuelle de cette entité, organisée en quatre régions de distribution (Alger, Centre, Est et Ouest) regroupant un total de cinquante-deux concessions de distribution à l'échelle des wilayas, parmi lesquelles figure la concession de distribution de Mostaganem, cadre pratique

Mémoire Master 2—Généralités sur le réseau électrique de distribution — DD Mostaganem/SONELGAZ/Chapitre1

de la présente étude. Le tableau I 1.1 récapitule les principaux jalons de cette évolution institutionnelle

Tableau I.1 : Principaux jalons de l'évolution institutionnelle de Sonelgaz

Période	Événement marquant
1947	Création de l'établissement public «Électricité et Gaz d'Algérie »(EGA), héritage de la période coloniale.
1969	Dissolution de l'EGA et création de SONELGAZ par l'ordonnance n° 69-59 du 28 juillet 1969, avec le monopole de la production, du transport, de la distribution, de l'importation et de l'exportation de l'électricité, ainsi que de la distribution du gaz naturel.
1983	Première restructuration: création de cinq filiales travaux spécialisées (KAHRIF, KAHRAKIB, KANAGAZ, INERGA, ETTERKIB) et de la filiale industrielle AMC.
2002	Promulgation de la loi relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations ; conversion de Sonelgaz en société par actions (SPA), ouverture progressive du marché de la production.
2004–2006	Transformation de Sonelgaz en société holding ; création des filiales métiers de base : SPE (production), GRTE (gestionnaire du réseau de transport de l'électricité) et GRTG (gestionnaire du réseau de transport du gaz). La fonction distribution est scindée en quatre sociétés régionales (SDA, SDC, SDE, SDO).
2017	Fusion-absorption des sociétés régionales de distribution SDC, SDE et SDO au sein d'une entité unique, avec rattachement de la SDA comme filiale ; naissance de la SADEG (Société Algérienne de Distribution de l'Électricité et du Gaz).
2019	Absorption de la SDA (région d'Alger) au sein de la SADEG, qui devient l'opérateur unique de la distribution publique d'électricité et de gaz sur le territoire national, organisé en concessions de distribution par wilaya.
2022	La SADEG est rebaptisée Sonelgaz-Distribution, dénomination actuelle de l'unique entité chargée de la distribution publique d'électricité et de gaz, structurée en quatre régions (Alger, Centre, Est, Ouest) regroupant 52 concessions de distribution, dont celle de Mostaganem.
2024–2026	Lancement du projet stratégique d'interconnexion électrique Nord-Sud (Hassi R'Mel-Adrar, 894 km), pour suite du programme solaire de 3200MW, et plan de développement des infrastructures à l'horizon 2030 (12,3 GW de capacité additionnelle, 30 000 km de lignes HTB, 70 000 km d'extension du réseau de distribution).

I.3.2 Organisation institutionnelle actuelle :

Le Groupe Sonelgaz se présente aujourd'hui sous la forme d'une société holding pilotant un ensemble de onze filiales directement gérées et de quatre sociétés en participation avec des tiers, couvrant l'intégralité de la chaîne de valeur électrique et gazière.

Cette organisation repose sur une séparation fonctionnelle claire entre les trois grands métiers de base ; La production, le transport et la distribution : complétée par des filiales travaux, industrielles et de services qui assurent la réalisation des infrastructures et la maintenance du patrimoine du Groupe.

Mémoire Master 2—Généralités sur le réseau électrique de distribution — DD Mostaganem/SONELGAZ/Chapitre1

- La production est assurée par la SPE (Sonelgaz Production Électricité) ainsi que, de manière croissante depuis l'ouverture du marché en 2002, par des producteurs indépendants (IPP) opérant sous contrat avec le Groupe.
- Le transport de l'énergie électrique est confié au GRTE, gestionnaire exclusif du réseau de transport (lignes très haute tension et haute tension), tandis que le GRTG assure la même fonction pour le réseau de transport du gaz naturel.
- La distribution publique d'électricité et de gaz, qui inclut la fonction de commercialisation auprès des abonnés, relève de Sonelgaz-Distribution, structurée en quatre régions et cinquante-deux concessions de wilaya.
- Les filiales travaux (KAHRIF, KAHRAKIB, KANAGAZ, INERGA, ETTERKIB) réalisent les infrastructures de réseaux pour le compte des sociétés métiers, tandis que des filiales industrielles et de services (AMC, et d'autres entités spécialisées) complètent l'écosystème du Groupe.

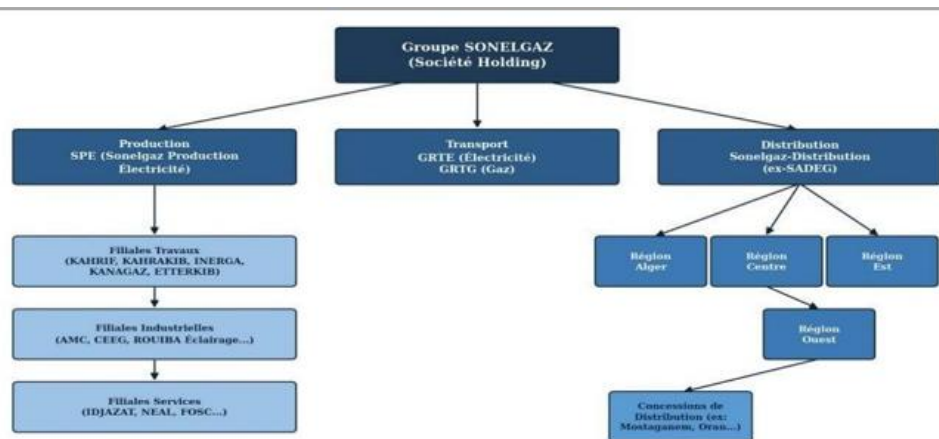


Figure I.2 : Organisation simplifiée du Groupe Sonelgaz et de ses filiales métiers

I.3.3 État des lieux du parc de production et des infrastructures de réseau :

Depuis sa création, le secteur électrique algérien a connu une croissance soutenue et continue de ses capacités de production et de ses infrastructures de réseau, en réponse à l'augmentation constante de la demande nationale d'énergie, elle-même portée par la croissance démographique, l'urbanisation et le développement industriel du pays. La figure 1.3 illustre cette trajectoire de croissance, depuis les 626 MW de puissance installée et les 700 000 abonnés de 1969, jusqu'aux niveaux actuels qui dépassent 27 000 MW de puissance installée et 12,3 millions d'abonnés à l'électricité

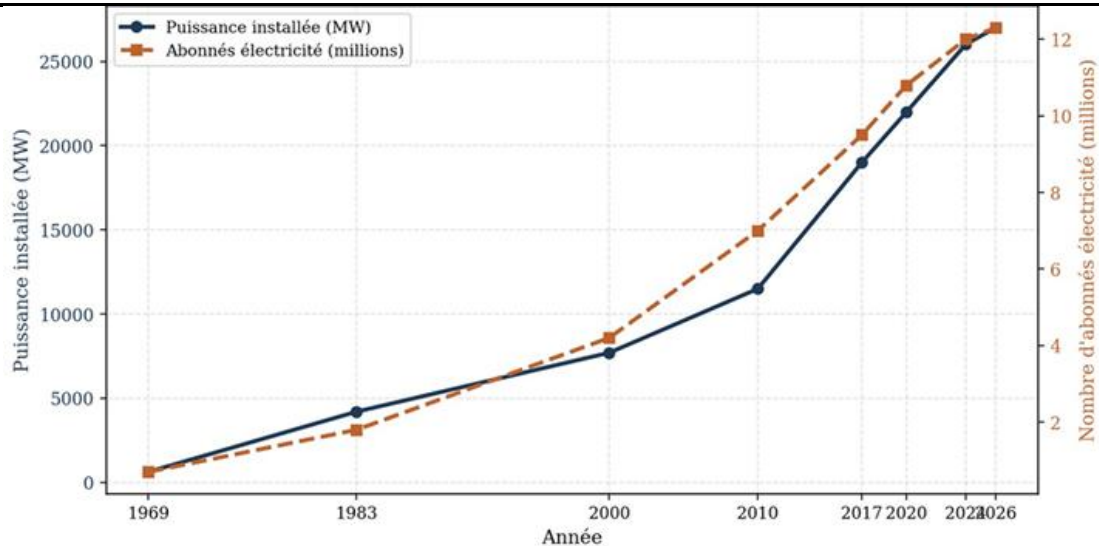


Figure I. 3 : Évolution de la puissance installée et du nombre d'abonnés à l'électricité en Algérie
(1969–2026)

Sur le plan de la structure du mix énergétique, la production électrique algérienne demeure très largement dominée par les centrales utilisant le gaz naturel comme combustible primaire, celles-ci représentant environ 95 % de la puissance installée totale, contre seulement 2 % pour les énergies renouvelables en termes de capacité installée, et environ 1 % seulement en termes de production annuelle effective. Cette situation s'explique par les abondantes ressources gazières du pays, mais elle constitue également un axe stratégique de transformation pour les autorités publiques, qui ont engagé un programme de développement des énergies renouvelables visant 3 200 MW de capacité solaire pour sa première tranche, avec une mise en service progressive à partir de 2026, dans la perspective de diversifier le mix énergétique national et de dégager des capacités d'exportation d'électricité vers les marchés européen et africain à l'horizon 2027-2028. S'agissant des infrastructures de réseau, le Groupe Sonelgaz a engagé un plan de développement ambitieux à l'horizon 2030, prévoyant la réalisation d'une capacité de production additionnelle de 12,3 GW — dont 4 GW d'origine solaire —, la construction de 30 000 km de nouvelles lignes de transport à haute et très haute tension (HTB), ainsi que l'extension de 70 000 km du réseau de distribution, complétée par plus de 300 nouveaux postes de transformation. Un projet structurant de cette stratégie est l'interconnexion électrique Nord-Sud, destinée à relier le réseau interconnecté du Nord du pays aux régions du Grand Sud (axe Hassi R'Mel–Adrar de 894 km dans sa première phase), avec une mise en service progressive prévue entre 2026 et 2040. Le tableau I.2 synthétise les principaux indicateurs chiffrés caractérisant le secteur électrique algérien sur la période récente.

Mémoire Master 2—Généralités sur le réseau électrique de distribution — DD Mostaganem/SONELGAZ/Chapitre1

Tableau I.2 : Principaux indicateurs du secteur électrique algérien (2025–2026)

Indicateur (2025–2026)	Valeur
Puissance installée totale	≈27 000 MW
Production annuelle d'électricité	≈95TWh(2024)
Part du gaz naturel dans la puissance installée	≈95 %
Part des énergies renouvelables (puissance/production)	≈2 % /≈1 %
Nombre d'abonnés à l'électricité	>12,3 millions
Taux d'électrification national	≈99 %
Effectif du Groupe Sonelgaz	≈83 000 agents
Investissements programmés (exercice2025)	≈463milliardsdeDA
Nouvelles infrastructures de transport (avantl'été2026)	58 infrastructures
Nouveaux postes de transformation MT/BT programmés	644 postes
Nouveaux réseaux à mettre en service	>1 640 km

I.3.4 La distribution électrique et la problématique des pertes à l'échelle nationale :

Le taux de pénétration du réseau électrique en Algérie atteint aujourd'hui près de 99 %, ce qui place le pays parmi les nations les mieux électrifiées du continent africain. Ce résultat, fruit de plusieurs décennies d'investissement public soutenu, ne doit cependant pas occulter les défis techniques et économiques persistants liés à l'exploitation d'un réseau de distribution aussi étendu : la dispersion géographique des zones desservies, en particulier dans les régions rurales et les Hauts-Plateaux, la longueur souvent importante des départs moyenne tension, ainsi que le vieillissement de certains ouvrages, sont autant de facteurs qui contribuent à l'apparition de pertes techniques significatives, mais également de pertes non techniques liées aux actes de fraude et de vol d'énergie.

Sur ce dernier point, le Groupe a ainsi enregistré, au cours de l'exercice 2024, plusieurs milliers d'actes d'agression contre ses installations électriques, ainsi que plusieurs milliers de plaintes déposées pour vol d'énergie, occasionnant des pertes financières cumulées de plusieurs milliards de dinars. Si ces pertes non techniques relèvent d'une problématique distincte de celle des pertes techniques traitées dans ce mémoire, elles illustrent néanmoins l'ampleur des enjeux financiers liés à la maîtrise du bilan énergétique pour un opérateur de la taille de Sonelgaz, et renforcent la nécessité d'une optimisation rigoureuse des pertes techniques, seul levier directement actionnable par l'ingénieur d'exploitation au moyen de solutions de planification et de renforcement du réseau, telles que celles développées dans les chapitres suivants de ce mémoire.

D'un point de vue méthodologique, il importe de distinguer clairement, au sein du bilan énergétique global d'un distributeur, les pertes techniques — physiquement inévitables et calculables à partir des lois de l'électrotechnique — des pertes non techniques, qui relèvent davantage d'une problématique de gestion commerciale, de comptage et de lutte contre la fraude. Cette distinction conceptuelle, bien qu'elle puisse sembler purement académique, conditionne en réalité le choix des leviers d'action mobilisables par l'exploitant : alors que les

Mémoire Master 2—Généralités sur le réseau électrique de distribution — DD Mostaganem/SONELGAZ/Chapitre1

pertes non techniques appellent des mesures de surveillance, de contrôle et de sécurisation des installations, les pertes techniques ne peuvent être réduites que par des actions structurelles sur le réseau lui-même — renforcement des sections de conducteurs, création de nouveaux départs, rééquilibrage des charges entre phases, ou encore optimisation du dimensionnement des transformateurs de distribution, comme cela sera développé en détail dans les chapitres suivants à propos du réseau de la concession de Mostaganem.

C'est précisément dans ce contexte national que s'inscrit l'étude menée dans ce mémoire, consacrée au calcul et à l'optimisation des pertes techniques sur le réseau de distribution de la concession de Mostaganem, l'une des cinquante-deux concessions constitutives de Sonelgaz-Distribution, relevant de la région de distribution Ouest et desservant les réseaux haute tension, moyenne tension et basse tension de l'ensemble de la wilaya de Mostaganem.

I.3.5 Cadre législatif et réglementaire du secteur :

L'activité de production, de transport et de distribution de l'énergie électrique en Algérie s'exerce dans un cadre législatif et réglementaire structuré, dont les fondements actuels remontent à la loi n° 02-01 du 5 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations. Ce texte fondateur a mis fin au monopole intégral exercé jusqu'alors par Sonelgaz sur l'ensemble de la chaîne de valeur électrique, en ouvrant à la concurrence les segments de la production et, dans une certaine mesure, de la fourniture aux clients éligibles, tout en maintenant un régime de concession exclusive pour les activités de transport et de distribution, considérées comme des monopoles naturels en raison du caractère non du pliable de leurs infrastructures

Cette loi a également institué la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (CREG), autorité administrative indépendante chargée de réguler le secteur, de veiller au respect des règles de concurrence sur les segments ouverts, de fixer les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution, et de délivrer les concessions et autorisations nécessaires à l'exercice des activités électriques et gazières. Dans ce cadre, Sonelgaz-Distribution exerce son activité de distribution publique au titre de contrats de concession conclus avec l'État pour chaque wilaya, qui définissent notamment les obligations de service public, les standards de qualité de fourniture, ainsi que les modalités de financement des investissements de renforcement et d'extension du réseau. Par ailleurs, la politique énergétique nationale, déclinée à travers les différents plans quinquennaux et les programmes spécifiques tels que le Plan National d'Électrification évoqué précédemment, ou plus récemment le programme national de développement des énergies renouvelables, fixe des objectifs stratégiques que les opérateurs du secteur, au premier rang desquels Sonelgaz, sont chargés de mettre en œuvre opérationnellement, notamment à travers leurs plans de développement des infrastructures à moyen et long terme. **I.3.6 Perspectives d'évolution : transition énergétique et réseaux intelligents :**

Le secteur électrique algérien est aujourd'hui à un tournant de son développement, marqué par une double dynamique de diversification du mix énergétique et de modernisation des infrastructures de réseau. Le programme national des énergies renouvelables, dont la première

tranche de 3 200 MW de capacité solaire doit entrer progressivement en service à partir de 2026, constitue à cet égard un axe stratégique majeur, porteur d'enjeux techniques nouveaux pour les réseaux de distribution, en particulier liés à l'intégration de productions décentralisées dont l'intermittence diffère sensiblement du profil des sources conventionnelles.

Cette évolution s'accompagne d'une réflexion engagée par le Groupe Sonelgaz sur la modernisation de ses réseaux de distribution à travers le déploiement progressif de technologies relevant du concept de réseau intelligent (smart grid) : comptage évolué (technologies de type AMI — Advanced Metering Infrastructure, combinant relève à distance et communication par courant porteur en ligne ou radiofréquence), télérelève, automatisation des organes de coupure, et systèmes de supervision en temps réel de la charge et des paramètres électriques du réseau. Ces technologies, encore à un stade de déploiement limité sur le réseau algérien comparativement à certains réseaux européens, offrent un potentiel important d'amélioration de la connaissance fine du fonctionnement du réseau, et par conséquent de meilleure maîtrise des pertes techniques, par exemple à travers une localisation plus précise des zones de pertes excessives ou un meilleur suivi des déséquilibres de charge sur le réseau basse tension. Ces perspectives, bien qu'elles ne constituent pas l'objet direct du présent mémoire, qui repose sur des méthodes de calcul plus classiques, dessinent le cadre dans lequel s'inscriront, à moyen terme, les futures démarches d'optimisation des pertes techniques sur les réseaux de distribution algériens, y compris celui de la concession de Mostaganem

I.4 Niveaux de tension normalisés :

La classification des réseaux électriques repose conventionnellement sur le niveau de tension nominale, exprimé en valeur efficace entre phases. Cette classification, normalisée à l'échelle internationale (norme CEI 60038) puis déclinée selon les standards nationaux propres à chaque opérateur, permet de définir le rôle fonctionnel de chaque portion du réseau ainsi que les matériels et les règles d'exploitation qui lui sont applicables. Le tableau suivant récapitule les abréviations utilisées dans ce mémoire concernant les niveaux de tension du système électrique algérien, conformément à la norme CEI 60038 :

Tableau I.3 : Niveaux de tension normalisés (norme CEI 60038)

Abbréviation	Désignation complète	Tension (Algérie)	Rôle dans la chaîne électrique
THT	Très Haute Tension	220 kV	Transport sur longues distances
HTB	Haute Tension B	220 kV (équivalent THT)	Transport (terminologie française)
HT	Haute Tension	60 kV	Répartition régionale
HTA	Haute Tension A (Moyenne Tension)	30 kV / 10 kV	Distribution — objet de cette étude
BT	Basse Tension	380 V / 220 V	Desserte finale des abonnés
MT	Moyenne Tension (synonyme HTA)	30 kV / 10 kV	Utilisé dans les schémas unifilaires
PS	Poste Source	—	Interface HT/HTA
PMA	Puissance Maximale Appelée	kW	Mesure de pointe au compteur PS
HPE	Haute Performance Énergétique	—	Plan SONELGAZ 2025
NO	Normalement Ouvert	—	Point de coupure en réseau bouclé

Mémoire Master 2—Généralités sur le réseau électrique de distribution — DD Mostaganem/SONELGAZ/Chapitre1

Le réseau de moyenne tension HTA, situé au cœur de la présente étude, joue un rôle pivot : il reçoit l'énergie depuis les postes sources HT/HTA (220/60/30 kV) et la répartit, via les postes de transformation HTA/BT, jusqu'au réseau basse tension qui alimente directement les usagers finaux. C'est précisément à ce niveau de tension que se concentrent, comme cela sera détaillé au chapitre suivant, une part importante des pertes techniques observées sur le réseau de la concession de Mostaganem.

I.5 Définition et rôle du réseau de distribution :

Le réseau de distribution électrique est défini comme l'ensemble des ouvrages — lignes, câbles, postes de transformation et appareillages de coupure ; destinés à acheminer l'énergie électrique depuis les postes sources jusqu'aux points de livraison des consommateurs finaux. Il se décompose conventionnellement en deux sous-ensembles fonctionnels :

. Le réseau de distribution Moyenne Tension (HTA), exploité généralement en 30 kV ou en 10 kV, qui relie les postes sources aux postes de transformation HTA/BT.

. Le réseau de distribution Basse Tension (BT), exploité en 380/220 V, qui relie les postes de transformation HTA/BT aux installations des abonnés. Contrairement au réseau de transport, conçu pour véhiculer de grandes puissances sur de longues distances avec un nombre limité de nœuds, le réseau de distribution se caractérise par une très forte ramification, une multiplicité des points de livraison et une grande hétérogénéité des charges raccordées. Cette hétérogénéité se traduit, dans le cas algérien, par la coexistence sur un même départ HTA de charges domestiques, agricoles, industrielles et de zones d'activités, dont les profils de consommation diffèrent sensiblement. Ces particularités en font un système particulièrement sensible aux phénomènes de chute de tension et de pertes par effet Joule, dont l'étude fait l'objet des chapitres suivants de ce mémoire.

Sur le plan réglementaire, la distribution publique d'électricité en Algérie demeure un monopole naturel confié à Sonelgaz-Distribution, qui exerce cette activité dans un cadre de concession de service public délivrée par l'État pour chaque wilaya. Cette concession emporte, pour le distributeur, l'obligation de garantir la continuité, la qualité et la sécurité de la fourniture d'électricité à l'ensemble des usagers raccordés, ce qui implique un suivi rigoureux des performances techniques du réseau, et en particulier du niveau de ses pertes techniques.

I.6 Structures topologiques des réseaux de distribution :

L'exploitation d'un réseau de distribution peut s'organiser selon différentes configurations topologiques, choisies en fonction de critères techniques (continuité de service exigée, niveau de charge, contraintes géographiques) et économiques (coût d'investissement et d'exploitation). On distingue classiquement trois structures principales, représentées schématiquement à la figure I.4.

I.6.1 Structure radiale (arborescente) :

Dans cette structure, chaque point de consommation n'est alimenté que par un seul chemin électrique depuis le poste source. C'est la configuration la plus simple et la plus économique à mettre en œuvre, mais elle présente l'inconvénient majeur d'une faible continuité de service : tout défaut survenant en amont d'un point de charge entraîne la coupure de l'ensemble des charges situées en aval. Cette structure se prête particulièrement bien aux zones rurales ou faiblement urbanisées, où la dispersion des charges rend les structures bouclées peu rentables économiquement.

I.6.2 Structure bouclée :

La structure bouclée consiste à fermer la boucle entre deux départs issus d'un même poste source, ou de deux postes différents, tout en l'exploitant normalement en configuration radiale grâce à un point de coupure normalement ouvert. En cas de défaut sur l'un des tronçons, ce point de coupure peut être manœuvré pour rétablir l'alimentation des charges situées en aval du défaut, ce qui améliore sensiblement la disponibilité du réseau. Cette structure est privilégiée dans les zones urbaines moyennement denses, où un compromis entre coût d'investissement et continuité de service est recherché.

I.6.3 Structure à double dérivation :

Cette configuration, réservée aux zones à forte densité de charge ou aux clients à exigence de continuité élevée, consiste à alimenter un même point de livraison à partir de deux postes sources distincts, avec un dispositif de permutation automatique ou manuelle en cas de défaillance de l'une des deux sources. Elle est généralement réservée aux infrastructures stratégiques (hôpitaux, sites industriels critiques, grandes agglomérations urbaines) en raison de son coût d'investissement élevé.

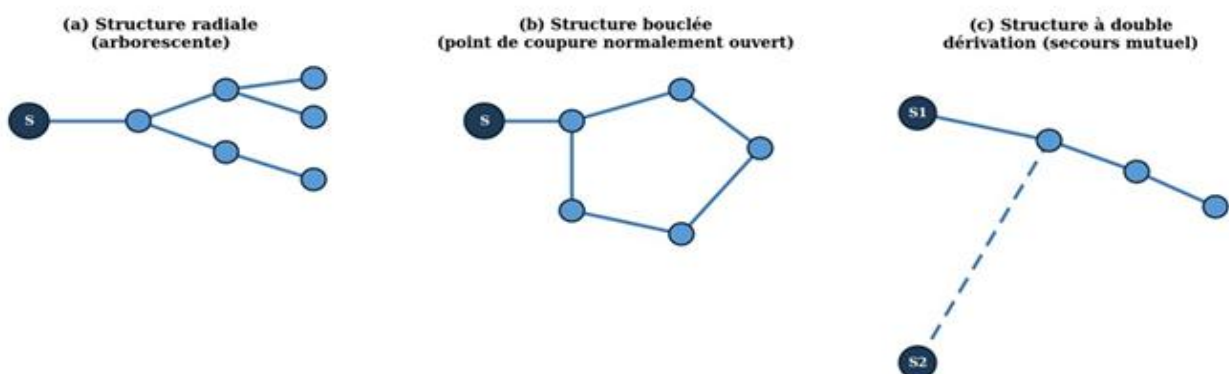


Figure I.4 : Principales structures topologiques des réseaux de distribution

Mémoire Master 2—Généralités sur le réseau électrique de distribution — DD Mostaganem/SONELGAZ/Chapitre1

Tableau I.4 : Comparaison des principales structures topologiques de réseaux

Structure	Principe	Avantages	Limites
Radiale	Alimentation unique en arborescence depuis le poste source	Simplicité, coût d'investissement réduit, protection aisée	Faible continuité de service, chutes de tension importantes en bout de ligne
Bouclée	Boucle exploitée en radial grâce à un point de coupure normalement ouvert	Possibilité de réalimentation rapide en cas de défaut	Coût plus élevé, exploitation plus complexe
Double dérivation	Alimentation à partir de deux postes sources distincts	Très bonne fiabilité, secours mutuel entre postes	Investissement élevé, réservé aux zones à forte densité de charge

Dans la pratique, et notamment dans le cas du réseau de distribution de la concession de Mostaganem étudié dans ce mémoire, la structure radiale demeure largement prédominante, à l'image de la majorité des concessions de distribution algériennes desservant des territoires à dominante rurale et semi-urbaine. Ce choix structurel, bien qu'économiquement justifié, explique en partie l'importance des chutes de tension et des pertes techniques observées en extrémité de certains départs moyenne tension, comme cela sera mis en évidence dans les chapitres suivants à travers l'exemple des départs Relizane, Bouguirat Ouest, Sidi Lakhdar et Hadjadj, issus respectivement des postes sources Mosta II, Aïn Nouissy et Sidi Ali.

I.7 Principaux constituants du réseau de distribution :

Le réseau de distribution électrique est constitué de plusieurs ouvrages qui assurent conjointement la transformation, l'acheminement et la livraison de l'énergie. Les paragraphes suivants présentent succinctement chacun de ces constituants, en les illustrant, lorsque cela est pertinent, par des exemples tirés du réseau de la concession de distribution de Mostaganem.

I.7.1 Les postes sources :

Le poste source constitue l'interface entre le réseau de répartition (HT) et le réseau de distribution (HTA). Il assure la transformation de l'énergie de la haute tension (60 kV ou 220 kV) vers la moyenne tension (30 kV ou 10 kV), ainsi que la protection et le comptage de l'énergie injectée sur chaque départ HTA. Un poste source comprend généralement un ou plusieurs transformateurs de puissance HT/HTA, un jeu de barres HTA, ainsi que les cellules de protection et de comptage associées à chaque départ.

Dans le périmètre de la concession de distribution de Mostaganem, les postes sources recensés sont notamment ceux de Mosta II (220/60/30 kV), Aïn Nouissy (60/30 kV), Sidi Ali (60/30 kV) et Mosta Ville (60/30/10 kV), chacun alimentant plusieurs départs moyenne tension desservant les communes environnantes. La mise en service récente du poste source d'Aïn Nouissy, destinée à soulager le poste historique de Mosta II, illustre la démarche de

Mémoire Master 2—Généralités sur le réseau électrique de distribution — DD Mostaganem/SONELGAZ/Chapitre1

renforcement structurel mise en œuvre par le distributeur pour réduire les pertes techniques à la source, comme cela sera détaillé au chapitre 3 de ce mémoire.

I.7.2 Le réseau Moyenne Tension (HTA) :

Le réseau HTA assure le transport de l'énergie depuis les postes sources jusqu'aux postes de transformation HTA/BT. Il peut être réalisé en lignes aériennes, économiques mais plus exposées aux aléas climatiques (vent, givre, intempéries), ou en câbles souterrains, plus coûteux mais offrant une meilleure continuité de service et une meilleure intégration dans les zones urbaines denses. La longueur, la section des conducteurs et le niveau de charge de chaque départ HTA conditionnent directement l'amplitude des pertes par effet Joule et des chutes de tension qui y sont observées, certains départs de la concession de Mostaganem dépassant cent vingt kilomètres de longueur, ce qui explique les taux de pertes élevés constatés sur certains d'entre eux.

Le choix du type de conducteur constitue un paramètre déterminant de la résistance électrique linéique du réseau, et donc du niveau des pertes par effet Joule qui y sont associées. Le tableau I.5 présente, à titre indicatif, les principales caractéristiques des conducteurs couramment utilisés sur les réseaux de distribution HTA et BT exploités par Sonelgaz-Distribution, dont les valeurs de résistivité précisées à 20 °C, température de référence serviront de base aux calculs développés au chapitre suivant de ce mémoire

Tableau I.5 : Caractéristiques indicatives des principaux types de conducteurs utilisés sur les réseaux de distribution

Type de conducteur	Section usuelle	Résistivité à 20 °C ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)	Usage typique
Almélec (alliage Al-Mg-Si)	34 à 228 mm ²	≈ 0,0325 (à 20 °C)	Lignes aériennes HTA
Cuivre (Cu)	16 à 240 mm ²	≈ 0,0172 (à 20 °C)	Câbles souterrains BT/HTA
Aluminium-Acier (Almélec-Acier, ACSR)	75 à 288 mm ²	≈ 0,0330 (à 20 °C)	Lignes aériennes HT/HTA à forte portée
Câble souterrain HTA (isolation synthétique, Al)	95 à 240 mm ²	≈ 0,0282 (à 20 °C)	Réseau HTA en zone urbaine dense
Câble torsadé aérien BT (Al)	4 × 16 à 4 × 70 mm ²	≈ 0,0282 (à 20 °C)	Réseau de distribution BT

On observe ainsi que la résistivité de l'almélec, alliage d'aluminium très majoritairement employé sur les lignes aériennes HTA en Algérie pour son excellent rapport entre légèreté, résistance mécanique et coût, demeure environ 1,9 fois supérieure à celle du cuivre. Ce choix technologique, justifié par des considérations économiques et de poids des conducteurs sur les lignes aériennes de grande longueur, explique en partie pourquoi les départs HTA aériens de grande longueur, tels que ceux recensés sur le réseau de la concession de Mostaganem, présentent des niveaux de pertes par effet Joule proportionnellement plus élevés que les tronçons réalisés en câbles souterrains de cuivre, à charge transportée égale.

I.7.3 Les poste de transformation HTA/BT :

Ces postes assurent l'abaissement de la tension moyenne (HTA) vers la tension basse (BT) directement utilisable par les usagers. Ils sont équipés de transformateurs dont la puissance nominale, généralement comprise entre 100 et 630 kVA pour les postes de distribution publique, est choisie en fonction de la charge prévisionnelle de la zone desservie. Le dimensionnement de ces transformateurs influence directement le niveau des pertes à vide et des pertes en charge, deux composantes essentielles des pertes techniques étudiées dans ce mémoire, et dont l'optimisation, par des opérations de mouvement de puissance (augmentation ou diminution de la puissance nominale installée), constitue l'un des axes d'action privilégiés du plan d'amélioration proposé.

I.7.4 Le réseau Basse Tension (BT) : Le réseau BT constitue le dernier maillon de la chaîne de distribution. Il relie les postes de transformation HTA/BT aux branchements individuels des abonnés, en tension de 380 V entre phases et 220 V entre phase et neutre. En raison de la faible tension d'exploitation, ce réseau est particulièrement sensible aux pertes par effet Joule, surtout lorsque les longueurs de câbles sont importantes ou que les sections de conducteurs sont sous-dimensionnées par rapport à la charge réelle. Le déséquilibre de charge entre les trois phases, fréquent sur les réseaux BT alimentant une majorité de charges monophasées domestiques, constitue une cause supplémentaire de pertes souvent sous-estimée dans les études classiques.

I.7.5 Les organes de protection et de manœuvre :

Outre les ouvrages de transformation et les lignes proprement dites, le réseau de distribution intègre un ensemble d'appareillages destinés à assurer la protection des installations et la flexibilité de l'exploitation. Sur le réseau HTA, on distingue notamment les disjoncteurs de départ, installés au niveau du poste source et chargés d'isoler automatiquement un départ en cas de défaut, les interrupteurs aériens à commande manuelle ou télécommandée, qui permettent de sectionner une ligne pour les besoins de la maintenance ou de la reconfiguration du réseau, ainsi que les points de coupure normalement ouverts évoqués au paragraphe

1.6.2, qui matérialisent la frontière entre deux départs d'une structure bouclée. Sur le réseau BT, la protection est assurée au niveau de chaque poste HTA/BT par des fusibles ou disjoncteurs basse tension dimensionnés en fonction du courant admissible de chaque départ BT issu du poste. La bonne coordination de ces dispositifs de protection, qui ne constitue pas l'objet direct de ce mémoire, demeure néanmoins indissociable de la problématique des pertes techniques : un réseau mal protégé est exposé à des défauts prolongés susceptibles d'aggraver localement les déséquilibres de charge et, par conséquent, les pertes par effet Joule, tandis qu'une reconfiguration mal maîtrisée du réseau, à la suite d'une manœuvre d'exploitation, peut conduire à des transits de puissance non optimaux sur certains tronçons.

I.7.6 Les dispositifs de comptage et de mesure :

Chaque point de livraison du réseau de distribution, qu'il s'agisse d'un poste source, d'un poste de transformation HTA/BT ou d'un branchement d'abonné final, est équipé d'un dispositif de comptage destiné à mesurer l'énergie active et réactive transitée. Ces données de comptage constituent la matière première indispensable à l'établissement du bilan énergétique du distributeur, et donc au calcul des pertes globales du réseau, obtenues classiquement par différence entre l'énergie injectée aux postes sources et l'énergie effectivement facturée aux abonnés. C'est précisément cette logique de bilan, complétée par des calculs analytiques détaillés par ouvrage, qui sera mise en œuvre dans le chapitre suivant de ce mémoire pour quantifier les pertes techniques du réseau de la concession de Mostaganem.

I.8 Notion de pertes techniques dans le réseau de distribution :

L'acheminement de l'énergie électrique à travers les différents constituants du réseau s'accompagne inévitablement d'une dissipation partielle de cette énergie sous forme de chaleur, conformément aux lois physiques régissant la circulation du courant dans les conducteurs et les circuits magnétiques. Cette dissipation, appelée perte technique, doit être distinguée des pertes non techniques (fraude, erreurs de comptage, branchements illicites), qui relèvent d'une problématique commerciale et non physique, bien que les deux catégories impactent conjointement le bilan énergétique global de l'opérateur, comme évoqué au paragraphe 1.3.4.

D'une manière générale, les pertes techniques résultent de deux phénomènes physiques fondamentaux :

1. Les pertes par effet Joule, proportionnelles au carré du courant circulant dans un conducteur et à sa résistance électrique, selon la relation générale $PJ = R \times I^2$, où PJ désigne la puissance dissipée par effet Joule (en watts), R la résistance du conducteur (en ohms) et I l'intensité du courant qui le traverse (en ampères).

Ces pertes affectent aussi bien les lignes HTA et BT que les enroulements des transformateurs, et croissent de manière quadratique avec le niveau de charge, ce qui explique leur sensibilité particulière aux pointes de consommation.

2. Les pertes magnétiques (pertes fer), liées aux phénomènes d'hystérésis et de courants de Foucault dans les circuits magnétiques des transformateurs. Ces pertes, dites pertes à vide, sont sensiblement constantes et indépendantes de la charge, puisqu'elles dépendent essentiellement de la tension d'alimentation appliquée au primaire du transformateur, et sont présentes dès la mise sous tension de l'appareil, même en l'absence de tout débit de courant côté secondaire. Sur le réseau de distribution, ces deux mécanismes se manifestent à trois niveaux distincts, comme synthétisé à la figure I.5 : le réseau moyenne tension HTA, les transformateurs de puissance HTA/BT, et le réseau basse tension BT. La quantification précise de chacune de ces composantes, ainsi que les méthodes de calcul associées, fera l'objet d'un développement détaillé dans le chapitre suivant de ce mémoire.



Figure I.5 : Classification des pertes techniques dans un réseau de distribution d'énergie électrique

Il convient de souligner que la maîtrise de ces pertes techniques revêt une importance stratégique pour tout opérateur de distribution d'énergie électrique, et plus particulièrement pour Sonelgaz-Distribution dans le contexte algérien décrit précédemment. Au-delà de l'enjeu économique évident, l'énergie perdue en ligne représente une charge financière directe pour le distributeur, qui doit produire ou acheter une énergie qu'il ne facturera jamais à un client final, la réduction des pertes techniques contribue également à l'amélioration de la qualité de service rendu aux usagers, notamment par la limitation des chutes de tension en extrémité de réseau, ainsi qu'à une utilisation plus rationnelle et plus durable des ressources énergétiques nationales, conformément aux objectifs stratégiques du Groupe Sonelgaz à moyen et long terme.

I.8.1 Principaux facteurs influençant le niveau des pertes techniques :

L'amplitude des pertes techniques observées sur un réseau de distribution donné dépend de la combinaison de plusieurs facteurs techniques et d'exploitation, dont les principaux peuvent être résumés comme suit :

- .La longueur des ouvrages : plus un départ HTA ou un branchement BT est long, plus la résistance totale du conducteur, et donc les pertes par effet Joule associées, sont importantes, toutes choses égales par ailleurs.

- . La section des conducteurs : une section sous-dimensionnée par rapport à la charge réelle transportée accroît la densité de courant et, par conséquent, les pertes Joule, qui varient en raison inverse de la section du conducteur.

- .Le niveau et la nature de la charge : les pertes Joule croissant avec le carré du courant, les périodes de pointe de consommation concentrent une part disproportionnée des pertes journalières ou annuelles d'un ouvrage donné.

- . Le facteur de puissance des charges raccordées : un facteur de puissance dégradé accroît le courant nécessaire pour transporter une même puissance active, et donc les pertes associées.

. Le déséquilibre entre phases : particulièrement marqué sur le réseau BT, ce déséquilibre génère des pertes supplémentaires non comptabilisées par une approche monophasée équivalente simplifiée.

.Le dimensionnement des transformateurs HTA/BT : un transformateur surdimensionné par rapport à la charge réelle génère des pertes à vide proportionnellement excessives, tandis qu'un transformateur sous dimensionné subit des pertes en charge élevées en période de pointe.

. La température de service des conducteurs : la résistivité des métaux augmentant avec la température, les pertes par effet Joule sont également fonction, dans une moindre mesure, des conditions climatiques et du niveau de charge (voir section 2.2.4).

L'identification précise de la contribution de chacun de ces facteurs, pour le cas particulier du réseau de la concession de distribution de Mostaganem, constitue l'objet du chapitre suivant de ce mémoire, qui développe les méthodes de calcul permettant de quantifier les pertes techniques sur chacun des trois niveaux d'ouvrages présentés à la figure 1.5 : le réseau HTA, les transformateurs HTA/BT et le réseau BT.

I.9 Conclusion :

Ce premier chapitre a permis de présenter le cadre général dans lequel s'inscrit le réseau électrique de distribution, depuis son positionnement au sein de la chaîne électrique globale jusqu'à la description de ses principaux constituants : postes sources, réseau moyenne tension, postes de transformation HTA/BT et réseau basse tension. Une attention particulière a été portée au contexte algérien, à travers la présentation de l'historique, de l'organisation institutionnelle et des principaux indicateurs du secteur électrique national, piloté par le Groupe Sonelgaz et son opérateur de distribution Sonelgaz-Distribution. Ce chapitre a également permis d'introduire la notion fondamentale de pertes techniques, en distinguant leurs origines physiques et leurs lieux de manifestation au sein du réseau.

Cette base théorique et contextuelle constitue le préalable indispensable à l'étude qui sera menée dans les chapitres suivants, consacrés respectivement aux méthodes de calcul des pertes techniques sur les différents ouvrages du réseau, puis à leur application au cas concret du réseau de distribution de la concession de Mostaganem, en vue de proposer des solutions d'optimisation adaptées et d'en évaluer l'impact technico-économique

CHAPITRE II

Méthodologie de Calcul des Pertes Techniques

II.1 Introduction :

La quantification précise des pertes techniques dans un réseau de distribution électrique est une démarche scientifique qui repose sur des fondements physiques rigoureux et des méthodes mathématiques éprouvées. Ce chapitre présente, de manière progressive, l'ensemble des formules, des méthodes de calcul et des outils utilisés dans le cadre de cette étude pour évaluer les pertes techniques sur les trois segments du réseau de la CD Mostaganem : les lignes à moyenne tension HTA, les transformateurs de distribution HTA/BT et le réseau basse tension BT.

L'approche suivie repose sur trois piliers complémentaires. Le premier est la rigueur physique : chaque formule utilisée est dérivée des lois fondamentales de l'électrotechnique. Le deuxième est la conformité aux normes : les paramètres des transformateurs sont issus de la norme CEI 60076-1 (2011), les limites de chute de tension de la norme NFC 11-201, et les méthodes de calcul sont conformes aux pratiques de la littérature scientifique internationale. Le troisième est l'applicabilité sur le terrain : les formules sont illustrées par des applications numériques dérivées de données réelles provenant du réseau de Mostaganem.

Ce chapitre décrit également les méthodes d'optimisation des pertes sans investissement majeur : déplacement du point Normalement Ouvert (NO) et dimensionnement optimal des transformateurs, ainsi que l'outil de calcul interne PSS SINCAL de Sonelgaz qui implémente cette méthodologie sur les données patrimoniales réelles.

La figure II.1 présente l'organigramme complet de la méthodologie de calcul des pertes techniques, implémentée dans PSS SINCAL (SONELGAZ) et appliquée au réseau de la CD de Mostaganem

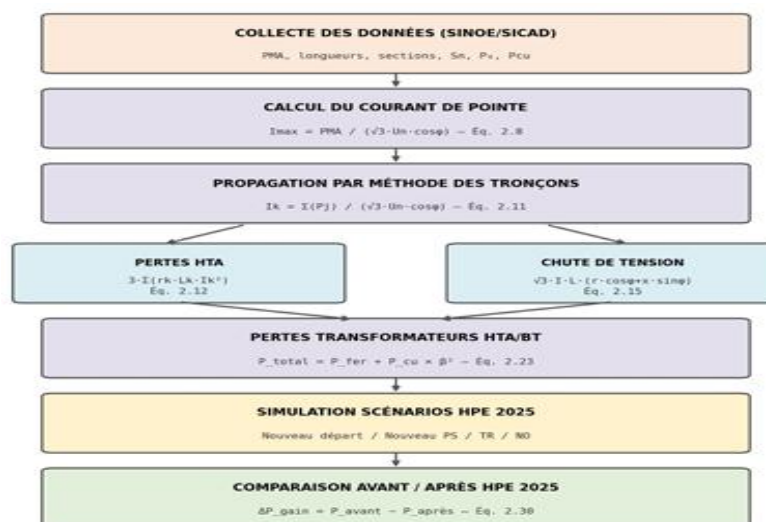


Figure II.1 : Organigramme de la méthodologie de calcul des pertes techniques implémentée dans PSS SINCAL (SONELGAZ). Adapté du manuel interne SONELGAZ-Distribution, CD Mostaganem, 2024

II.2 Pertes par Effet Joule dans les Conducteurs HTA :

II.2.1 Fondement physique (la loi de Joule) :

L'effet Joule est le phénomène physique à l'origine des pertes les plus importantes dans les réseaux de distribution HTA. Il a été découvert et formalisé mathématiquement par le physicien James Prescott Joule, en 1841 [16]. Sur le plan microscopique, la conductivité électrique d'un métal résulte de la présence d'électrons libres qui se déplacent sous l'effet d'un champ électrique appliqué. Ces électrons subissent cependant des collisions fréquentes avec les ions du réseau cristallin du métal ; chaque collision transfère une partie de l'énergie cinétique des électrons sous forme d'énergie vibratoire au réseau, ce qui se traduit macroscopiquement par un échauffement du conducteur. Cet échauffement constitue la perte d'énergie par effet Joule.

La résistance électrique R d'un conducteur est la grandeur macroscopique qui quantifie cette opposition au libre déplacement des électrons. Elle dépend de la nature du matériau (résistivité ρ), de la longueur L du conducteur et de sa section transversale S :

$$R = \rho \times L / S \dots\dots (2.1)$$

La puissance dissipée par effet Joule dans un conducteur de résistance R parcouru par un courant continu ou alternatif (valeur efficace RMS) d'intensité I est donnée par la loi de Joule :

$$P = R \times I^2 \dots\dots (2.2)$$

La loi de Joule peut également s'exprimer sous deux formes équivalentes, utiles selon les grandeurs mesurées :

$$P = U_R^2 / R \dots\dots (2.3a)$$

$$P = U_R \times I \dots\dots (2.3b)$$

II.2.2 Application au réseau triphasé HTA :

Les départs HTA algériens fonctionnent en courant alternatif triphasé équilibré à la fréquence de 50 Hz, sans conducteur neutre distribué (réseau à trois fils). Pour un départ triphasé symétrique dont les trois conducteurs de phase ont la même résistance R_{phase} , le courant dans chaque phase a la même valeur efficace I . Les pertes actives totales sur les trois phases sont donc :

$$P (3\varphi) = 3 \times R_{\text{pha}} \times I^2 \dots\dots (2.4)$$

En développant $R_{\text{phase}} = r \times L$ (résistance linéique r en Ω/km multipliée par la longueur L en km), on obtient la formule de calcul pratique des pertes sur un départ HTA homogène :

$$P = 3 \times r \times L \times I^2 \dots\dots (2.5)$$

En substituant l'expression du courant en fonction de la puissance apparente transportée

($S = \sqrt{3} \times U_n \times I$ pour un réseau triphasé, où U_n est la tension de ligne) :

$$P = 3 \times (S / (\sqrt{3} U_n))^2 \dots\dots (2.6a)$$

Après simplification :

$$P = R S^2 / U^2 \dots\dots (2.6b)$$

En séparant la puissance apparente en ses composantes active P (kW) et réactive Q (kVAR) :

$$P = R (P^2 + Q^2) / U^2 \dots\dots (2.7)$$

II.2.3 Calcul du courant maximal I_{max} à partir de la PMA :

Dans la pratique des réseaux de distribution SONELGAZ, la grandeur mesurée aux compteurs des postes sources est la Puissance Maximale Appelée (PMA, en kW). Le courant maximal I_{max} correspondant est calculé à partir de la PMA par la relation suivante, qui combine la définition de la puissance active triphasée et le facteur de puissance :

$$I_1 = P / (\sqrt{3} \times U \times \cos \varphi) \dots\dots (2.8)$$

Le facteur de puissance $\cos \varphi$ est pris égal à 0,90 dans les calculs PSS SINICAL pour l'ensemble des départs de la CD Mostaganem, en l'absence de mesures individuelles par départ. Cette valeur est représentative d'un réseau de distribution mixte (résidentiel et industriel) en Algérie.

a) Application numérique :

Départ Relizane (PS Mosta II), vérification du courant calculé vs mesuré. Données :

PMA = 8 811 kW ; U_n = 30 000 V ; $\cos \varphi = 0,90$.

$I_{\max} = 8\,811\,000 / (\sqrt{3} \times 30\,000 \times 0,90) = 188,4 \text{ A}$

Courant mesuré par ampèremètre : I_{max}, mesuré = 182 A.

Écart relatif : $\Delta I/I = (188,4 - 182) / 182 = 3,5 \%$, acceptable compte tenu de l'incertitude sur $\cos \varphi$.

II.2.4 Résistance linéique des conducteurs (variation avec la température) :

La résistance électrique d'un conducteur métallique n'est pas constante : elle augmente avec la température de service. Ce phénomène résulte de l'augmentation des vibrations thermiques des ions du réseau cristallin avec la température, qui accroît la fréquence des collisions électrons-ions et donc la résistivité.

La variation de la résistivité avec la température est bien approchée par une loi linéaire dans la plage de températures rencontrée en service (−20 °C à +90 °C) :

$$\rho(\theta) = \rho [1 + \alpha (\theta - 20)] \dots\dots (2.9)$$

La résistance linéique du conducteur à la température θ est :

$$r(\theta) = \rho(\theta) / S \dots\dots (2.10)$$

Mémoire Master 2 — Méthodologie de Calcul des Pertes Techniques — DD Mostaganem / SONELGAZ | Chapitre II

Tableau II .1 : Paramètres linéiques indicatifs des conducteurs HTA (résistivité donnée à 20 °C)

Matériau	Section (mm ²)	ρ à 20°C (Ω·mm ² /m)	α à 20°C (×10 ³ /°C)	r à 20°C, 117 mm ² (Ω/km)	r à 75°C, 117 mm ² (Ω/km)	Usage typique
Almélec (AlMgSi)	34 à 228	0,0328	3,60	0,280	0,338	Lignes aériennes HTA
Aluminium pur (Al)	34 à 228	0,0283	4,03	0,242	0,297	Lignes aériennes HTA/BT
ACSR (Al + acier)	75 à 288	0,0328 (Al)	3,60	0,280	0,338	Lignes HT/HTA grande portée
Cuivre recuit (Cu)	16 à 240	0,0172	3,93	0,147	0,180	Câbles souterrains BT/HTA
Câble AR2V (Al)	95 à 240	0,0283	4,03	0,298 (95 mm ²)	0,365 (95 mm ²)	Réseau HTA souterrain urbain
Câble torsadé BT (Al)	4×16 à 4×70	0,0283	4,03	—	—	Réseau BT aérien

b) Application numérique :

Influence de la température sur les pertes du départ Sidi Lakhdar (Almélec 117 mm²). À 20 °C : $r = 0,274 \text{ } \Omega/\text{km}$; $L = 145,28 \text{ km}$; $I = 182 \text{ A}$. $P = 3 \times 0,274 \times 145,28 \times 182^2 \approx 3\,964 \text{ kW}$ (pertes théoriques en tête de ligne, calcul à $T = 20 \text{ } ^\circ\text{C}$).

Avec la majoration PSS SINICAL de +20 % pour les conditions estivales algériennes :

$R_{\text{eff}} = 0,274 \times 1,20 = 0,329 \text{ } \Omega/\text{km}$ → pertes majorées $\approx 4\,757 \text{ kW}$ (en pointe estivale, $T \approx 60 \text{ } ^\circ\text{C}$). Remarque :

Dans la pratique, PSS SINICAL applique une majoration forfaitaire de 20 % sur la résistance à 20 °C pour tenir compte des températures estivales en Algérie (60 à 70 °C pour les conducteurs en charge maximale). Cette approche est conservatrice et garantit que les pertes calculées ne sont pas sous-estimées

II.2.5 La méthode des tronçons pour les départs radiaux :

La méthode des tronçons (ou méthode des segments) est la méthode de référence pour le calcul des pertes sur les départs radiaux HTA. Elle est décrite en détail dans les travaux de Kersting (2017) [17] et est implémentée dans PSS SINICAL. Son principe consiste à décomposer le départ en n segments élémentaires et à calculer les pertes sur chaque segment séparément, en tenant compte du courant décroissant de la tête vers le bout du départ. a)

Mémoire Master 2 — Méthodologie de Calcul des Pertes Techniques — DD Mostaganem / SONELGAZ | Chapitre II

Principe de la décroissance du courant Dans un départ radial alimentant n transformateurs de distribution de puissances $P_1, P_2, \dots, P_n$ (par ordre croissant de distance au poste source), le courant dans le tronçon k est la somme des courants prélevés par tous les transformateurs situés en aval de la jonction k . En supposant un facteur de puissance $\cos\varphi$ uniforme :

$$I_k = (1 / (\sqrt{3} U \cos\varphi)) \times \sum_{j=k \text{ à } n} P_j \quad \text{..... (2.11)}$$

Le courant décroît donc progressivement de la tête ($k = 1$, courant maximal $I_1 = P / (\sqrt{3} \times U \times \cos\varphi)$) vers le bout du départ ($k = n$, courant minimal $I_n = P / (\sqrt{3} \times U \times \cos\varphi)$).

b) Formule des pertes totales par la méthode des tronçons

Les pertes totales sur le départ sont la somme des pertes sur chaque tronçon :

$$P_{pe} - t_e = 3 \times \sum_{k=1 \text{ à } n} (r L I_k^2) \quad \text{..... (2.12)}$$

Le taux de pertes du départ est :

$$\tau_{dép} = (P_{pe} - t_e / P_{dép}) \times 100 \quad \text{..... (2.13)}$$

c) Application numérique détaillée : Départ Khadra (PS Sidi Ali) :

Calcul simplifié avec charge concentrée en bout de départ Khadra.

Dans l'hypothèse simplificatrice d'une charge uniformément répartie (hypothèse de calcul PSS SINICAL), le courant moyen sur le départ est environ $I_{max} / 2$.

Données : PMA = 6 400 kW ; $I_{max} = 138$ A ; $L = 127,83$ km ; conducteur Almélec 117 mm² ($r = 0,274 \Omega/\text{km}$).

$P_{pertes} \approx 3 \times 0,274 \times 127,83 \times (138)^2 \approx 2\,002$ kW (estimation simplifiée, charge concentrée). Le calcul PSS SINICAL avec la méthode exacte des tronçons donne : $P_{pertes} = 1\,159,4$ kW (taux 18,12 %).

L'écart entre le calcul simplifié (2 002 kW) et le calcul exact PSS SINICAL (1 159 kW) illustre l'importance de la méthode des tronçons : la charge n'est pas concentrée en bout mais répartie le long du départ, ce qui réduit les pertes réelles par rapport à l'hypothèse « charge en bout »

II.2.6 Chute de tension sur les départs HTA :

La chute de tension est un indicateur de qualité de service complémentaire aux pertes. Elle mesure la différence de tension entre les bornes du poste source et les bornes du poste HTA/BT le plus éloigné du départ. Pour une ligne triphasée de longueur L , de résistance linéique r et de réactance linéique x , alimentant un courant I à un facteur de puissance $\cos\varphi$ (angle $\varphi = \arccos(\cos\varphi)$) :

$$\Delta U = \sqrt{3} \times I \times L \times (r \cos\varphi + x \sin\varphi) \quad \text{..... (2.14)}$$

Le taux de chute de tension en pourcentage, rapporté à la tension nominale U_n (valeur ligne-ligne) :

$$\Delta U\% = (\Delta U / U) \times 100 = [\sqrt{3} \times I \times L \times (r \cos \varphi + x \sin \varphi) / U] \times 100 \quad (2.15)$$

La norme NFC 11-201, adoptée en Algérie, fixe une limite réglementaire de $\Delta U\% \leq 10\%$ en HTA et $\Delta U\% \leq 8\%$ en BT en régime normal. Le dépassement de cette limite est non seulement un problème de qualité de service (sous-tension chez les abonnés éloignés) mais également le signe d'un départ fortement chargé et générateur de pertes élevées.

II.3 Pertes dans les Transformateurs de distribution HTA/BT :

II.3.1 Introduction — importance des pertes dans les transformateurs :

Le réseau de la DD Mostaganem compte 2 388 transformateurs de distribution HTA/BT en service. Ces équipements sont en permanence sous tension (24 heures sur 24, 365 jours par an), ce qui signifie que leurs pertes à vide sont dissipées en continu, même sans charge. La somme des pertes à vide de 2 388 transformateurs représente une puissance perdue permanente considérable, même si chaque transformateur individuel ne dissipe que quelques centaines de watts à vide.

Les pertes dans les transformateurs de distribution se divisent en deux types physiquement distincts, qui obéissent à des lois différentes et répondent à des actions correctives différentes. Leur modélisation rigoureuse est donc indispensable pour évaluer correctement leur contribution aux pertes totales du réseau.

II 3.2 Modèle électrique équivalent du transformateur :

Le transformateur de distribution est modélisé, conformément à la norme CEI 60076-1 (2011), par son schéma équivalent en T ramené au secondaire. Ce modèle sépare clairement les deux mécanismes de pertes :

— Le circuit magnétique (branche shunt) : représenté par une résistance R_c (pertes dans le fer) et une réactance X_m (réactance de magnétisation). R_c modélise les pertes à vide P_{fer} dues à l'hystérésis et aux courants de Foucault.

— Les enroulements primaire et secondaire (branche série) : représentés par leurs résistances R_1 et R_2 et leurs réactances de fuite X_1 et X_2 . Les résistances modélisent les pertes en charge P_{cu} dues à l'effet Joule dans les bobinages.

Le schéma équivalent permet d'écrire l'expression suivante pour les pertes à vide :

$$P = V^2 / R \quad \dots (2.16)$$

II.3.3 Pertes à vide P_{fer} — analyse physique détaillée :

Les pertes à vide, notées P_{fer} ou P_0 (mesurées lors de l'essai à vide selon CEI 60076-1), résultent de deux phénomènes physiques distincts qui se produisent dans le noyau ferromagnétique du transformateur :

a) Pertes par hystérésis magnétique :

Lorsque le flux magnétique dans le noyau varie cycliquement (à 50 Hz), les domaines magnétiques du noyau doivent s'aligner alternativement dans les deux directions du champ. Ce retournement cyclique n'est pas réversible thermodynamiquement : il consomme une énergie proportionnelle à l'aire du cycle d'hystérésis dans le plan B-H (induction magnétique en tesla contre champ magnétique en A/m). La formule empirique de Steinmetz (1892) Donne:

$$P = K \times f \times B \times V \dots\dots (2.17)$$

b) Pertes par courants de Foucault :

Le flux magnétique variable dans le noyau induit, par la loi de Faraday-Lenz, des courants électriques dans la masse même du métal du noyau. Ces courants de Foucault (ou courants de Eddy) se referment en boucles fermées dans le noyau et dissipent de l'énergie par effet Joule. Pour réduire ces courants, le noyau est feuilleté : constitué de lamelles minces (typiquement 0,3 à 0,5 mm d'épaisseur) d'acier au silicium, isolées les unes des autres par un vernis. L'expression des pertes par courants de Foucault est:

$$P = K \times f \times B \times e \times V \dots\dots (2.18)$$

Dans la pratique des calculs de distribution, on n'utilise pas les équations 2.17 et 2.18 directement, mais la valeur P_0 mesurée par le constructeur lors de l'essai à vide selon CEI 60076-1 :

$$P_{fer} = P_0 = \dots\dots (2.19)$$

II.3.4 Pertes en charge P_{cu} — analyse et formules :

Les pertes en charge, notées P_{cu} ou P_j (mesurées lors de l'essai en court-circuit selon CEI 60076-1), sont les pertes par effet Joule dans les enroulements primaire et secondaire du transformateur. Elles varient avec le carré du courant de charge :

$$P(I_2) = (R_1 + R_2) \times I_2^2 = P(I_1) \times (I_2/I_1)^2 \dots\dots (2.20)$$

En introduisant le taux de charge $\beta = I_2 / I_n = P_A / (S_n \times \cos\varphi)$, où P_A est la puissance active appelée et S_n la puissance nominale du transformateur :

$$P(\beta) = P(1\%) \times \beta^2 \dots\dots (2.21)$$

Avec $\beta \in [0, 1]$ en service normal ; $\beta > 1$ en surcharge

Le calcul du taux de charge β à partir des données mesurées est :

$$\beta = P_{\text{fer}} / (P_{\text{cu}} \times 100) \dots\dots\dots (2.22)$$

II.3.5 Pertes totales et rendement d'un transformateur :

Les pertes totales instantanées d'un transformateur en service sont la somme des pertes à vide et des pertes en charge au taux de charge β :

$$P_{\text{tot}}(\beta) = P_{\text{fer}} + P_{\text{cu}} (100\%) \times \beta^2 \dots\dots\dots (2.23)$$

Le rendement énergétique instantané du transformateur est :

$$\eta(\beta) = [P_{\text{tot}}(\beta) / (P_{\text{tot}}(\beta) + P_{\text{out}})] \times 100 \dots\dots\dots (2.24)$$

Tableau II.2 : Valeurs des pertes (fer et cuivre), pertes totales et rendement pour différents taux de charge β (transformateur 160 kVa)

β	P_{u} (kW)	P_{fer} (W)	$P_{\text{cu}}(\beta)$ (W)	$P_{\text{tot}}(\text{W})$	$\eta(\%)$	Remarque
0,00(à vide)	0	530	0	530	0 %	Pertes inutiles permanentes
0,20	28,8	530	133	663	97,76 %	Très sous-charge
0,40 (optimal)	57,6	530	533	1 063	98,19 %	$\beta_{\text{optimal}} \approx 40\%$
0,50	72,0	530	833	1 363	98,14 %	Zone normale
0,60	86,4	530	1 199	1 729	98,04 %	Zone normale
0,80	115,2	530	2 131	2 661	97,76 %	Bien chargé
1,00(pleine charge)	144,0	530	3 330	3 860	97,40 %	Pleine charge
1,10 (surcharge +10%)	158,4	530	4 029	4 559	97,21 %	Risque thermique

II.3.6 Taux de charge optimal :

Pour un transformateur donné, il existe un taux de charge β_{optimal} qui minimise les pertes totales relatives (et donc maximise le rendement). Ce taux est obtenu en dérivant l'expression $P_{\text{tot}}(\beta) = P_{\text{fer}} + P_{\text{cu}} (100\%) \times \beta^2$ par rapport à β et en égalisant la dérivée à zéro. En fait, le rendement η est maximal quand les pertes à vide égalent les pertes en charge, ce qui constitue la condition classique du maximum de rendement d'un transformateur :

$$\beta_{\text{opt}} = \sqrt{P_{\text{fer}} / P_{\text{cu}} (100\%) \dots\dots\dots (2.25)}$$

Cette condition d'égalité entre pertes fixes (à vide) et pertes variables (en charge) au point optimal permet de déterminer, pour chaque calibre de transformateur, la puissance appelée pour laquelle le rendement est maximal.

Mémoire Master 2 — Méthodologie de Calcul des Pertes Techniques — DD Mostaganem / SONELGAZ | Chapitre II

Tableau II .3 : Taux de charge optimal pour les transformateurs HTA/BT selon la norme CEI60076-1 (2011) :

Sn (kVA)	Tension (kV)	PferPo(W)	Pcu (100%) (W)	$\beta_{\text{optimal}} = \sqrt{P_{\text{fer}} / P_{\text{cu}}}$	Observation
100	30	380	2 340	$\sqrt{(380/2340)}=0,403 \rightarrow 40,3 \%$	Sous-chargé si PA < 36 kW
160	30	530	3 330	$\sqrt{(530/3330)}=0,399 \rightarrow 39,9 \%$	Optimal à PA ≈ 57,6 kW
250	30 ou 10	750	4 230	$\sqrt{(750/4230)}=0,421 \rightarrow 42,1 \%$	Optimal à PA ≈ 94,7 kW
400	30 ou 10	1 050	6 210	$\sqrt{(1050/6210)}=0,411 \rightarrow 41,1 \%$	Optimal à PA ≈ 148 kW
630	30 ou 10	1 400	8 820	$\sqrt{(1400/8820)}=0,399 \rightarrow 39,9 \%$	Optimal à PA ≈ 227 kW

Pour les transformateurs de distribution considérés dans cette étude, le taux de charge optimal β_{optimal} se situe aux alentours de 40 %, conformément aux plages de valeurs typiques de la série CEI 60076. Un transformateur fonctionnant à $\beta > 0,85$ est considéré surchargé (risque de vieillissement accéléré) ; à $\beta < 0,20$, il est sous-chargé avec des pertes à vide disproportionnées. Dans les deux cas, un redimensionnement est Justifié économiquement.

II.4 Pertes sur le Réseau Basse Tension (BT) :

II.4.1 Spécificités du calcul BT :

Les pertes sur le réseau BT obéissent aux mêmes lois physiques que les pertes HTA (effet Joule, équation 2.2). Cependant, plusieurs facteurs spécifiques au réseau BT les rendent structurellement plus importantes en termes de taux et plus complexes à calculer avec précision.

a) Impact du niveau de tension : Pour une puissance P transportée sur une longueur L avec un conducteur de résistance linéique r, le rapport des pertes BT (400 V) sur les pertes HTA (30 kV) à section de conducteur identique est :

$$P_B / P_H = (U_H / U_B)^2 = (30 / 400)^2 = 56 \dots\dots\dots (2.26)$$

Ce ratio de 5 625 explique pourquoi les réseaux BT présentent des pertes en pourcentage beaucoup plus élevées que les réseaux HTA, même pour des longueurs faibles. C'est aussi l'argument principal qui justifie d'alimenter les abonnés à la tension la plus élevée possible (favoriser le réseau HTA par rapport au BT dans la conception des réseaux).

b) Déséquilibre triphasé : Contrairement aux départs HTA où les charges sont globalement équilibrées (mix de nombreux abonnés), les réseaux BT résidentiels alimentent des charges monophasées (éclairage, appareils ménagers) qui créent souvent un déséquilibre entre les trois phases. Ce déséquilibre génère un courant dans le conducteur neutre IN et des pertes supplémentaires :

$$P_{\text{déséq}} = R \times I_n^2 \dots\dots (2.27)$$

c) Limites réglementaires BT

La norme NFC 11-201 fixe les limites de chute de tension suivantes pour le réseau BT :

Tableau II.4—Limites réglementaires de chute de tension—Norme NFC11-201 :

Segment du réseau	Limite $\Delta U\%$ normale	Limite $\Delta U\%$ en secours
Réseau HTA (30kV ou 10 kV)	$\leq 10 \%$	$\leq 15 \%$
Réseau BT—zone urbaine	$\leq 5 \%$	$\leq 8 \%$
Réseau BT—zone rurale	$\leq 8 \%$	$\leq 10 \%$
Branchement individuel (compteur)	$\leq 3 \%$	—

II.4.2 Reconfiguration par déplacement du point Normalement Ouvert (NO) :

a) Principe et historique :

La reconfiguration topologique d'un réseau de distribution par déplacement du point Normalement Ouvert (NO) est une méthode d'optimisation des pertes à coût quasi nul. Elle a été formalisée pour la première fois par Merlin et Back en 1975 [20] dans leur article fondateur sur la recherche de la configuration à pertes minimales dans un réseau de distribution urbain. Cette méthode a depuis donné lieu à de nombreux travaux d'extension et d'amélioration des algorithmes, notamment par Baran et Wu (1989), Civanlar et al. (1988) et Shirmohammadi et Hong (1989).

Le principe est le suivant : dans un réseau HTA bouclé exploité en antenne (deux départs reliés par un point NO ouvert en fonctionnement normal), la position du point NO détermine la répartition des charges entre les deux départs. En déplaçant le NO d'un nœud à un autre, on modifie cette répartition et on peut trouver la position qui minimise la somme des pertes actives sur les deux départs concernés.

b) Formulation mathématique :

Soit un réseau bouclé composé de deux départs D_1 et D_2 reliés par un point NO. Les pertes totales avant déplacement du NO sont :

$$P_a = P_{D1,a} + P_{D2,a} = 3 \sum k (R_{D1} \times (I_{D1})^2) + 3 \sum k (R_{D2} \times (I_{D2})^2) \dots\dots (2.28)$$

Après déplacement du NO en une nouvelle position (transfert d'un groupe de transformateurs de D_1 vers D_2), les pertes deviennent :

$$P_a \text{ ès} = P_{D1,a} \text{ ès} + P_{D2,a} \text{ ès} \dots\dots (2.29)$$

$$\text{Le gain en pertes est : } \Delta P_g = P_a - P_a \text{ ès} \dots\dots (2.30)$$

Si $\Delta P_{\text{gain}} > 0$, le déplacement réduit les pertes ; si $\Delta P_{\text{gain}} < 0$, il les augmente.

II.4.3 Création de nouveaux départs — analyse de l'impact :

a) Modèle théorique :

La création d'un nouveau départ permettant de scinder un départ long et chargé en deux demi-départs est l'action structurelle la plus efficace pour réduire les pertes sur les réseaux ruraux à longs départs. Son impact peut être estimé analytiquement à partir d'un modèle simplifié.

Considérons un départ de résistance totale R alimentant une puissance totale P_{tot} répartie uniformément sur n postes. On suppose que la scission crée deux demi-départs de résistance $R/2$ chacun, supportant chacun $P_{tot}/2$:

$$P_{a} = R \times (P_{tot} / (U_c \cdot p))^2 \quad (2.31)$$

$$P_{a\text{ès}} = 2 \times (R/2) \times (P_{tot}/2 / (U_c \cdot p))^2 = R \cdot (P_{tot}/2)^2 / (4 \cdot U_c^2 \cdot p^2) = \frac{P_a}{4} \quad \dots (2.32)$$

$$Réd_{téo} = (P_a - P_{a\text{ès}}) / P_a = 1 - 1/4 = 75\% \quad \dots (2.33)$$

a) Calcul du gain par la création d'un nouveau poste source :

La création d'un nouveau poste source (comme Aïn Nouissy) a un impact encore plus important, car elle permet de réduire simultanément la longueur de plusieurs départs. L'impact est calculé comme la différence entre les pertes de tous les départs concernés avant et après la réorganisation du réseau autour du nouveau poste :

$$\Delta_{g,P} = \Sigma (P_{dép,a} - P_{dép,a\text{ès}}) \quad (\text{Sur l'ensemble des départs transférés}) \quad \dots (2.34)$$

II.4.4 Dimensionnement optimal des transformateurs :

a) Critère de justification d'un remplacement :

Le remplacement d'un transformateur mal dimensionné (surchargé ou sous-chargé) est justifié

économiquement si le gain en pertes annuelles dépasse le coût amorti du remplacement sur la durée de vie restante de l'équipement. En pratique, SONELGAZ utilise le critère suivant :

- Remplacement par puissance supérieure (augmentation) : $\beta > 0,85$ en régime de pointe — risque de surcharge thermique et pertes en charge disproportionnées.
- Remplacement par puissance inférieure (diminution) : $\beta < 0,20$ en régime de pointe — pertes à vide disproportionnées représentant plus de 70 % des pertes totales.

b) Formule du gain par redimensionnement :

Le gain en pertes par remplacement d'un transformateur de puissance S_n , avant par un transformateur de puissance S_n , après est donné par la différence entre les pertes totales

avant et après remplacement, chacune évaluée à son propre taux de charge :

$$\Delta P = [P_{a, avant} + P_{a, après} \times \beta^2 a] - [P_{a, après} + P_{a, avant} \times \beta^2 a] \dots\dots (2.35)$$

Où le taux de charge avant et après remplacement se calcule respectivement par :

$$\beta_{a, avant} = PA / (S_{n, avant} \times \cos\varphi) \qquad \beta_{a, après} = P / (S_{n, après} \times \cos\varphi) \dots\dots (2.36)$$

II.5 L'Outil de Calcul PSS SINCAL :

II.5.1 Contexte et description :

PSS SINCAL est le logiciel de calcul de réseaux électriques, développé par Siemens, utilisé par le groupe SONELGAZ pour l'analyse des pertes techniques sur les réseaux de distribution HTA et BT en Algérie. Il s'agit d'un logiciel commercial reconnu internationalement, adapté par les équipes de SONELGAZ aux données patrimoniales et aux conventions de nommage du réseau algérien.

PSS SINCAL présente plusieurs avantages significatifs par rapport aux logiciels commerciaux internationaux pour le contexte algérien : intégration native avec la base de données patrimoniale SINOE/SICAD de SONELGAZ, utilisation des conventions de nommage algériennes (numérotation des départs, nomenclature des postes, codes des transformateurs), et implémentation des méthodes de calcul et des normes spécifiquement choisies pour le réseau SONELGAZ. À titre de comparaison, des logiciels internationaux tels que CYMDIST (CYME), DIGSILENT PowerFactory, PSS SINCAL (Siemens), Open DSS (EPRI, gratuit) ou ETAP offrent des fonctionnalités de simulation plus larges (analyses decourt-circuit, simulation dynamique avancée) mais ne bénéficient pas d'une intégration native avec les systèmes d'information patrimoniaux de Sonelgaz et représentent un coût de licence significatif (de quelques dizaines à environ 200 000 dollars).

II.5.2 Architecture fonctionnelle et algorithme de calcul:

PSS SINCAL implémente la méthodologie décrite dans ce chapitre selon un algorithme en cinq modules séquentiels :

1. **Module 1** : Import et structuration des données — chargement depuis la base SINOE/SICAD des longueurs et sections des tronçons, des résistances linéiques des conducteurs, de la liste et des puissances des transformateurs, et des mesures de PMA depuis les compteurs.
2. **Module 2** : Calcul des courants de pointe — application de l'équation 2.8 ($I_{max} = PMA / (\sqrt{3} \times U_n \times \cos\varphi)$) pour chaque départ. Si la mesure ampérométrique directe est disponible, elle est utilisée de préférence au calcul.
3. **Module 3** : Propagation du courant par la méthode des tronçons — calcul des courants I_k dans chaque tronçon selon l'équation 2.11 (de la tête vers le bout), en sous trayant à chaque nœud le courant prélevé par le transformateur de distribution raccordé.

Mémoire Master 2 — Méthodologie de Calcul des Pertes Techniques — DD Mostaganem / SONELGAZ | Chapitre II

4. **Module 4** : Calcul des pertes et des chutes de tension — application des équations 2.12 (pertes) et 2.15 (chute de tension) sur chaque tronçon ; sommation pour obtenir les valeurs totales par départ.
5. **Module 5** : Simulation de scénarios HPE — modification des données d'entrée (ajout d'un nouveau départ, changement de la position du NO, remplacement d'un transformateur) et recalcul automatique des modules 2 à 4 pour évaluer le gain de chaque action.

Tableau II.5—Données d'entrée de PSS SINCAL pour le réseau de la CD Mostaganem (relevés patrimoniaux 2024) :

Valeur pour CD Mostaganem	Donnée saisies dans PSS SINCAL	Élément du réseau
7 postes sources HTA30/10kV	Tension, puissance TR source, PMA	Postes sources
~55 départs (3117,3kmautotal)	Longueur, conducteur, I _{max} , NO	Départs HTA
2388 transformateurs actifs	Sn ,P _l , P _{cu} , PA mesurée ,β	Transformateurs de distribution
4518 km de réseau BT	Longueur, section, courant	Réseau BT
cosφ=0,90(valeur SONELGAZ)	Facteur de puissance uniforme	Paramètre cos φ

II.6 Hypothèses, Limites et Domaine de Validité :

II.6.1 Hypothèses de la méthodologie :

Toute méthodologie de calcul repose sur des hypothèses simplificatrices qui délimitent son domaine de validité .Il est essentiel de les connaître pour interpréter correctement les résultats et éviter des conclusions erronées. Les principales hypothèses de la méthode PSS SINCAL sont les suivantes :

2. Réseau triphasé équilibré (éq.2.4) : les trois phases supportent des charges identiques, ce qui permet de calculer les pertes sur une seule phase et de les multiplier par 3 .Cette hypothèse est valide pour les départs HTA (charges agrégées de nombreux abonnés) mais constitue une approximation pour le réseau BT résidentiel où les déséquilibres entre phases sont fréquents.
3. Utilisation de la Puissance Maximale Appelée (PMA) comme charge de référence : les pertes sont calculée sen pointe de charge estivale. Les pertes calculées sont donc les pertes maximales et non les pertes annuelles moyennes .Pour estimer les pertes annuelles réelles, il faut appliquer un facteur correctif (facteur de charge) de l'ordre de 0,50 à 0,65 selon la forme de la courbe de charge du réseau.
4. Facteur de puissance uniforme cosφ=0,90:en l'absence de mesures individuelles du facteur de puissance sur chaque départ, une valeur moyenne représentative est utilisée .Cette valeur est conforme aux pratiques SONELGAZ et cohérente avec le mix résidentiel-industriel du réseau de Mostaganem.
5. Résistance des conducteurs majorée de 20 % : pour tenir compte des températures estivales élevées en Algérie (conducteurs pouvant atteindre 60 à70°C en période de pointe).Cette majoration est conservative et garantit que les calculs ne sous-estiment pas les pertes.
6. Topologie radiale stricte : les calculs supposent une exploitation en antenne (radiale) pure sans interconnexion active entre départs. Les modifications temporaires de topologie lors de manœuvres d'exploitation ne sont pas prises en compte.

II.6.2 Limites de la méthode et pistes d'amélioration :

La méthodologie présentée, bien qu'adaptée et éprouvée pour le contexte des réseaux de distribution SONELGAZ, comporte certaines limites qu'il convient de mentionner honnêtement :

- Pertes BT non quantifiées de manière détaillée : la méthode se concentre sur les pertes HTA et les transformateurs. Les pertes sur le réseau BT, bien que généralement moins importantes en valeur absolue, ne sont évaluées ici que par une méthode simplifiée.
- Courbe de charge non prise en compte: le calcul sur la base de la PMA donne une image instantanée des pertes en pointe, pas une image annuelle .L'intégration d'une courbe de charge horaire permettrait un calcul plus précis de l'énergie annuelle perdue.
- Modèle monophasé équivalent: le modèle de calcul ne représente pas les déséquilibres triphasés réels du réseau BT, sous-estimant potentiellement les pertes liées aux courants de déséquilibre dans le neutre.

Le tableau 2.7 récapitule les principales formules présentées dans ce chapitre ,avec les numéros d'équations correspondants, pour servir de référence rapide lors de l'analyse des résultats au chapitre 3.

Tableau II.6—Récapitulatif des formules de calcul des pertes techniques :

Équation	Formule	Paramètres principaux	Usage
2.2	$P = R \times I^2$	R (fi),I(A)	Pertes Joule monophasé
2.4	$P (3\phi) = 3 \times R \times I^2$	R(fi),I(A)	Pertes Joule triphasé équilibré
2.5	$P = 3 \times r \times L \times I^2$	r(fi/km),L(km),I(A)	Pertes départ homogène
2.8	$I_h = P / (\sqrt{3} \times U \times \cos\phi)$	PMA(W),Un(V), cosφ	Courant de pointe depuis PMA
2.12	$P_{\text{tr}} = 3 \times \sum (r_i \times L_i \times I_i^2)$	r _k , L _k , I _k par tronçon	Méthode des tronçons
2.13	$\tau = P_{\text{pertes}} / P \times 100$	P_pertes (kW),PMA(kW)	Taux de pertes(%)
2.15	$\Delta \% = \sqrt{3} \times I \times L \times (r_i + x_{si}) / U \times 100$	r,x (fi/km),L(km),I(A)	Chute de tension(%)
2.19	$P = P_{\text{TR}} = c \times I^2$	Valeur CEI 60076-1	Pertes à vide TR
2.21	$P(\beta) = P(100\%) \times \beta$	β= PA/ (Sn cosφ)	Pertes en charge TR
2.23	$P_{\text{TR}} = P_{\text{fer}} + P_{\text{cu}}(100\%) \times \beta$	P _{fer} , P _{cu} (W), β	Pertes totales TR
2.25	$\beta_{\text{opt}} = \sqrt{(P_{\text{fer}} / P_{\text{cu}}(100\%))}$	P _{fer} , P _{cu} (W)	Taux de charge optimal TR
2.30	$\Delta = P_{\text{avant}} - P_{\text{après}}$	Pertes avant/après (kW)	Gain par action HPE2025

II.8 Conclusion :

Ce chapitre a présenté de manière progressive et rigoureuse la méthodologie de calcul des pertes techniques appliquée au réseau de distribution de la CD Mostaganem. Partant du fondement physique de l'effet Joule (2.2), nous avons dérivé progressivement les formules adaptées au contexte réel du réseau triphasé équilibré (2.4), méthode des tronçons (2.12), chute de tension (2.15) et les formules de calcul des pertes dans les transformateurs conformément à la norme CEI 60076-1 (2.19 à 2.25).

La méthode des tronçons (2.12) s'est révélée nettement plus précise que l'hypothèse simplificatrice de charge concentrée : sur le départ Khadra par exemple, cette dernière conduit à une estimation de 2002 kW des pertes ,contre 1 159 kW calculés par PSS SINICAL selon la méthode exacte, soit un écart d'un facteur 2,3 qui illustre l'importance de la répartition réelle de la charge le long du départ.

Les méthodes d'optimisation présentées déplacement du point NO (2.30), division de départs (2.33), redimensionnement des transformateurs (2.35) constituent le répertoire des actions mises en œuvre dans le Plan HPE 2025de la DD Mostaganem .L'outil PS SSINICAL de SONELGAZ automatise l'application de cette méthodologie en l'intégrant aux données patrimoniales réelles du réseau.

Le tableau récapitulatif 2.7 rassemble les formules clés de ce chapitre, qui serviront de référence constante dans l'analyse des résultats présentée au chapitre 3. Les applications numériques illustrative sont montrées la cohérence entre les calculs analytiques et les résultats PS SSINICAL, validant ainsi la méthodologie adoptée.

CHAPITRE III

ÉTUDE DE CAS, SIMULATION PSS SINICAL ET SOLUTIONS D'AMÉLIORATION

**Réseau de Distribution de la CD de
Mostaganem — Plan HPE 2025.**

III.1 Introduction :

Les fondements théoriques et les méthodologies utilisés pour calculer les pertes dans les lignes de transport d'énergie, présentés dans les chapitres précédents, ont permis d'acquérir une connaissance approfondie du réseau électrique et du transport d'énergie. Ce dernier chapitre est consacré à l'application de ces outils aux données réelles du réseau afin de produire un diagnostic complet et quantitatif. Il articule, en une démarche progressive et rigoureuse, trois dimensions intégrées : l'étude de cas réelle portant sur le réseau de distribution de la concession de distribution (CD) de Mostaganem, la simulation sur le logiciel PSS SINCAL utilisé par SONEGGAZ, et la proposition et l'évaluation des solutions d'amélioration du Plan Haute Performance Énergétique (HPE) 2025.

La collecte des données et l'analyse ont été effectuées de manière systématique, en commençant par le bilan global et en descendant jusqu'aux détails par poste source, par départ et par transformateur. Pour chaque situation constatée, les causes physiques du niveau de pertes sont expliquées à partir des paramètres de longueur, de courant et de section des conducteurs. Les résultats des anciennes et des nouvelles configurations sont systématiquement comparés, soit avant et après l'application du Plan Haute Performance Énergétique (HPE 2025). Les gains sont quantifiés en kW, en GWh/an et en millions de dinars algériens pour appuyer la prise de décision. Toutes les données numériques proviennent des calculs officiels du logiciel PSS SINCAL de la division Planification Électricité et Gaz de la Direction de Distribution de Mostaganem (DD).

III.2 Présentation du Logiciel PSS SINCAL :

III.2.1 Définition et rôle dans la démarche HPE :

PSS SINCAL est le logiciel de calcul de réseaux électriques utilisé par SONEGGAZ, dédié au calcul des pertes techniques sur les réseaux de distribution d'énergie électrique à moyenne tension (HTA) et basse tension (BT). Il est exploité par les directions de distribution dans le cadre du Plan Haute Performance Énergétique (HPE), qui fixe l'objectif de réduire le taux global de pertes techniques à 3,5 % à l'horizon 2025. PSS SINCAL n'est pas un logiciel de simulation de réseau au sens général du terme : c'est un outil de calcul analytique qui implémente, de manière automatisée, la méthodologie décrite au chapitre 2 de ce mémoire.

III.2.2 Architecture et données d'entrée :

PSS SINCAL s'appuie sur la base de données patrimoniales de SONEGGAZ, qui contient l'inventaire complet du réseau : postes sources, départs HTA avec leurs paramètres linéiques (longueur, type de conducteur, section), transformateurs HTA/BT (puissance nominale, pertes à vide P_0 et pertes en charge P_{cu} selon CEI 60076-1), et données de comptage (Puissance Maximale Appelée, énergie mensuelle). Pour la CD de Mostaganem, le réseau saisi dans PSS SINCAL comprend les éléments présentés au tableau 2.5 du chapitre précédent, conformément aux relevés patrimoniaux 2024.

III.2.3 Algorithme de calcul implémenté dans PSS SINCAL :

PSS SINCAL implémente la méthode des tronçons décrite en détail au chapitre 2, section 2.2.5. Pour chaque départ HTA, l'algorithme parcourt les tronçons du départ depuis la tête (poste source) vers le bout, en calculant sur chaque tronçon k le courant circulant, puis les pertes élémentaires, comme le montrent les équations (3.1) et (3.2), qui reprennent respectivement les équations (2.11) et (2.12) du chapitre 2 appliquées à chaque tronçon :

$$I_k = \Sigma(P / (\sqrt{3} \times c)) \dots\dots\dots (3.1)$$

$$\Delta = 3 \times r \times L \times I_k^2 \dots\dots\dots (3.2)$$

La somme de toutes ces pertes élémentaires donne les pertes totales du départ, et le rapport aux pertes sur la PMA donne le taux de pertes. Pour les transformateurs, PSS SINCAL calcule la puissance totale par l'équation (3.3), qui reprend l'équation (2.23) du chapitre précédent :

$$P_{\text{tot}} = P + P \times \beta^2 \dots\dots\dots (3.3)$$

Chaque unité est calculée conformément à la formule de la section 2.3.5. Enfin, pour le réseau BT, une méthode simplifiée basée sur les statistiques de longueur de dérivation est appliquée. La majoration de 20 % sur la résistance linéique des conducteurs est appliquée par PSS SINCAL pour tenir compte des températures estivales en Algérie (60 à 70 °C en charge maximale), conformément à la méthodologie présentée à la section 2.2.4.

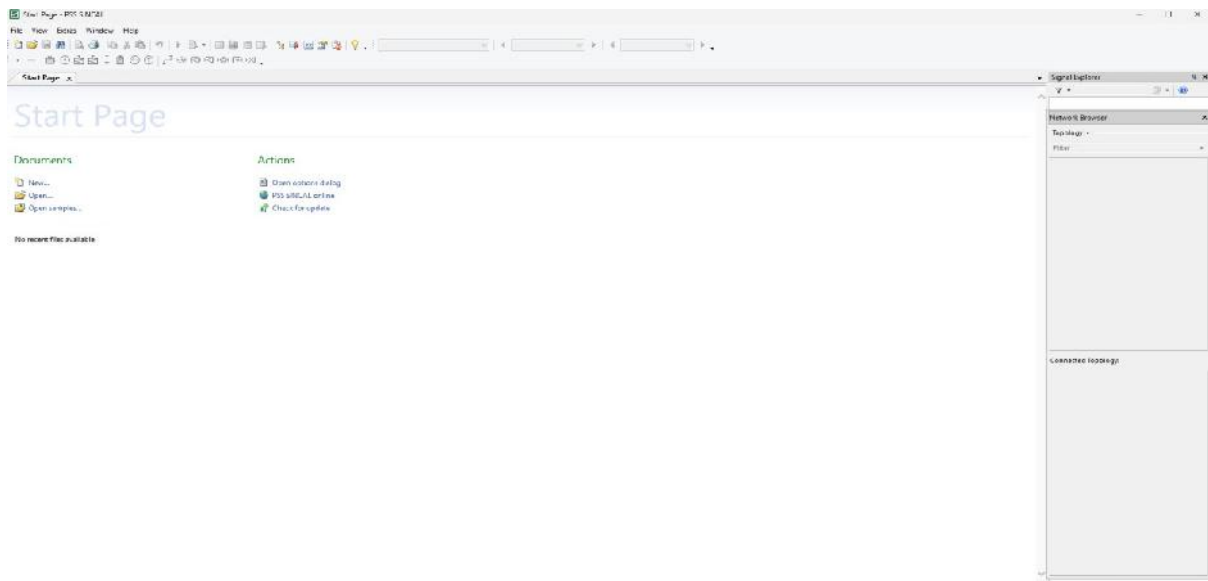


Figure III.1 : Écran d'accueil de PSS SINCAL

Mémoire Master 2 — Analyse et minimisation des pertes sur le Réseau HTA de la CD Mostaganem — DD Mostaganem / SONELGAZ | Chapitre III

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
	Node 1	Node 2	Element Name	Network Level	L (km)	Status Std. Typ	Std. Typ	nat. arc	nat. cond	section	Network Zone
2	GRTE_032H2C5	032H2C5	T_032H2C5	HTA 30kV	0,001	2	19	S	AL	240	BELATAR_032H2C5
3	GRTE_AIN TEDLES	GRTE_032H2C5	BELATAR_032H2C5	HTA 30kV	0,001	2	20	S	AL	500	BELATAR_032H2C5
4	032E420	032E325	T_221.0	HTA 30kV	0,09	2	8	A	AM	93,3	BELATAR_032H2C5
5	032E332	032E333	T_132.0	HTA 30kV	1,15	2	8	A	AM	93,3	BELATAR_032H2C5
6	032E15	032P269	T_98.0	HTA 30kV	0,2	2	9	A	AM	34,4	BELATAR_032H2C5
7	032E8	032P130	T_205.0	HTA 30kV	0,372	2	9	A	AM	34,4	BELATAR_032H2C5
8	032E9	032P1207	T_98.0	HTA 30kV	1,087	2	9	A	AM	34,4	BELATAR_032H2C5
9	032E17	032E18	T_64.0	HTA 30kV	2,306	2	22	A	AM	54	BELATAR_032H2C5
10	032I3048	032F14	T_93.0	HTA 30kV	0,16	2	9	A	AM	34,4	RFI ATAR_032H2C5
11	032F4	032F202	T_93.0	HTA 30kV	0,35	2	22	A	AM	74	RFI ATAR_032H2C5
12	032F11	032F201	T_93.0	HTA 30kV	0,076	2	9	A	AM	34,4	RFI ATAR_032H2C5
13	032I3016	032F332	T_132.0	HTA 30kV	0,08	2	8	A	AM	93,3	RFI ATAR_032H2C5
14	032F2	032I3047	T_376.0	HTA 30kV	0,14	2	8	A	AM	93,3	RFI ATAR_032H2C5
15	032I3143	032F16	T_221.0	HTA 30kV	0,85	2	8	A	AM	93,3	RFI ATAR_032H2C5
16	032FR38	032I3288	T_376.0	HTA 30kV	0,935	2	8	A	AM	93,3	RFI ATAR_032H2C5
17	032F420	032I3129	T_221.0	HTA 30kV	0,108	2	8	A	AM	93,3	RFI ATAR_032H2C5
18	032F3	032P149	T_93.0	HTA 30kV	0,118	2	9	A	AM	34,4	RFI ATAR_032H2C5
19	032F434	032F21	T_64.0	HTA 30kV	0,05	2	22	A	AM	74	RFI ATAR_032H2C5
20	032F21	032I3004	T_64.0	HTA 30kV	1,105	2	8	A	AM	93,3	RFI ATAR_032H2C5
21	032F297	032P123	T_221.0	HTA 30kV	0,122	2	9	A	AM	34,4	RFI ATAR_032H2C5
22	032FR	032P129	T_205.0	HTA 30kV	0,019	3	9	A	AM	34,4	RFI ATAR_032H2C5
23	032F13	032I3018	T_93.0	HTA 30kV	0,047	3	9	A	AM	34,4	RFI ATAR_032H2C5
24	032F14	032P267	T_93.0	HTA 30kV	0,067	3	9	A	AM	34,4	RFI ATAR_032H2C5
25	032E557	032P557_0	T_236.0	HTA 30kV	0,05	3	14	S	AI	120	RFI ATAR_032H2C5
26	032E557_0	032P174	T_236.0	HTA 30kV	0,124	3	14	S	AI	120	RFI ATAR_032H2C5
27	032F906	032F124	T_93.0	HTA 30kV	1,35	3	22	A	AM	74	RFI ATAR_032H2C5
28	032I3047	032F5	T_97.0	HTA 30kV	1,5	3	8	A	AM	93,3	RFI ATAR_032H2C5
29	032F19	032P177	T_64.0	HTA 30kV	0,192	3	22	A	AM	74	RFI ATAR_032H2C5
30	032F202	032F906	T_93.0	HTA 30kV	0,5	3	22	A	AM	74	RFI ATAR_032H2C5
31	032F174	032P620	T_125.0	HTA 30kV	0,08	3	14	S	AI	120	RFI ATAR_032H2C5
32	032F15	032P241	T_132.0	HTA 30kV	1,9	3	22	A	AM	54	RFI ATAR_032H2C5
33	032F357	032P176	T_64.0	HTA 30kV	0,304	3	22	A	AM	54	RFI ATAR_032H2C5
34	032F006	032P803	T_95.0	HTA 30kV	0,427	3	9	A	AM	34,4	RFI ATAR_032H2C5
35	032F20	032P278	T_93.0	HTA 30kV	0,212	3	22	A	AM	54	RFI ATAR_032H2C5

Figure III.2 : Tableau de saisie d'un départ HTA (données géométriques et électriques) réseau de la CD Mostaganem

III.3 Bilan Global des Pertes HTA :

III.3.1 Résultats consolidés :

Le tableau 3.1 présente le bilan consolidé des pertes HTA pour l'ensemble des sept postes sources de la concession de distribution (CD) Mostaganem, calculé par PSS SINICAL sur la base des données de comptage 2024, avant et après la mise en œuvre des actions du Plan HPE 2025. Il constitue le tableau de synthèse de référence de toute l'étude. Le gain (colonne « Gain ») est systématiquement exprimé en valeur positive, représentant la réduction de puissance perdue obtenue grâce aux actions HPE 2025 ; un gain nul signifie qu'aucune action corrective n'a été appliquée sur ce poste.

Tableau 3.1 : Bilan consolidé des pertes HTA — CD Mostaganem, avant et après Plan HPE 2025 (Gain exprimé en valeur positive = réduction obtenue)

Poste Source	Tr. (kV)	PMA (kW)	Pertes avant (kW)	Taux avant	Pertes après (kW)	Taux après	Gain (kW)	Réduction. (%)
Mosta II	220/60/30	45 449	2 237,62	4,92 %	1 953,13	4,30 %	284,49	12,71 %
Aïn Nouissy	220/60/30	28 111	578,46	2,06 %	578,46	2,06 %	0	—
Sidi Ali	60/30	36 234	2 770,80	7,65 %	1 717,60	4,74 %	1 053,20	38,01 %
Aïn Tedlès	60/30	54 711	2 893,44	5,29 %	2 893,44	5,29 %	0	—
Mosta Port	60/30	31 356	938,59	2,99 %	938,59	2,99 %	0	—
Mosta Ville	60/30/10	51 615	1 469,37	2,85 %	1 002,07	1,94 %	467,30	31,80 %
GIPEC	60/30	16 380	83,63	0,51 %	83,63	0,51 %	0	—
TOTAL CD Mosta.	—	263 856	10 971,91	4,16 %	9 166,92	3,47 %	1 804,99	16,45 %

Mémoire Master 2 — Analyse et minimisation des pertes sur le Réseau HTA de la CD Mostaganem — DD Mostaganem / SONELGAZ | Chapitre III

Interprétation :

L'analyse du tableau 3.1 révèle une asymétrie majeure : les trois postes critiques — Sidi Ali (7,65 %), Aïn Tedlès (5,29 %) et Mosta II (4,92 %) — représentent 51,7 % de la PMA totale mais concentrent 72,1 % des pertes (7 901,86 kW sur 10 971,91 kW). Cet écart de +20,4 points confirme que la longueur des départs et les courants de pointe — et non la puissance appelée — sont les véritables déterminants du niveau de pertes. À l'opposé, GIPEC (0,51 %) démontre qu'un réseau à clientèle industrielle dense et départs courts peut atteindre les standards internationaux (IEA : objectif ≤ 3 %) sans investissement supplémentaire.

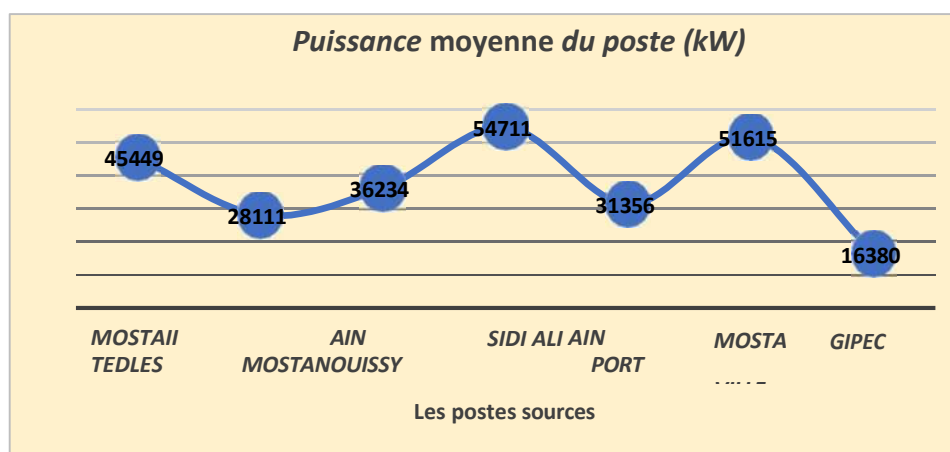


Figure III.2 : Puissance moyenne par poste source, CD Mostaganem

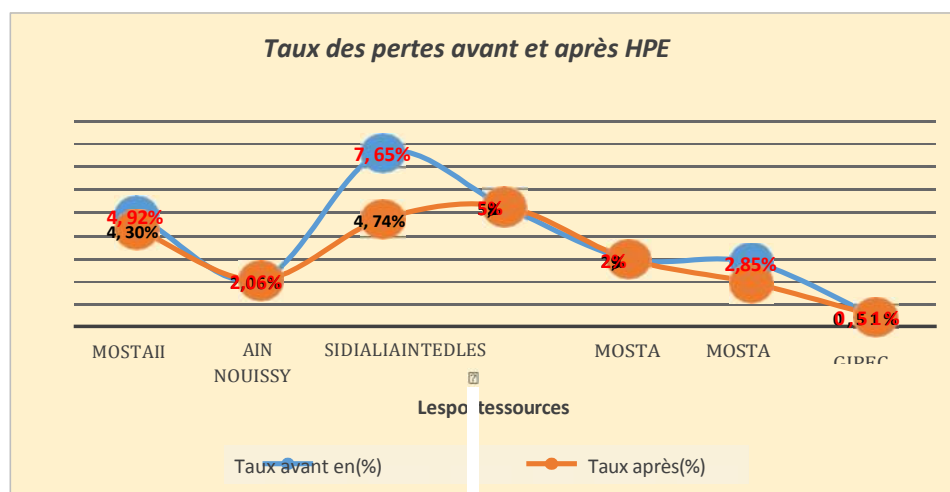


Figure III.3 : Taux de pertes HTA par poste source, avant / après Plan HPE 2025

Interprétation :

Les figures 3.2 et 3.3 visualisent les deux dimensions du bilan : la figure 3.2 montre que la PMA du PS Aïn Tedlès (54 711 kW) est la plus élevée du réseau, mais sa taille ne suffit pas à justifier ses pertes élevées (5,29 %) — c'est la topologie de ses départs, non sa puissance totale, qui est déterminante. La figure 3.3 illustre quant à elle l'impact sélectif du Plan HPE

Mémoire Master 2 — Analyse et minimisation des pertes sur le Réseau HTA de la CD Mostaganem — DD Mostaganem / SONEGGAZ | Chapitre III

2025 : seuls trois postes (Mosta II, Sidi Ali et Mosta Ville) voient leur taux évoluer, car ce sont les seuls sur lesquels des actions structurelles sont techniquement et économiquement justifiées.

III.3.2 Analyse du bilan global et positionnement par rapport aux standards :

Le taux global de pertes HTA de 4,16 % avant HPE 2025 place le réseau de la concession de distribution (CD) Mostaganem dans la catégorie « acceptable » selon les standards internationaux. L'Agence Internationale de l'Énergie (IEA, 2014) fixe le seuil d'un réseau bien performant à 3 %, et SONEGGAZ a défini un objectif de 3,5 % pour le Plan HPE 2025. L'analyse de la distribution révèle une concentration très frappante : les trois postes les plus problématiques sont le poste de Sidi Ali (taux de 7,65 %), le poste d'Aïn Tedlès (5,29 %) et Mosta II (4,92 %), qui représentent collectivement 51,7 % de la PMA totale mais génèrent 72,1 % des pertes totales. Cette asymétrie est caractéristique des réseaux ruraux où quelques départs très longs dominent le bilan.

Après la mise en œuvre du Plan Haute Performance Énergétique (HPE 2025), le taux global est ramené à 3,47 %, représentant un gain de 1 805 kW (soit une réduction de 16,45 %). L'objectif SONEGGAZ de 3,5 % est ainsi atteint et légèrement dépassé. À l'opposé de ces postes critiques, le PS GIPEC (0,51 %) et le PS Aïn Nouissy (2,06 %) démontrent les performances qu'un réseau moderne et bien dimensionné peut atteindre.

III.4 Cas n° 1 : Nouveau Poste Source Aïn Nouissy :

III.4.1 Contexte et problématique initiale :

La mise en service du nouveau poste source 220/60/30 kV Aïn Nouissy constitue l'investissement structurel le plus impactant sur le réseau de la CD Mostaganem. Avant sa création, le PS Mosta II alimentait 21 départs pour une PMA de 56 718 kW, avec un taux de pertes critique de 7,12 %. Cette surcharge chronique s'expliquait par la loi physique fondamentale des pertes Joule sur un départ homogène, déjà établie au chapitre 2 (équation 2.5) :

$$P = 3 \times r \times L \times I^2 \dots\dots (3.4)$$

Chaque départ transféré vers le PS Aïn Nouissy voyait sa distance effective à la source considérablement réduite, entraînant une réduction quadratique des pertes liée à la diminution de la résistance électrique du départ, conformément au modèle établi au chapitre 2 (équations 2.31 à 2.33).

Mémoire Master 2 — Analyse et minimisation des pertes sur le Réseau HTA de la CD Mostaganem — DD Mostaganem / SONELGAZ | Chapitre III

III.4.2 Détail des départs de MOSTA II :

Le tableau 3.2 présente les détails des départs du poste de Mosta II avant et après le transfert vers le nouveau poste Aïn Nouissy.

Tableau III.2 : Résultats des départs du poste Mosta II transférés / affectés par la création du PS Aïn Nouissy, avant / après reconfiguration

Départ	L (km)	I _{max} (A)	$\Delta U\%$ av.	Perte av. (kW)	Taux av. (%)	$\Delta U\%$ ap.	Pertes ap. (kW)	Taux ap. (%)	Gain (k W)
Aïn Nouissy	91,18	104	4,24	304,78	6,09	1,54	69,81	2,58	234,97
Enaro	50,16	150	4,88	445,66	6,14	4,88	445,66	6,14	0
Fornaka	81,497	130	10,79	985,20	15,75	4,82	279,31	8,19	705,90
Ghomri	131,800	155	7,78	786,32	10,49	4,77	380,81	7,09	405,51
H_mameche	60,902	62	4,05	96,64	3,33	4,05	96,64	3,33	0
Câblerie Mesra	64,27	19	0,20	3,81	0,43	0,20	3,81	0,43	0
Lazreg	63,298	15	0,15	24,79	3,40	0,15	24,79	3,40	0
Mesra	48,102	77	1,41	79,12	2,12	1,41	79,12	2,12	0
Relizane	122,309	182	7,66	1 081,31	12,27	5,20	621,34	2,78	459,97
Sp Kharouba	31,239	119	2,56	236,33	4,13	2,56	236,33	4,13	0

Note : le départ Relizane figure dans ce tableau car il faisait partie des départs initialement rattachés au poste Mosta II ; il a été affecté électriquement par la reconfiguration liée à la création du PS Aïn Nouissy. Il ne doit pas être confondu avec le poste source Relizane, qui est l'un des sept postes sources autonomes de la CD Mostaganem (voir tableau 3.1) et qui possède son propre bilan de pertes, indépendant de ce tableau.

Interprétation :

Le tableau 3.2 montre que les départs Fornaka (ΔU : 10,79 % $\rightarrow$ 4,82 %) et Aïn Nouissy (ΔU : 4,24 % $\rightarrow$ 1,54 %) bénéficient d'une double amélioration : réduction des pertes et restauration de la conformité réglementaire (NFC 11-201 : limite $\Delta U \leq 10$ % en HTA). Les départs non reconfigurés (Enaro, Hassi Mamèche, Mesra, SP Kharouba) conservent leurs valeurs initiales, confirmant que seule la reconfiguration topologique, et non une action sur les conducteurs, produit des gains significatifs sur ces départs

Mémoire Master 2 — Analyse et minimisation des pertes sur le Réseau HTA de la CD Mostaganem — DD Mostaganem / SONELGAZ | Chapitre III

III.4.3 Répartition des charges sur le nouveau PS Aïn Nouissy :

Le tableau 3.3 détaille les 11 départs directement alimentés par le nouveau poste source Aïn Nouissy après sa mise en service.

Tableau III.3 : Détail des 11 départs alimentés directement par le PS Aïn Nouissy (I_{max} , chute de tension, pertes, PMA, appréciation)

Départ	I_m (A)	ΔU (%)	Pertes (kW)	Taux (%)	PMA (kW)	Appréciation
Ain Nouissy MTS	24	0,33	8,10	0,72 %	1 125	Excellent
Ben Yah	53	1,29	45,21	1,83 %	2 471	Bon
Ouled Hamdene	27	0,42	6,91	0,55 %	1 256	Excellent
Sidi Charef	60	1,63	65,64	2,34 %	2 805	Bon
Bougirrat Ouest	83	4,31	269,45	6,95 %	3 878	À surveiller
ZAC Bâazia	5,4	2,35	1,45	0,57 %	254	Excellent
Kahlala	50	0,95	36,38	1,56 %	2 332	Bon
Ouled Senouci AN	53	3,09	116,72	4,71 %	2 477	Acceptable
ZAC Fornaka	168	0,50	24,59	0,31 %	7 934	Excellent
Bordjia1	12,1	0,20	2,45	0,11 %	2 227	Excellent
Bordjia2	5,75	0,10	1,57	0,11 %	1 352	Excellent
TOTAL PS Ain Nouissy	—	—	578,46	2,06 %	28 111	Très bon

Interprétation :

les résultats du calcul de répartition de charge sur le PS Aïn Nouissy révèlent un bilan global satisfaisant, avec un taux de pertes agrégé de 2,06 % pour une PMA totale de 28 111 kW, classé « très bon ». Six départs (Aïn Nouissy MTS, Ouled Hamdene, ZAC Bâazia, ZAC Fornaka, Bordjia 1 et 2) affichent des chutes de tension et des taux de pertes très faibles, ZAC Fornaka se distinguant en supportant la plus forte charge (7 934 kW) avec le meilleur rendement (0,31 % de pertes), signe d'un dimensionnement optimal. À l'inverse, le départ Bougirrat Ouest présente le profil le plus critique, avec une chute de tension de 4,31 % et un taux de pertes de 6,95 %, soit près de la moitié des pertes totales du poste pour seulement 13,8 % de la PMA globale, révélant un sous-dimensionnement relatif ou un éloignement électrique excessif. Le départ Ouled Senouci AN, intermédiaire ($\Delta U = 3,09$ %, pertes = 4,71 %), nécessite également une surveillance à moyen terme. Cette hétérogénéité confirme l'intérêt d'une analyse par départ, qui seule permet d'identifier les points faibles masqués par une performance globale satisfaisante, et d'orienter les actions de renforcement (section des conducteurs, rééquilibrage de charge) vers les départs réellement critiques.

III.4.4 Impact global quantifié du PS Aïn Nouissy :

Le tableau 3.4 synthétise l'impact global de la création du poste source Aïn Nouissy sur le bilan combiné Mosta II + Aïn Nouissy.

Mémoire Master 2 — Analyse et minimisation des pertes sur le Réseau HTA de la CD Mostaganem — DD Mostaganem / SONELGAZ | Chapitre III

Tableau III .4 : Impact global quantifié de la création du PS Aïn Nouissy sur le système Mosta II + Aïn Nouissy

Situation	PMA (kW)	Pertes (kW)	Taux (%)	Gain (kW)	Ré d u c t i o n
Mosta II AVANT (21 départs)	56 718	4 043,96	7,12 %	—	—
PS Aïn Nouissy : 11 nouveaux départs	28 111	578,46	2,06 %	—	—
Mosta II APRÈS (10 départs restants)	54 855	2 113,36	3,85 %	1 930,60	47,7 %
Gain combiné net (Aïn Nouissy + Mosta II)	—	—	—	1 353,53	33,5 %

Interprétation :

Le gain combiné de 1 353,53 kW (représentant 47,6 % du gain total du Plan HPE 2025) résulte d'un mécanisme multiplicatif : la réduction de la longueur effective de chaque départ transféré agit en $I^2 \times L$, non en L seul. Autrement dit, raccourcir un départ de 50 % réduit ses pertes non de 50 % mais, dans un cas théorique où le courant reste constant, jusqu'à $(0,5)^2 = 75$ %. C'est pourquoi l'action « nouveau poste source » domine structurellement toutes les autres dans tout plan d'optimisation de réseaux ruraux. Les résultats du calcul de répartition de charge sur le PS Mosta II après transfert confirment cette efficacité : les pertes du poste passent de 4 043,96 kW (7,12 %) à 2 113,36 kW (3,85 %), soit un gain propre de 1 930,60 kW (47,7 %) sur le seul poste Mosta II, auquel s'ajoute le très bon niveau de pertes du nouveau poste Aïn Nouissy (578,46 kW, 2,06 %), pour un gain net combiné de 1 353,53 kW (33,5 %) à l'échelle du système Mosta II + Aïn Nouissy réuni.

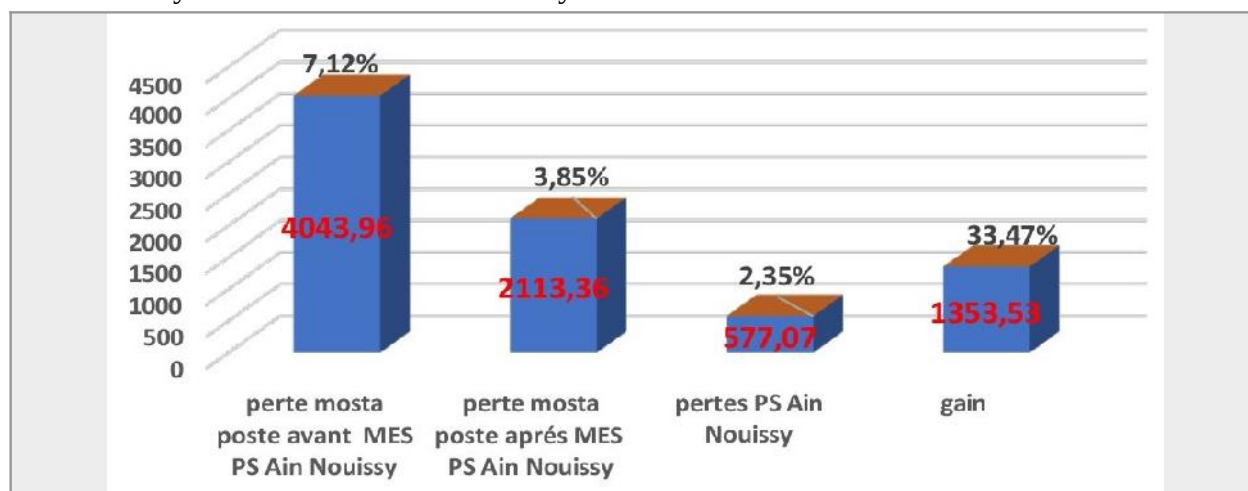


Figure III.4 : Impact global quantifié de la création du PS Aïn Nouissy : pertes avant/après et gain combiné (kW), système Mosta II + Aïn Nouissy

III.5 Cas n° 2 : Poste Source Sidi Ali :

III 3.5.1 Diagnostic — Identification des facteurs explicatifs :

Le PS Sidi Ali, avec un taux de pertes de 7,65 % avant HPE 2025, est le poste source le plus problématique de la CD Mostaganem. L'analyse des paramètres des lignes permet d'identifier trois facteurs cumulatifs qui expliquent ce niveau critique :

Mémoire Master 2 — Analyse et minimisation des pertes sur le Réseau HTA de la CD Mostaganem — DD Mostaganem / SONELGAZ | Chapitre III

— Longueurs exceptionnelles : quatre départs dépassent 100 km : Sidi Lakhdar avec 145,28 km, Khadra avec 127,83 km, Ouled Maallah avec 116,52 km et Hadjadj avec 112,36 km. Ces longueurs résultent de la géographie de la wilaya, où plusieurs communes éloignées n'étaient alimentées que depuis le chef-lieu.

— Courants maximaux élevés : les départs Sidi Lakhdar et Hadjadj transportent respectivement 182 A et 171 A, valeurs très élevées pour des conducteurs Almélec 117 mm². Ces forts courants, combinés aux grandes longueurs, produisent des pertes Joule quadratiques.

— Topologie radiale sans délestage possible : avant la mise en œuvre du Plan HPE 2025, aucun poste source voisin ne permettait de reprendre une partie de la charge de Sidi Ali, contrairement à Mosta II qui a pu délester vers Aïn Nouissy

III.5.2 Détail des départs du PS Sidi Ali :

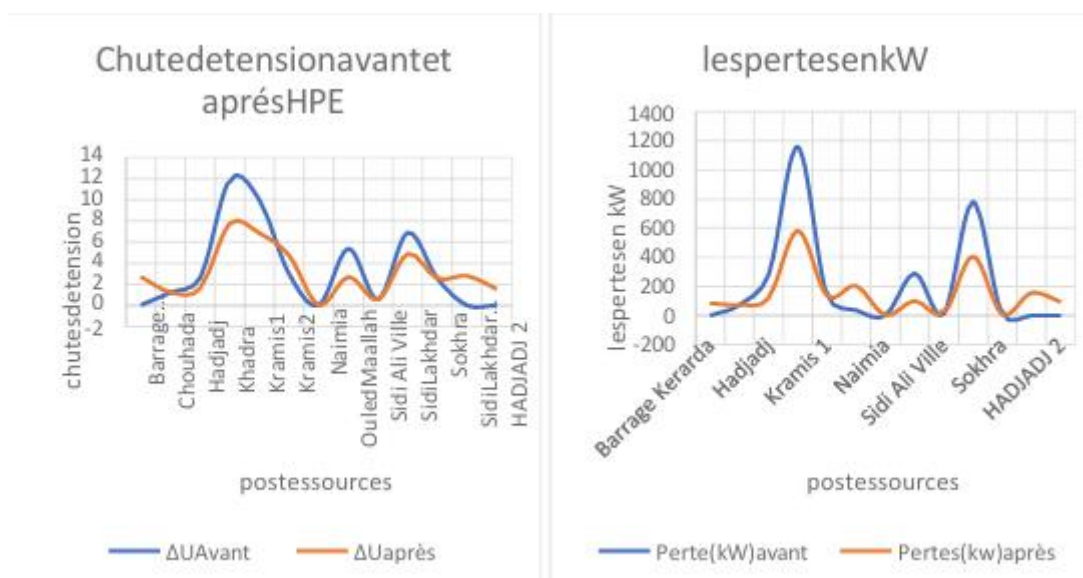
Tableau III .5 : Caractéristiques des départs du PS Sidi Ali avant / après reconfiguration (Gain en kW ; report de charge indiqué par une valeur négative)

Départ	L (km)	I _{max} (A)	ΔU %av.	Perte av. (kW)	Taux av.	ΔU %ap.	Pertes ap. (kW)	Taux ap.	Gain (kW)
Barrage Kerarda	20,69	3	0,03	0,1	0,06 %	2,68	83,2	4,3 %	-83,1
Chouhada	15,56	82,33	1,23	72,3	1,92 %	1,23	72,3	1,9 %	0
Hadjadj	112,36	171	2,62	278,8	3,57 %	1,62	118,1	1,5 %	160,7
Khadra	127,83	138,02	11,93	1 159,4	18,12 %	7,74	581,4	9,1 %	578,0
Kramis1	88,95	41,67	9,92	134,0	6,9 %	6,80	134,0	6,9 %	0
Kramis2	54,46	32,24	2,95	35,9	2,43	4,69	203,3	13,8	-167,
Départ	L (km)	I _{max} (A)	ΔU %av.	Perte av. (kW)	Taux av.	ΔU %ap.	Pertes ap. (kW)	Taux ap.	Gain (kW)
Barrage Kerarda	20,69	3	0,03	0,1	0,06 %	2,68	83,2	4,3 %	-83,1
Chouhada	15,56	82,33	1,23	72,3	1,92 %	1,23	72,3	1,9 %	0
Hadjadj	112,36	171	2,62	278,8	3,57 %	1,62	118,1	1,5 %	160,7
Khadra	127,83	138,02	11,93	1 159,4	18,12 %	7,74	581,4	9,1 %	578,0
Kramis1	88,95	41,67	9,92	134,0	6,9 %	6,80	134,0	6,9 %	0
Kramis2	54,46	32,24	2,95	35,9	2,43	4,69	203,3	13,8	-167,

Note : sur la convention de signe : un gain positif indique une réduction des pertes sur ce départ grâce au Plan HPE 2025. Un gain négatif (précédé du signe -) indique une augmentation des pertes consécutive à un report de charge depuis un départ voisin reconfiguré ; ce report reste largement compensé par les gains obtenus sur les départs surchargés d'origine, comme le montre le bilan global du poste (tableau 3.6).

Interprétation :

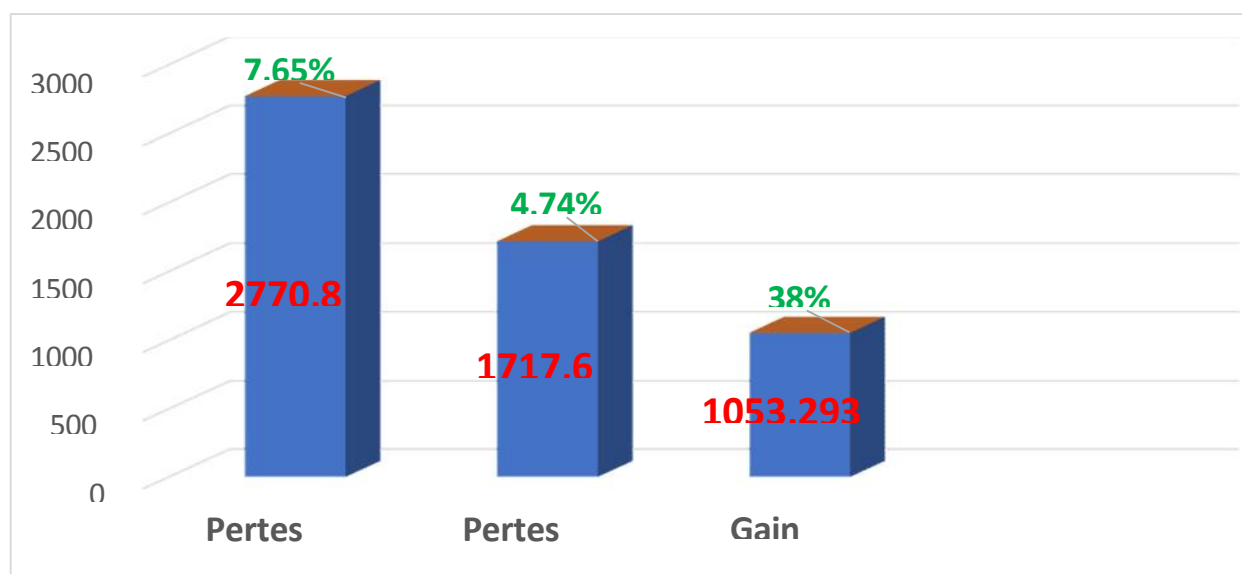
Cette comparaison avant/après révèle l'impact d'une reconfiguration du réseau MT par transfert de charges vers deux nouveaux départs créés (Sidi Lakhdar MTS, Hadjadj 2). Le départ Khadra, initialement le plus critique (taux de pertes de 18,12 %), enregistre le gain le plus important (578,0 kW), suivi de Sidi Lakhdar (376,5 kW), Ouled Maallah (188,8 kW) et Hadjadj (160,7 kW), confirmant l'efficacité du rééquilibrage sur les départs surchargés. Toutefois, cette redistribution génère un effet de report sur les départs Barrage Kerarda et Kramis 2, dont les pertes augmentent (respectivement de 83,1 kW et 167,5 kW), ces départs auparavant peu sollicités absorbant désormais une part accrue du courant. Plusieurs départs (Chouhada, Kramis 1, Sidi Ali Ville, Sokhra) restent inchangés, n'étant pas concernés par le transfert de charge. Globalement, le bilan net de l'opération demeure très positif : les gains cumulés sur les départs améliorés (1 304 kW) dépassent largement les pertes additionnelles constatées sur les départs dégradés (250,6 kW), confirmant l'efficacité globale de la reconfiguration tout en mettant en évidence la nécessité d'un suivi ciblé sur Barrage Kerarda et Kramis 2 pour consolider durablement le gain énergétique obtenu.



Mémoire Master 2 — Analyse et minimisation des pertes sur le Réseau HTA de la CD Mostaganem — DD Mostaganem / SONELGAZ | Chapitre III

Avant l'investissement			Après optimisation et investissements			
PMA (KW)	Pertes HTA (KW)	Taux%	Pertes HTA (KW)	Taux	Gain (KW)	Taux%
36234	2770,8	7,65%	1717,6	4,74%	1053,293	38

Figure III .5 : Bilan global du poste (pertes avant/après, taux, gain)



Figur III .6 : Chute de tension et pertes (kW) avant / après HPE 2025(départs du PS SiDi Ali

III.5.3 Bilan global du PS Sidi Ali avec décisions HPE 2025 :

Tableau III.6 : Bilan global du PS Sidi Ali avant / après optimisation et investissements

PMA (kW)	Pertes avant (kW)	Taux avant	Pertes après (kW)	Taux après	Gain (kW)	Taux gain
36 234	2 770,8	7,65 %	1 717,6	4,74 %	1 053,29	38 %

Tableau III.7 : Résultats détaillés des départs du PS Sidi Ali avec décision HPE 2025

Départ	L (km)	Ima x (A)	Nb. TR	ΔU % av.	Pert. av . (kW)	Taux a v.	Pert ap . (kW)	Taux a p.	ActionHPE2025
Khadra	127,83	138	135	11,93 %	1 159,4	18,12 %	581,4	9,07 %	Nouveau départ①
Sidi Lakhdar	145,28	182	145	6,88 %	782,6	9,41 %	406,1	4,86 %	DépartMTS13 km ②
Ouled Maallah	116,52	86	98	5,38 %	289,2	7,24 %	100,4	2,51 %	Couplage Hadjadj 2 ③

Mémoire Master 2 — Analyse et minimisation des pertes sur le Réseau HTA de la CD Mostaganem — DD Mostaganem / SONELGAZ | Chapitre III

Hadjadj	112,36	171	124	2,62 %	278,8	3,57 %	118,1	1,52 %	NouveauHadjadj2 ③
Kramis1	88,95	42	—	9,92 %	134,0	6,90 %	134,0	6,90 %	— (horsHPE2025)
Chouhada	15,56	82	—	1,23 %	72,3	1,92 %	72,3	1,92 %	—
Sidi Ali Ville	7,15	40	—	0,54 %	11,8	0,64 %	11,8	0,64 %	—
Kramis2	54,46	32	—	2,95 %	35,9	2,43 %	203,3	13,76 %	Reprend charge Khadra
Sidi Lakhdar MTS (créé)	13,00	—	—	—	—	—	155,7	4,81 %	Créé HPE ②
Hadjadj2 (créé)	15,00	—	—	—	—	—	93,3	2,62 %	Créé HPE ③
TOTAL PS Sidi Ali	—	—	—	—	2 770,8	7,65 %	1 717,6	4,74 %	-38,0 %

Interprétation :

Le tableau ci-dessus récapitule les indicateurs techniques des départs du poste source Sidi Ali avant et après la mise en œuvre du Plan HPE 2025. Les départs Khadra et Sidi Lakhdar constituent les cas les plus critiques du réseau, affichant respectivement des pertes de 1 159,4 kW (18,12 %) et 782,6 kW (9,41 %) avant intervention, accompagnées de chutes de tension dépassant les seuils réglementaires admissibles. Les actions correctives engagées — création de nouveaux départs et couplages inter-départs — ont permis des réductions significatives allant jusqu'à 65 % sur certains départs, notamment Ouled Maallah. À l'inverse, les départs Chouhada et Sidi Ali Ville, de faibles longueurs et bien dimensionnés, ne présentaient aucune anomalie justifiant une intervention. Le cas du départ Kramis 2 demeure paradoxal, ses pertes ayant été multipliées par 5,7 en raison d'un transfert de charge consécutif à la restructuration du réseau, atteignant un taux préoccupant de 13,76 %. Par ailleurs, le départ Kramis 1, bien qu'exclu du Plan HPE 2025, présente une chute de tension de 9,92 % qui le désigne comme priorité d'intervention future. Au bilan, le Plan HPE 2025 a permis de ramener les pertes globales du poste source de 2 770,8 kW à 1 717,6 kW, soit une amélioration de 38 %, validant ainsi la pertinence des choix techniques adoptés tout en identifiant les axes d'amélioration résiduels.

III.6 Focus sur les départs critiques du PS Sidi Ali :

III.6.1 Départ 30 kV Sidi Lakhdar :

Fiche technique — Départ 30 kV Sidi Lakhdar

Caractéristique	Valeur
Puissance appelée (kW)	8 501
Imax (A)	182
Chute de tension $\Delta U(\%)$	6,88
Longueur (km)	145,28
Nombre de postes (HTA/BT)	145
Communes des servies	Sidi Lakhdar
Pertes HTA (kW)	782,6

III.6.1.1 Structure des départs Sidi Lakhdar avant l'investissement :

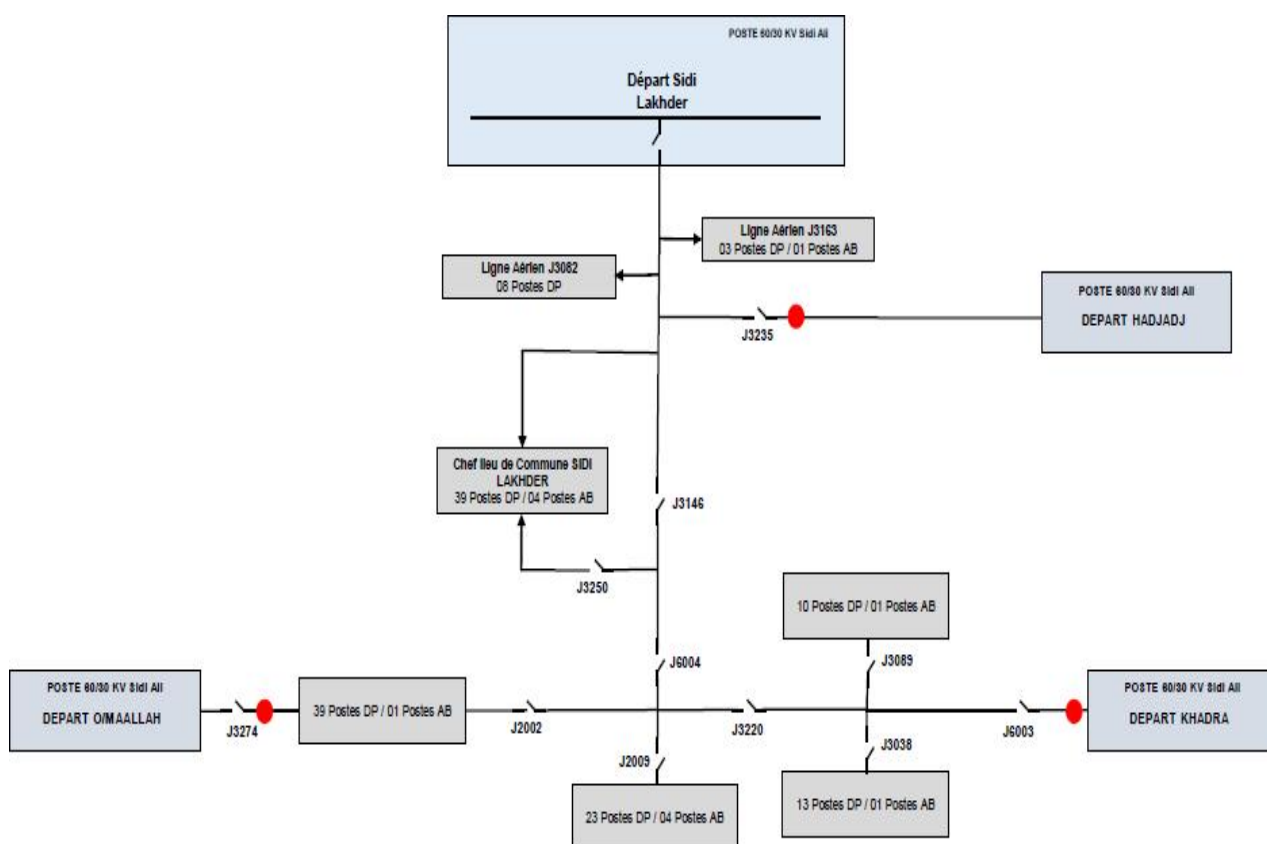


Figure III.7 : Structure des départs Sidi Lakhdar avant l'investissement

Mémoire Master 2 — Analyse et minimisation des pertes sur le Réseau HTA de la CD Mostaganem — DD Mostaganem / SONELGAZ | Chapitre III

Explication : ce schéma unifilaire représente la structure arborescente du départ Sidi Lakhdar issu du poste source 60/30 kV Sidi Ali, alimentant une charge importante et dispersée incluant le chef-lieu de commune Sidi Lakhdar avec 39 postes DP et 04 postes AB, interconnecté via les organes de couplage J3235, J3274 et J6003 avec les départs voisins Hadjadj, Ouled Maallah et Khadra, justifiant ainsi la création du départ Sidi Lakhdar MTS pour délester la partie la plus chargée du réseau et générer un gain de 376,5 kW sur les pertes électriques.

III.6.1.2 Structure des départs Sidi Lakhdar après l'investissement :

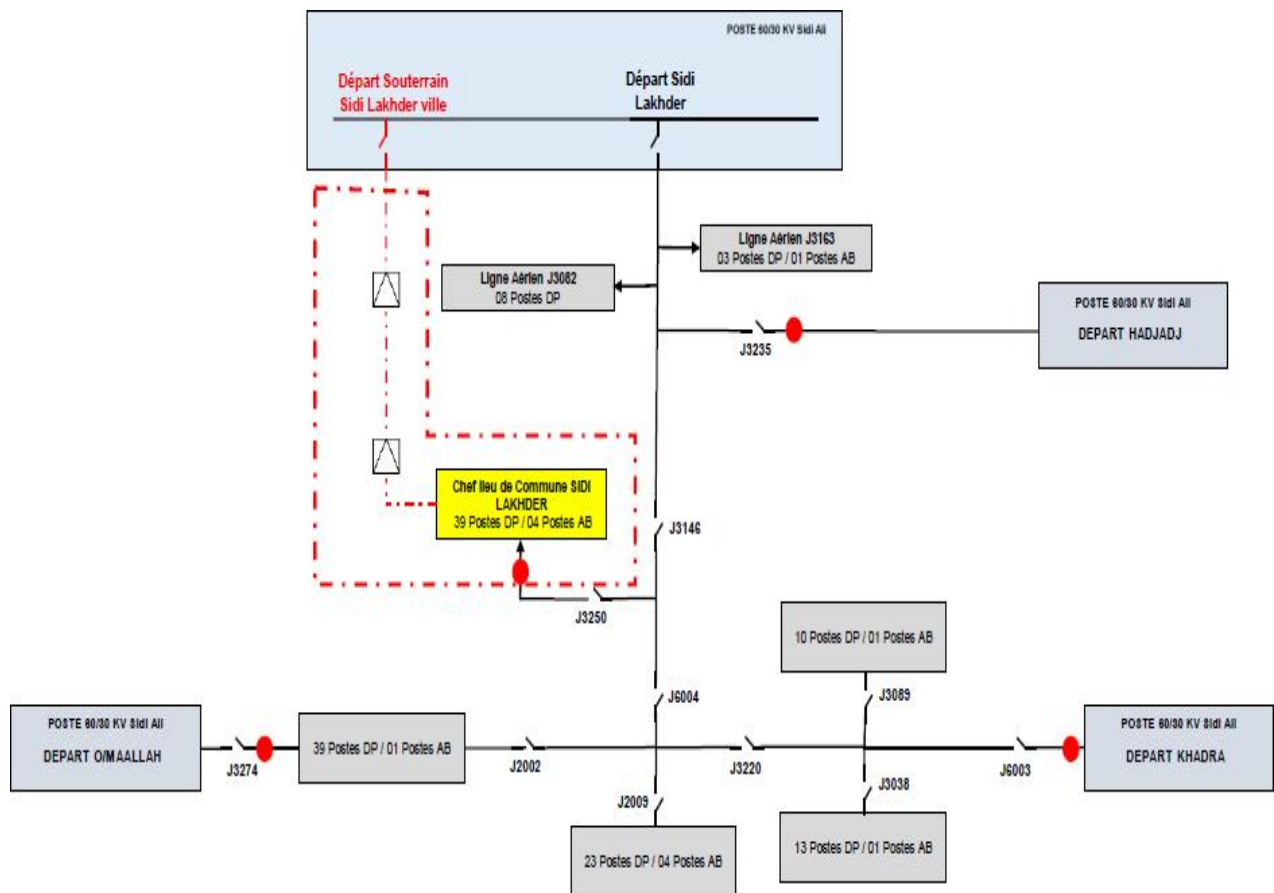


Figure III .8 : Structure des départs Sidi Lakhdar après l'investissement

Explication : le réseau électrique de Sidi Lakhdar est alimenté depuis le poste source 60/30 kV Sidi Ali via un départ souterrain urbain et un départ aérien principal, desservant le chef-lieu de commune avec 39 postes DP et 04 postes abonnés, complété par plusieurs lignes aériennes couvrant un total de plus de 130 postes DP, et sécurisé par des interconnexions avec les départs Ouled Maallah, Khadra et Hadjadj garantissant la continuité d'alimentation de l'ensemble des abonnés de la commune.

Mémoire Master 2 — Analyse et minimisation des pertes sur le Réseau HTA de la CD Mostaganem — DD Mostaganem / SONELGAZ | Chapitre III

III .6.1.3 Création du départ MTS souterrain Sidi Lakhdar ville :

Le départ Sidi Lakhdar (145,28 km, 182 A, 145 transformateurs) est le départ le plus long du réseau. La solution retenue dans le Plan HPE 2025 est la création d'un départ souterrain MTS (Moyenne Tension Souterrain) de 13 km desservant le centre-ville de Sidi Lakhdar. En captant la charge urbaine dense, ce court départ réduit le courant sur le départ aérien principal, produisant un gain de 376,5 kW (soit -48,1 % sur ce départ). Ce mécanisme illustre le principe développé au chapitre 2, section 2.4.3 : la division d'un départ surchargé par création d'un départ parallèle réduit les pertes proportionnellement au carré du rapport de réduction du courant.

Pertes HTA (kW)	Gain (kW)	Taux gain(%)	Chute de tension
406,1	376,5	48,10 %	4,86 %

III .6.2 Départ 30 kV Hadjadj :

Fiche technique: Départ 30 kV Hadjadj

Caractéristique	Valeur
Puissance appelée (kW)	7 812
Imax (A)	171
Chute de tension ΔU (%)	2,62
Longueur (km)	112,36
Nombre de postes (HTA/BT)	124
Communes des servies	Hadjadj – Abdelmalek Ramdane
Pertes HTA (kW)	278,8

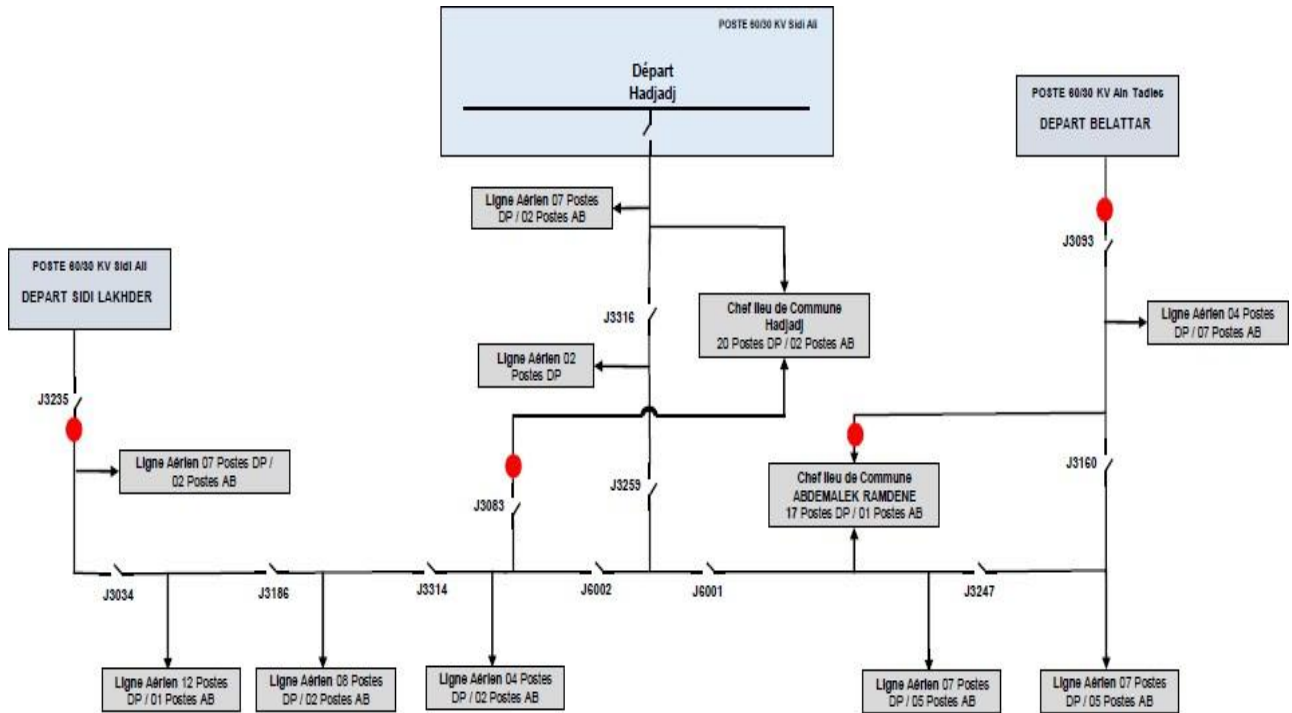


Figure III .9 : Structure des départs Hadjadj avant l'investissement

Explication : le réseau électrique de la commune de Hadjadj est alimenté depuis deux postes sources, le poste 60/30 kV Sidi Ali via le départ Hadjadj et le poste 60/30 kV Aïn Tadjlès via le départ Belattar, avec une interconnexion supplémentaire via le départ Sidi Lakhdar, desservant deux zones urbaines principales totalisant 37 postes DP et 03 postes abonnés, complétées par quatre lignes rurales couvrant 31 postes DP supplémentaires, le tout sécurisé par une alimentation de secours permanente via les sectionneurs J3093 et J3235.

III .6.2.2 Structure du départ Hadjadj après l'investissement :

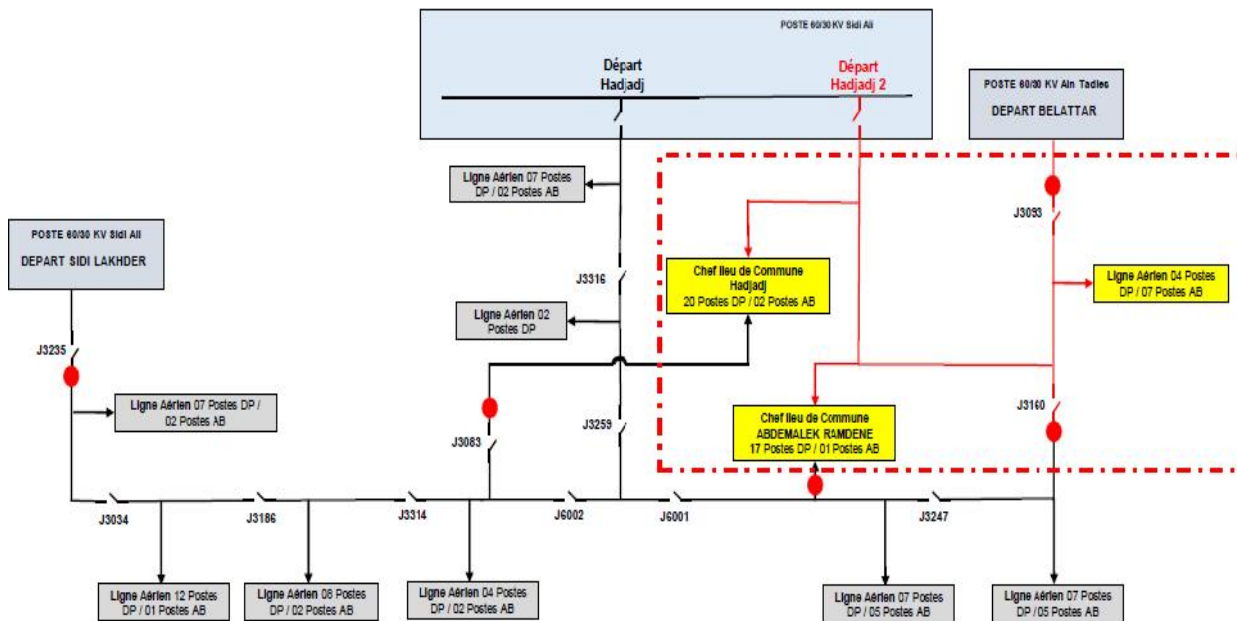


Figure III .10 : Structure des départs Hadjadj après l'investissement

Explication : ce schéma représente le réseau électrique de la commune de Hadjadj avec l'ajout d'un nouveau départ Hadjadj 2, issu du même poste source 60/30 kV Sidi Ali, dont le rôle principal est de renforcer l'alimentation des deux zones urbaines les plus chargées, le chef-lieu de commune Hadjadj (20 postes DP et 02 postes abonnés) et le chef-lieu de commune Abdelmalek Ramdane (17 postes DP et 01 poste abonné). Le reste du réseau demeure identique au schéma précédent, avec les mêmes lignes rurales et interconnexions vers le départ Sidi Lakhdar et le départ Belattar du poste 60/30 kV Aïn Tadjès.

III .6.3 Départ 30 kV Ouled Maallah :

Fiche technique — Départ 30 kV Ouled Maallah

Caractéristique	Valeur
Puissance appelée (kW)	3 996
Imax (A)	86,33
Chute de tension $\Delta U(\%)$	5,38
Longueur (km)	116,52
Nombre de postes (HTA/BT)	98
Communes des servies	Ouled Maallah
Pertes HTA (kW)	289,2

Mémoire Master 2 — Analyse et minimisation des pertes sur le Réseau HTA de la CD Mostaganem — DD Mostaganem / SONELGAZ | Chapitre III

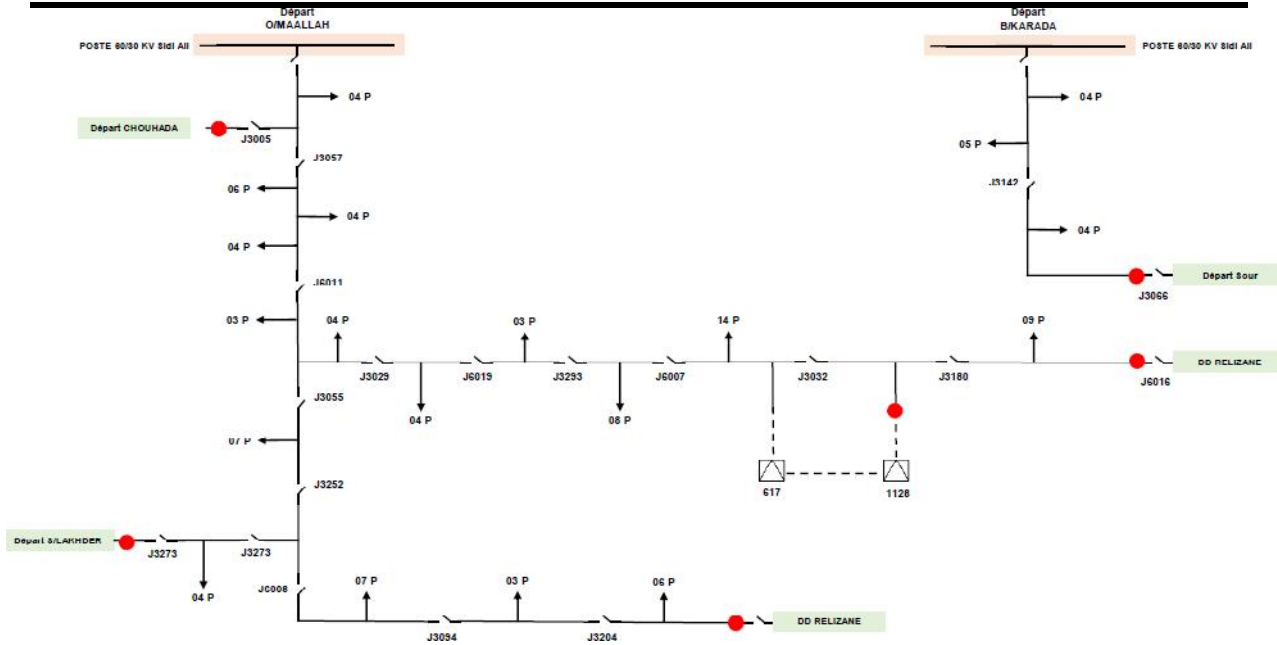


Figure III .11 : Structure des départs Ouled Maallah avant l'investissement

Explication : le réseau électrique de la zone Ouled Maallah et Bikarada est alimenté depuis le poste source Sidi Ali via les deux départs principaux, avec les mêmes charges, jonctions et interconnexions vers DD Relizane, le départ Chouhada, le départ Sidi Lakhdar et le départ Sour. Cette configuration correspond à la version normale d'exploitation du réseau, sans mise en évidence particulière de la zone de bouclage sécurisée.

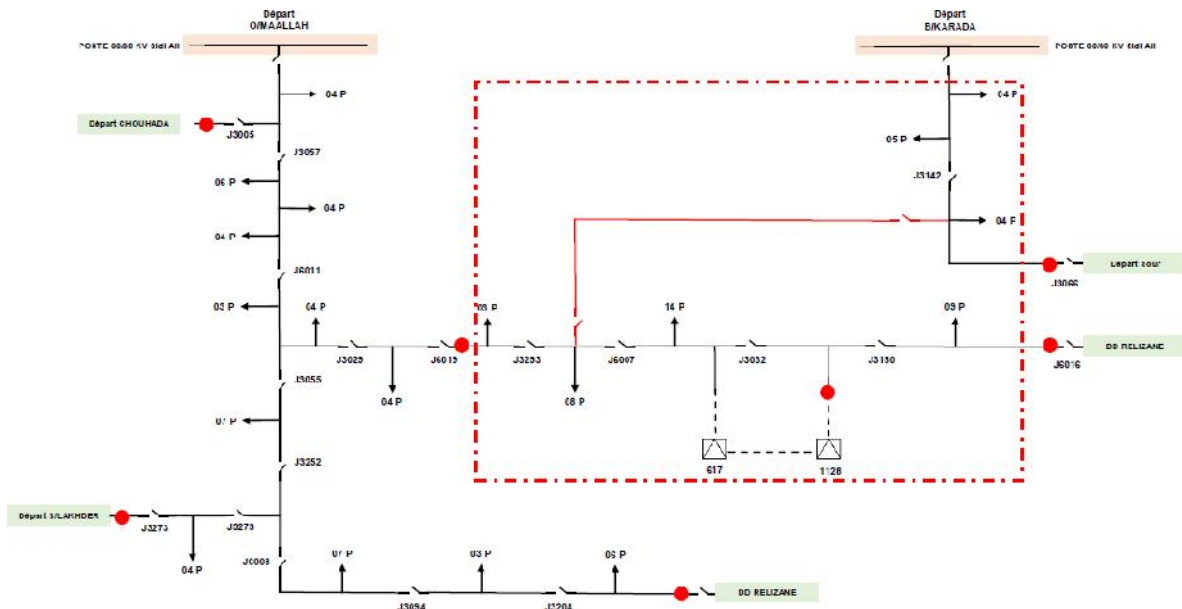


Figure III .12 : Structure des départs Ouled Maallah après l'investissement

Explication : le réseau électrique de la zone Ouled Maallah et Bikarada est alimenté depuis le poste source 60/30 kV Sidi Ali via les départs Ouled Maallah et Bikarada, interconnectés au

Mémoire Master 2 — Analyse et minimisation des pertes sur le Réseau HTA de la CD Mostaganem — DD Mostaganem / SONELGAZ | Chapitre III

cœur d'un réseau maillé central alimentant des charges allant jusqu'à 14 postes, sécurisé par plusieurs points de secours vers DD Relizane, le départ Chouhada, le départ Sidi Lakhdar et le départ Sour, garantissant la continuité d'alimentation de l'ensemble des abonnés de la zone.

III .6.4 Départ 30 kV Khadra :

Fiche technique — Départ 30 kV Khadra

Caractéristique	Valeur
Puissance appelée (kW)	6 399
Imax (A)	138,02
Chute de tension $\Delta U(\%)$	11,93
Longueur (km)	127,83
Nombre de postes (HTA/BT)	135
Communes des servies	Khadra – Ouled Boughanem Achaacha
Pertes HTA (kW)	1 159,4

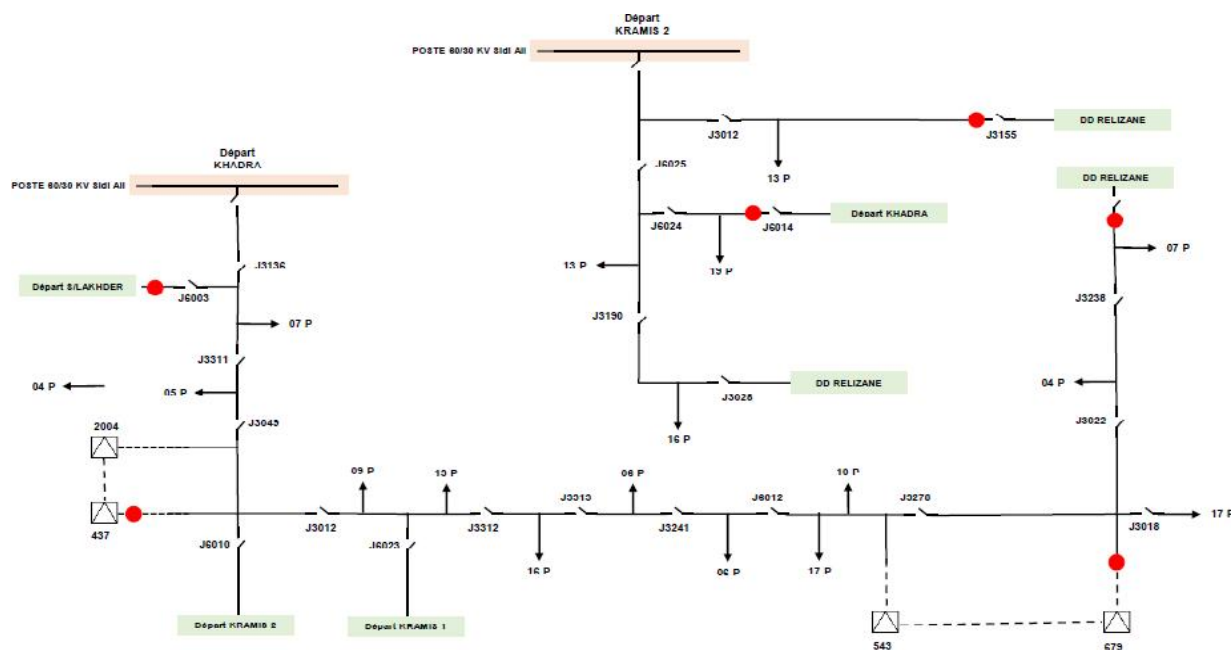


Figure III .13 : Structure des départs Khadra avant l'investissement

Explication : le réseau électrique de la zone Khadra est alimenté depuis le poste source 60/30 kV Sidi Ali via les départs Khadra et Kramis 2, formant un réseau maillé sécurisé avec des charges allant jusqu'à 19 postes, interconnecté avec DD Relizane et les départs Kramis 1 et 2, et sécurisé par les sectionneurs J3155, J3238 et J3022 ainsi que quatre transformateurs souterrains, garantissant la continuité d'alimentation de l'ensemble de la région.

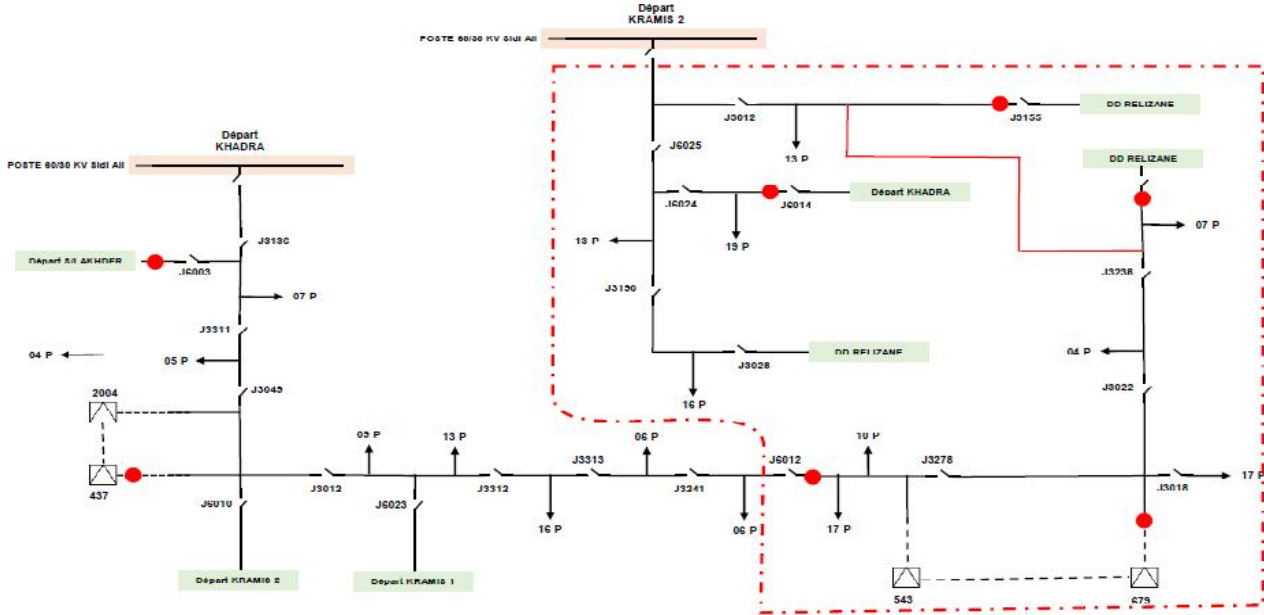


Figure III.14 : Structure des départs Khadra après l'investissement

Explication : ce schéma unifilaire illustre la reconfiguration du réseau MT du poste source 60/30 kV Sidi Ali, consistant à transférer une portion des charges du départ Khadra, le plus critique avec 18,12 % de pertes et 11,93 % de chute de tension, vers le départ Kramis 2 via les points de couplage, réduisant ainsi les pertes Joule et générant un gain de 578 kW, avec les interconnexions DD Relizane et départ Sidi Lakhdar comme alternatives de secours supplémentaires.

III.6.4.3 Le taux de pertes du départ Khadra :

Le départ Khadra est le départ présentant le taux de pertes le plus élevé de tout le réseau de la CD Mostaganem, avec 18,12 %. Il cumule à lui seul 41,9 % des pertes totales du PS Sidi Ali. La vérification analytique par la méthode de la charge concentrée (chapitre 2, équation 2.5) donne :

$$P \approx 3 \times 0,274 \times 127,83 \times (138)^2 \times 0,5^2 \approx 500k \quad (\text{charge concentrée à mi-départ})$$

PSS SINICAL, avec la méthode exacte des tronçons appliquée aux 135 transformateurs réels du départ, donne 1 159,4 kW, un résultat environ 2,3 fois plus élevé que l'estimation simplifiée, ce qui illustre parfaitement pourquoi un outil de calcul précis comme PSS SINICAL est indispensable. La différence vient du fait que les transformateurs situés en tête de départ (proches du poste source) sont traversés par le courant cumulé de tous les postes en aval, et ce courant initial très élevé génère des pertes quadratiques très importantes. La chute de tension de 11,93 % sur ce départ constitue de plus une non-conformité à la norme NFC 11-201 (limite : 10 %), ce qui signifie que les abonnés en bout de départ reçoivent une tension de l'ordre de 26 421 V au lieu de 30 000 V.

Mémoire Master 2 — Analyse et minimisation des pertes sur le Réseau HTA de la CD Mostaganem — DD Mostaganem / SONELGAZ | Chapitre III

III.7 Synthèse et Priorisation des Actions du Plan HPE 2025 :

III.7.1 Tableau général des huit actions priorisées :

Tableau III.8 : Synthèse et priorisation des huit actions du Plan HPE 2025

N°	Action	Poste source	Gain HTA (kW)	Gain TR (kW)	Gain total (kW)	% du gain	Priorité
1	Mise en service PS Aïn Nouissy + délestage 11 départs	Mosta II+ Aïn Nouissy	1 353,53	—	1 353,53	47,6 %	Réalisé
2	Création départs souterrains Kharouba1 et 2	MostaVille	621,80	—	621,80	21,9 %	Urgent
3	Départ souterrain Sidi Lakhdar MTS(13 km)	SidiAli	376,50	—	376,50	13,2 %	Urgent
4	Départ souterrain Bouguirat Ville	Mosta II	277,33	—	277,33	9,7 %	Haute
5	Départ aérien Hadjadj2 (15km)	SidiAli	160,70	—	160,70	5,7 %	Haute
6	Augmentation puissance— 10TR surchargés	H.M. +Mosta	—	24,75	24,75	0,87 %	Moyenne
7	Diminution puissance— 37TRsous-chargés	H.M. +Mosta	—	8,16	8,16	0,29 %	Moyenne
8	Déplacement NO — départ Enaro (coût nul)	Mosta II	20,38	—	20,38	0,72 %	Immédiat
	TOTAL	—	2 810,24	32,91	2 843,15	100 %	—

III.7.2 Analyse de la distribution des gains par type d'action :

L'analyse de la contribution de chaque action au gain total révèle une concentration très marquée sur les investissements structurels lourds. Les nouveaux postes sources et les nouveaux départs souterrains représentent ensemble 98,1 % du gain total. Ce résultat est conforme à la théorie : les pertes Joule croissant en I^2 et en L, c'est en agissant sur ces deux facteurs (réduction du courant par division des départs, réduction de la longueur par rapprochement de la source) que l'on obtient les gains les plus importants. Les actions sur les transformateurs et l'optimisation NO ne contribuent qu'à 1,9 % du gain total, mais leur intérêt réside dans leur faible coût et leur mise en œuvre rapide.

III.7.3 Synthèse finale des pertes de la CD de Mostaganem :

Le tableau 3.9 reprend, sous une forme consolidée et cohérente avec le tableau 3.1, le bilan complet des sept postes sources de la CD Mostaganem avant et après optimisation. Conformément à la convention adoptée dans ce mémoire, le gain (colonne « Gain ») est exprimé en valeur positive dans tous les tableaux de synthèse, représentant systématiquement la réduction de pertes obtenue.

Mémoire Master 2 — Analyse et minimisation des pertes sur le Réseau HTA de la CD Mostaganem — DD Mostaganem / SONELGAZ | Chapitre III

Tableau III.9 : Synthèse finale des pertes de la CD Mostaganem, avant / après Plan HPE 2025 (cohérente avec le tableau 3.1 ; Gain systématiquement positif = réduction obtenue)

Poste	PMA (kW)	Pertes avant (kW)	Taux avant	Pertes après (kW)	Taux après	Gain (kW)	Taux gain
Mosta Poste	45 448,83	2 237,62	4,92 %	1 953,13	4,30 %	284,49	12,71 %
Aïn Nouissy	28 111	578,46	2,06 %	578,46	2,06 %	0	0,00 %
SidiAli	36 234	2 770,80	7,65 %	1 717,60	4,74 %	1 053,20	38,01 %
Aïn Tedlès	54 711	2 893,44	5,29 %	2 893,44	5,29 %	0	0,00 %
Mosta Port	31 356	938,59	2,99 %	938,59	2,99 %	0	0,00 %
Mosta Ville	51 615	1 469,37	2,85 %	1 002,07	1,94 %	467,30	31,80 %
GIPEC	16 380	83,63	0,51 %	83,63	0,51 %	0	0,00 %
Total CD Mostaganem	263 855,83	10 971,91	4,16 %	9 166,92	3,47 %	1 804,99	16,45 %

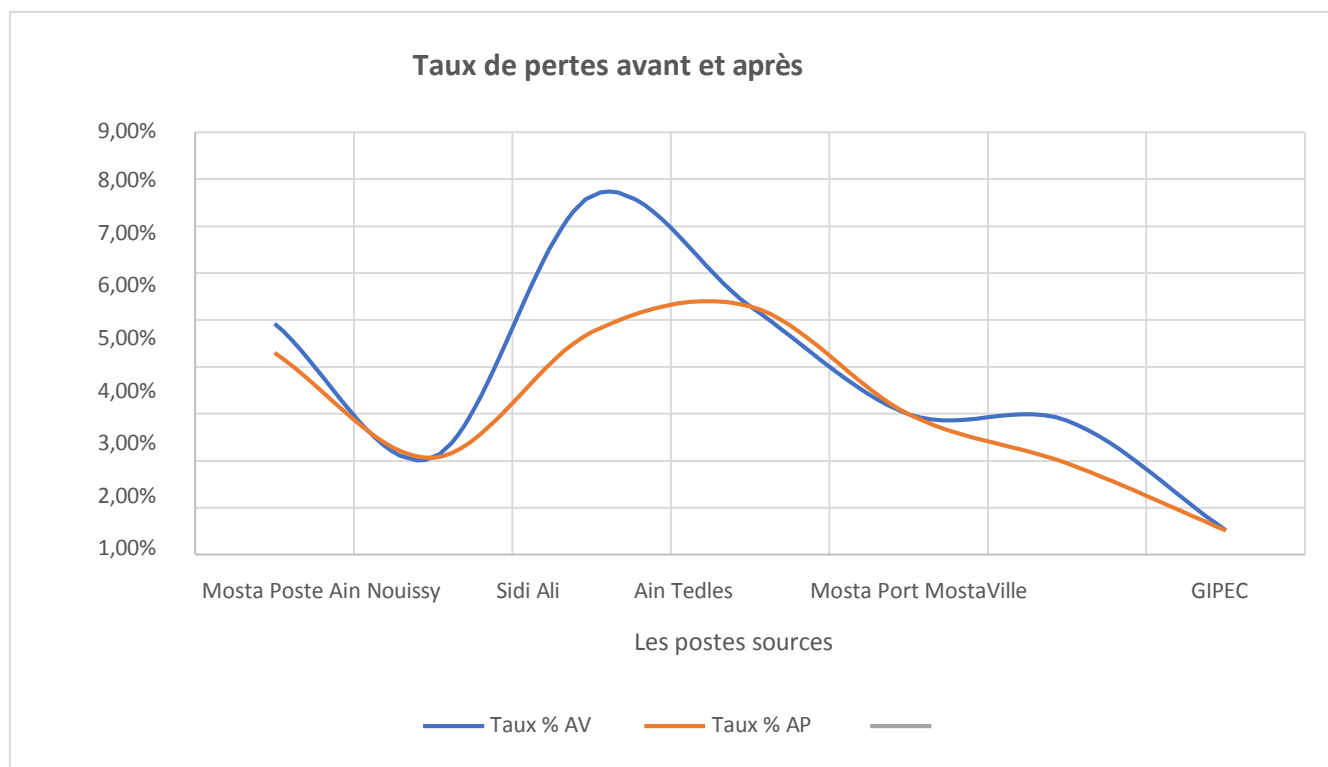


Figure III.15: Taux de pertes avant/après Plan HPE 2025—synthèse CD Mostaganem

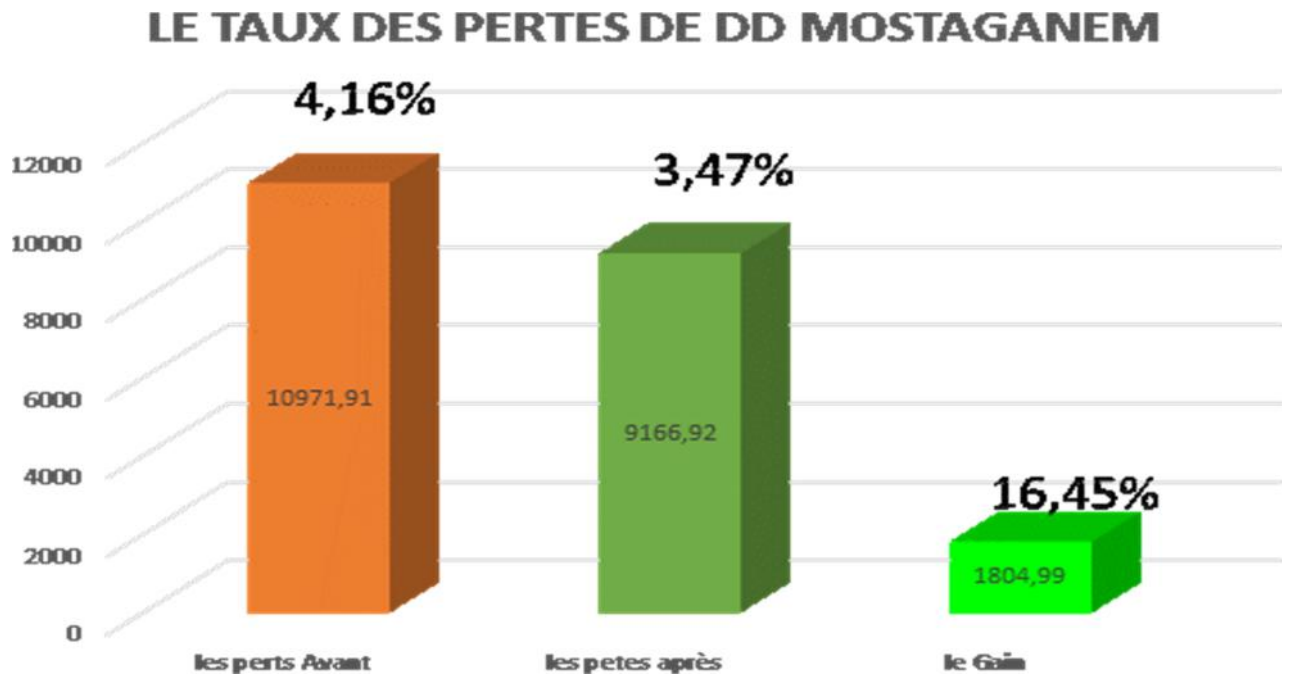


Figure III.16 : Taux global de pertes de la CD Mostaganem ,avant /après Plan HPE 2025 (bilan consolidé en kW)

III.8 Évaluation Économique et Environnementale :

III.8.1 Énergie économisée :

Le gain total en puissance de 1 838 kW (HTA : 1 805 kW + transformateurs : 33 kW) se traduit par une économie d'énergie calculée selon deux hypothèses encadrant l'estimation réelle :

$$\begin{aligned} \text{Énergie pointe} &= \Delta \times T = 1\,838\,k \times 8\,760 \frac{h}{a} = \\ &16\,101 \frac{M}{a} \approx 16,1 \frac{G}{a} (b \quad ha \quad) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Énergie réelle} &= 16101 \times 0,65 = 10466 \text{ MWh/an} \approx 10,5 \text{ GWh/an (facteur} \\ &\text{de charge} \\ &0,65) \end{aligned}$$

La borne haute correspond à une hypothèse théorique où le gain de puissance serait maintenu en continu toute l'année (8 760 heures), ce qui surestime l'économie réelle puisque la PMA ne correspond qu'aux pointes de consommation. L'estimation à facteur de charge 0,65, plus représentative du profil réel de consommation du réseau de distribution, constitue la valeur prudente retenue pour l'évaluation économique et environnementale ci-après.

Mémoire Master 2 — Analyse et minimisation des pertes sur le Réseau HTA de la CD Mostaganem — DD Mostaganem / SONEGGAZ | Chapitre III

III.8.2 Valorisation financière et environnementale :

La conversion de l'énergie économisée en émissions de CO₂ évitées repose sur le facteur d'émission moyen du réseau électrique algérien, estimé à 0,5 kg de CO₂ par kWh produit (valeur représentative du mix énergétique national, très largement dominé par le gaz naturel, cf. section 1.3.3). Ce facteur est appliqué à l'énergie annuelle économisée (10,5 à 16,1 GWh/an selon l'hypothèse de facteur de charge retenue) pour obtenir la masse de CO₂ évitée, elle-même convertie en équivalent arbres plantés sur la base d'une absorption moyenne de 25 kg de CO₂ par arbre et par an.

Tableau III.10 : Synthèse des gains économiques et environnementaux — Plan HPE 2025, CD Mostaganem

Indicateur	Valeur haute	Valeur prudente	Base de calcul
Gain total en puissance	1 838 Kw	1 838 kW	HTA (1 805 kW) + TR (33 kW)
Énergie économisée annuellement	16,1 GWh/an	10,5 GWh/an	Facteurs de charge 1,0 et 0,65
Économie financière annuelle	94,5 MDA/an	61,4 MDA/an	5,87 DA/kWh
Réduction taux de pertes HTA	4,16 % → 3,47 %	4,16 % → 3,47	Tableau 3.2
%			
CO₂ évité annuellement	8 050 t CO ₂ /an	5 233 t CO ₂ /an	0,5 kg CO₂/kWh
Équivalent arbres plantés	≈ 322 000 arbres	≈ 209 000 arbres	25 kg CO₂/arbre/an
OBJECTIF HPE 2025 SONEGGAZ	≤ 3,5 % de pertes HTA	3,47 % ATTEINT	Plan HPE 2025

III.9 Conclusion :

Ce chapitre a présenté l'application complète et rigoureuse de la méthodologie de calcul des pertes techniques au réseau de la CD de Mostaganem, en s'appuyant sur les résultats officiels du logiciel PSS SINCAL et les données réelles du Plan HPE 2025 de SONEGGAZ. Plusieurs cas d'étude ont été analysés en détail, couvrant les principales situations rencontrées dans un réseau de distribution réel. Le premier enseignement est la hiérarchie des solutions : la création d'un nouveau poste source reste de loin l'action la plus efficace (47,6 % du gain total pour le seul PS Aïn Nouissy), suivie par la création de nouveaux départs souterrains pour diviser les départs surchargés. Les actions sur les transformateurs et l'optimisation NO, bien que moins impactantes en valeur absolue, présentent d'excellents ratios gain/investissement et doivent être réalisées en priorité car elles ne nécessitent pas ou peu d'investissement. Le deuxième enseignement de cette étude est la confirmation de la relation quadratique entre le courant et les pertes : les départs cumulant de forts courants et de grandes longueurs (Khadra, Sidi Lakhdar, Kharouba, Relizane) contribuent de manière disproportionnée au total des pertes. Ce constat valide la stratégie HPE 2025, qui concentre 98 % de ses efforts sur ces départs. Le troisième enseignement est l'atteinte de l'objectif SONEGGAZ : le taux de pertes

HTA est ramené de 4,16 % à 3,47 % après HPE 2025, dépassant légèrement l'objectif de 3,5 %. Cela représente une économie d'énergie de 10,5 GWh/an, une économie financière de 61,4 millions de dinars par an, et une réduction de 5 233 tonnes de CO₂ annuellement. Ces résultats illustrent concrètement l'impact économique et environnemental d'une gestion rigoureuse et quantifiée des pertes techniques dans un réseau de distribution.

Conclusion Générale

Conclusion Générale

Conclusion générale :

Ce mémoire de fin d'études s'est attaché à étudier le calcul et la réduction des pertes techniques dans le réseau électrique de distribution, à travers le cas concret du réseau de la concession de distribution (CD) de Mostaganem, exploitée par Sonelgaz-Distribution, dans le cadre du Plan Haute Performance Énergétique (HPE) 2025 du Groupe Sonelgaz.

Le premier chapitre a permis de poser le cadre général indispensable à la compréhension du réseau de distribution : son positionnement au sein de la chaîne électrique algérienne, l'organisation institutionnelle de Sonelgaz, les niveaux de tension normalisés, les structures topologiques d'exploitation, ainsi que les principaux constituants du réseau — postes sources, lignes HTA, postes de transformation HTA/BT et réseau BT. Ce chapitre a également introduit la notion des pertes techniques en distinguant leurs origines physiques.

Le deuxième chapitre a développé, de manière progressive et rigoureuse, la méthodologie complète de calcul des pertes techniques sur les trois segments du réseau de distribution. Les pertes par effet Joule sur les départs HTA ont été établies à partir de la loi de Joule et de la méthode des tronçons, tandis que les pertes à vide et en charge des transformateurs HTA/BT ont été formalisées conformément à la norme CEI 60076-1. Les principales méthodes d'optimisation — déplacement du point Normalement Ouvert, création de nouveaux départs, redimensionnement des transformateurs — ainsi que l'outil de calcul interne PSS SINCAL de Sonelgaz ont également été présentés, constituant le cadre méthodologique de référence pour l'étude de cas du chapitre suivant.

Le troisième chapitre a appliqué cette méthodologie aux données réelles des sept postes sources de la CD Mostaganem. L'analyse du bilan global a révélé une forte asymétrie : trois postes sources critiques (Sidi Ali, Aïn Tedlès et Mosta II) concentrent l'essentiel des pertes du réseau, confirmant que la longueur des départs et les courants de pointe, davantage que la puissance appelée, déterminent le niveau des pertes. L'étude des cas de la mise en service du nouveau poste source d'Aïn Nouissy et de la reconfiguration des départs critiques du poste de Sidi Ali a permis d'illustrer concrètement les leviers d'action disponibles et leur hiérarchie d'efficacité, la création d'un nouveau poste source restant l'action la plus impactante avec 47,6 % du gain total du Plan HPE 2025.

Au terme de cette étude, le taux global de pertes HTA de la CD Mostaganem a été ramené de 4,16 % à 3,47 % grâce aux actions du Plan HPE 2025, dépassant légèrement l'objectif fixé par Sonelgaz. Ce résultat correspond à un gain de puissance de 1 838 kW, à une économie d'énergie estimée à 10,5 GWh par an, à un gain financier d'environ 61,4 millions de dinars algériens par an, ainsi qu'à une réduction d'environ 5 233 tonnes d'émissions de CO₂ annuellement. Ces résultats confirment qu'une démarche méthodique, fondée sur l'analyse physique des pertes et l'exploitation rigoureuse des données patrimoniales du réseau, permet d'identifier avec précision les actions les plus rentables et d'atteindre des objectifs de performance énergétique ambitieux.

Conclusion Générale

Au-delà des résultats chiffrés, ce travail met en évidence l'intérêt d'une approche combinant rigueur théorique et exploitation d'outils de calcul patrimoniaux tels que PSS SINCAL pour la gestion technique des réseaux de distribution. Plusieurs perspectives peuvent être envisagées pour prolonger cette étude : l'intégration de mesures de courant individualisées par départ afin d'affiner le facteur de puissance utilisé dans les calculs, l'extension de l'analyse aux pertes non techniques (commerciales), ainsi que l'étude de l'impact de l'intégration des énergies renouvelables décentralisées sur le profil des pertes du réseau de distribution de la CD de Mostaganem.

Liste des abréviations

Liste des abréviations

Abréviation	Signification
AFNOR	Association Française de Normalisation
BT	Basse Tension
CD	Concession de Distribution
CEI	Commission Électrotechnique Internationale
CREG	Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz
DD	Direction de Distribution
GWh	Giga watt heure
HPE	Haute Performance Énergétique
HT	Haute Tension
HTA	Haute Tension de catégorie A (Moyenne Tension)
IEA	International Energy Agency (Agence Internationale de l'Énergie)
kV /kVA /kVAR /kW/ kWh	Kilo volt /kilo volt ampere /kilo volt ampere réactif /kilo watt /kilo watt heure
MWh	Méga watt heure
NO	(Point)Normalement Ouvert
ONS	Office National des Statistiques
PMA	Puissance Maximale Appelée
PS	Poste Source
PSSINCAL	Système d'Aide au Calcul (outil interne Sonelgaz)
THT	Très Haute Tension
cosφ	Facteur de puissance

Références bibliographiques

Références bibliographiques :

- [1] AFNOR, NFC 11-201 : Réseaux de distribution publique d'énergie électrique, Paris, 1996.
- [2] BOULAKHBAR M., OUALI M., « Optimisation des pertes dans les réseaux de distribution par reconfiguration », Revue des Énergies Renouvelables, Vol. 19, N° 4, pp. 637-647, 2016. ISSN : 1112-2242.
- [3] Comité Électrotechnique International (CEI), Norme CEI 60038 — Tensions normales de la CEI, Genève, 2009.
- [4] Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (CREG), Rapport annuel d'activité de la Distribution de l'électricité, Alger, 2018-2023. En ligne : www.creg.gov.dz
- [5] Commission Électrotechnique Internationale, CEI 60076-1 : Transformateurs de puissance — Partie 1 : Généralités, IEC, Genève, 3e éd., 2011. ISBN : 978-2-88912-404-3.
- [6] Concession de Distribution de Mostaganem / Direction de Distribution de Mostaganem, Division Planification Électricité et Gaz, SONELGAZ, Calcul des pertes techniques sur le réseau de distribution de la CD de Mostaganem, document interne, Sonelgaz-Distribution, Mostaganem, 2024-2025.
- [7] DEMETZ-NOBLAT B., DUMAS F. et THOMASSET G., « Cahier technique n°158 — Calcul des courants de court-circuit », Schneider Electric, 2005.
- [8] DUGAN R.C., MCGRANAGHAN M.F., SANTOSO S., BEATY H.W., Electrical Power Systems Quality, McGraw-Hill, 3e éd., 2012. ISBN : 978-0-07-176155-0.
- [9] DUPRAZ J.-P., Postes de transformation à haute tension : conception et exploitation, Éditions Eyrolles, Paris, 2011.
- [10] GLOVER J.D., SARMA M.S., OVERBYE T.J., Power System Analysis and Design, Cengage Learning, 6e éd., Boston, 2017. ISBN : 978-1-305-63213-4.
- [11] GONEN T., Electric Power Distribution Engineering, 3e édition, CRC Press, Boca Raton, 2014.
- [12] GUILLOT A., « Pertes dans les réseaux de distribution HTA et BT : méthodes de calcul et leviers de réduction », Revue Générale de l'Électricité, vol. 112, n° 4, pp. 45-58, 2009.
- [13] HADJSAID N. et SABONNADIÈRE J.-C., Smart Grids, ISTE Éditions / Wiley, Londres, 2012.
- [14] HAMANE M., NECAIBIA A., « Calcul des pertes techniques et étude d'impact économique sur le réseau de distribution de Tizi-Ouzou », Revue des Énergies Renouvelables, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou (UMMTO), 2019.

Références bibliographiques

- [15] IEA (International Energy Agency), Reducing Technical and Non-Technical Losses in the Power Sector, Working Paper, Paris, 2014. [16] JOULE J.P., « On the Heat evolved by Metallic Conductors of Electricity », Philosophical Magazine, Series 3, Vol. 19, pp. 260-277, 1841.
- [17] KERSTING W.H., Distribution System Modeling and Analysis, 4e édition, CRC Press, Boca Raton, 2017. ISBN : 978-1-4987-7225-8.
- [18] KULKARNI S.V., KHAPARDE S.A., Transformer Engineering: Design, Technology, and Diagnostics, CRC Press, 2e éd., 2013. ISBN : 978-1-4398-5377-1.
- [19] LACROIX G., « Distribution de l'énergie électrique », Techniques de l'ingénieur, traité Génie Électrique, D 4 750, Paris, 2008.
- [20] MERLIN A., BACK H., « Search for a Minimal-Loss Operating Spanning Tree Configuration in an Urban Power Distribution System », Proceedings of the 5th PSCC, Cambridge, UK, pp. 1-18, 1975.
- [21] Ministère de l'Énergie et des Mines, Bilan énergétique national de l'Algérie, Alger, 2024. [22] NEXANS, Catalogue Câbles Énergie Haute Tension, NFC 33-209, éd. 2019. En ligne : www.nexans.fr
- [23] Office National des Statistiques (ONS), Annuaire statistique de l'Algérie, Alger, 2024.
- [24] PERICAUD J., « Réseaux de distribution électrique : structures et exploitation », Techniques de l'ingénieur, D 4 210, Paris, 2010.
- [25] SCHLABBACH J. et ROFALSKI K.-H., Power System Engineering: Planning, Design, and Operation of Power Systems and Equipment, 2e édition, Wiley-VCH, Weinheim, 2014.
- [26] SÉGUIER G., LABRIQUE F., Électronique de puissance, Dunod, 9e éd., Paris, 2011. ISBN : 978-2-10-055744-6.
- [27] SONELGAZ, Plan Haute Performance Énergétique (HPE) 2025, Direction Générale SONELGAZ, Alger, 2023.
- [28] SONELGAZ, Rapport annuel d'activité, Groupe Sonelgaz, Alger, 2024-2025.
- [29] SONELGAZ, « Historique du Groupe Sonelgaz », site institutionnel officiel, www.sonelgaz.dz, consulté en 2026.
- [30] SONELGAZ-DISTRIBUTION, « Présentation et organisation », www.sonelgaz.dz, consulté en 2026. [31] Techniques de l'Ingénieur, Réseaux de distribution d'énergie électrique, Référence D4210, Paris, 2015. En ligne : www.techniques-ingenieur.fr
- [32] CIGRE Working Group C6.19, Planning and Optimization Methods for Active Distribution Systems, Technical Brochure, 2014.

Références bibliographiques

[33] IEEE Std 1366-2022, Guide for Electric Power Distribution Reliability Statistics, IEEE, 2022.

[34] Wilaya de Mostaganem, Direction de l'Énergie et des Mines, Rapport annuel du secteur électrique, 2021. En ligne : wilaya-mostaganem.dz

[35] CEI 60287-1-1:2006, Câbles électriques — Calcul du courant admissible, IEC, Genève, 2006.