

*REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE ABDERAHMANE MIRA BEJAIA
FACULTE DE TECHNOLOGIE
DEPARTEMET DE GENIE ELECTRIQUE
OPTION : RESEAUX ELECTRIQUES*



Mémoire de Fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme de Master II
en Electrotechnique
Option : Réseaux Electriques

THEME

*ELABORATION D'OUTILS DE PLANIFICATION
EN VUE DE L'OPTIMISATION DES
INVISTISSEMENTS DANS LES RESEAUX
ELECTRIQUES EN ALGERIE*

Réalisé par :

M^{lle}: LAIB FARAH

Mr: AMRAOUI FATAH

Encadré par :

Mr: A. BOUZIDI

Année universitaire : 2016/2017

Remerciement

On tient tout d'abord à remercier le bon Dieu le tout puissant et miséricordieux, qui nous a donné la force, la volonté et la patience d'accomplir ce modeste travail.

Nous exprimons nos profonds remerciements et tous nos respects pour nos très chers parents, qui nous ont éduqué, encadré et soutenu par tous les moyens, jours après jours, depuis notre naissance jusqu'à ce jour là.

Nos sincères remerciements pour notre promoteur Mr A.BOUZIDI pour ses précieux conseils et ses aides durant toute la période du travail.

Nos vifs remerciements vont également aux membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre travail en acceptant d'examiner notre mémoire et de l'enrichir par leurs recommandations.

On tient à remercier toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin au bon acheminement de ce travail.

Dédicace

Je dédie ce projet de fin d'études

Aux deux êtres les plus chers, mes parents

"Fousef & Rezkia"

Tous les mots du monde ne sauraient exprimer l'immense amour que je vous porte, ni la profonde gratitude que je vous témoigne pour tous les efforts et les sacrifices que vous n'avez jamais cessé de consentir pour mon instruction et mon bien-être. C'est à travers vos encouragements que j'ai opté pour la réussite dans mes études, et c'est à travers vos critiques que je me suis réalisée. J'espère avoir répondu aux espoirs que vous avez fondés en moi.

Je vous rends hommage par ce modeste travail en guise de ma reconnaissance éternelle et de mon amour infini. Que Dieu tout puissant vous garde et vous procure santé, bonheur et longue vie pour que vous demeuriez le flambeau illuminant le chemin de vos deux filles.

A ma seule et unique sœur, la prunelle de mes yeux "Oylia"

Je ne peux exprimer à travers ses lignes tous mes sentiments d'amour et de tendresse envers toi petite sœur, j'espère que je t'ai servi de bon exemple pour faire mieux que moi. Je te souhaite une vie pleine de réussite, de santé et de bonheur.

A la mémoire de mon grand père "Ahcen"

Le destin ne nous a pas laissé le temps pour jouir de ce bonheur ensemble et de t'exprimer tous mes remerciement pour ta phrase magique qui m'a permis de suivre ce chemin et d'arriver jusqu'à la fin. Quisse Dieu tout puissant t'accorder sa clémence, sa miséricorde et t'accueillir dans son vaste paradis.

A tous ceux qui ont vécu avec moi les pires moments de ma vie.

Farah

Dédicace

Je dédie ce modeste travail

A la mémoire de mon père

À l'être la plus chers à mon cœur,

Ma mère, qui ma toujours cru en moi et encouragées.

A mes sœurs Lila et Karima

A mes frères: Samir et Nabil

A toute ma famille

A tous mes amis A tous mes professeurs

Fatah

Sommaire

Introduction générale..... 1

Chapitre I

Conduite et planification des réseaux électriques

I.1. Introduction..... 4

I.2. Centres de conduite..... 4

I.3. Planification 7

 I.3.1. Définition 7

 I.3.2. Types de planification..... 7

 I.3.3. Horizon de la planification..... 8

 I.3.4. Etapes de la planification 8

 I.3.5. Données normatives de la planification 9

 I.3.6. Critères de planification 10

 I.3.7. Objectifs de la planification 11

I.4. Prévisions..... 11

 I.4.1. Définition 11

 I.4.2. Horizon de la prévision 11

 I.4.3. Méthodes prévisionnelles..... 12

 I.4.4. Caractéristiques de prévision 13

I.5. Gestion des réseaux électriques 14

 I.5.1. Gestionnaires et opérateurs du réseau électrique 14

 I.5.2. Coordination entre gestionnaires du réseau 14

 I.5.3. Gestion des échanges internationaux 14

 I.5.4. Gestion de la réserve du parc de production d'électricité 15

 I.5.5. Gestion des aléas: règle de N-K..... 15

 I.5.6. Gestion du plan de tension..... 16

I.6. Conclusion 16

Chapitre II

Eléments principaux d'un système électrique

II.1 Introduction 17

II.2. Production d'énergie électrique..... 17

II.3. Principaux acteurs du marché de production de l'électricité en Algérie..... 27

 II.3.1. Producteurs 27

 II.3.2. Distributeurs 28

 II.3.3. Clients 29

II.4. Capacité de production et potentialités en énergie électrique	29
II.5. Losses de transformation	31
II.5.1. Définition.....	31
II.5.2. Types de poste	31
II.6. Lignes électriques	32
II.6.1. Lignes aériennes	32
II.6.2. Câbles souterrains.....	33
II.7. Protection des réseaux électriques.....	34
II.8. Equipements de communication.....	35
II.8.1. Ligne bifilaire	35
II.8.2. Câble coaxial	36
II.8.3. Fibre optique.....	36
II.9. Conclusion.....	37

Chapitre III

Prévision de la demande et évolution de la consommation d'énergie électrique en Algérie

III.1. Introduction	38
III.2. Consommation de l'énergie électrique	38
III.2.1. Prévision de la demande.....	38
III.2.2. Solution technique adoptée à la prévision de la consommation électrique.....	39
III.2.3. Concepts de base des prévisions.....	40
III.2.4. Méthodes de prévision.....	40
III.2.5. Mesure de la consommation.....	41
III.3. Paramètres influençant la consommation d'électricité	41
III.3.1. Météorologie	41
III.3.2. Activité économique.....	42
III.3.3. Horaire légal	42
III.3.4. Evénements exceptionnels	42
III.3.5. Effet ramadhan	42
III.4. Stratégie de développement du secteur de l'électricité en Algérie	43
III.4.1 Evolution de la consommation d'électricité en Algérie	43
III.4.2. Programme d'investissement	46
III.5. Conclusion.....	47

Chapitre IV

Les modèles de planification

IV.1. Introduction.....	48
-------------------------	----

IV.2. Planification de production sans pertes.....	48
IV.2.1. Description du problème	48
IV.2.2. Formulation Mathématique.....	49
IV.2.3. Organigramme de la planification de production sans pertes	54
IV.3. Planification de la production avec pertes	55
IV.3.1. Description du problème	55
IV.3.2. Formulation Mathématique.....	57
IV.3.3. Organigramme de La planification de production avec pertes	59
IV.4. Planification de l'expansion des postes	60
IV.4.1. Description du problème	60
IV.4.2. Formulation Mathématique.....	60
IV.4.3. Organigramme de La méthode de planification de l'expansion des postes.....	66
IV.5. Conclusion	67

Chapitre V

Application et résultats

V.1. Introduction	68
V.2. Planification de la production sans pertes	68
V.2.1. Application 1	69
V.2.2. Résultats	70
V.2.3. Interprétation des résultants.....	71
V.2.4. Application 2	71
V.2.5. Résultats	72
V.2.6. Interprétation des résultants.....	73
V.3. Planification de la production avec pertes.....	73
V.3.1. Application	74
V.3.2. Résultats	77
V.3.3. Interprétation des résultants.....	77
V.4. Planification d'expansion des postes	78
V.4.1. Application	78
V.4.2. Résultat.....	81
V.4.3. Interprétation des résultats.....	84
V.5. Conclusion.....	85
Conclusion générale	86

Liste des figures

Figure I.1 Méthodes de prévisions	13
Figure II.1 Conversion d'énergie	18
Figure II.2 Centrale thermique à flamme	19
Figure II.3 Centrale thermique Nucléaire	20
Figure II.4 Schéma d'une centrale hydraulique	22
Figure II.5 Turbine Eolienne	23
Figure II.6 Panneaux Solaires Photovoltaïque	24
Figure II.7 Centrale solaire thermodynamique	25
Figure II.8 Géothermie basse énergie	26
Figure II.9 Centrale diesel	26
Figure II.10 Puissance installée par producteur d'électricité	28
Figure II.11 Puissance installée par type d'équipement	28
Figure II.12 Ligne bifilaire	36
Figure II.13 Câble coaxial	36
Figure II.14 Fibre optique	37
Figure III.1 Evolution de la production et de la consommation d'électricité en Algérie	45
Figure III.2 Interconnexions internationales existantes	46
Figure V.1 Architecture du réseau étudié	74
Figure V.2 Localisation des postes candidats sélectionnés	83
Figure V.3 Localisation des postes candidats non-sélectionnés	83
Figure V.4 Localisation des accès charge	84
Figure V.5 Postes et les accès charges sélectionnées ainsi que le réseau aval	84

Liste des tableaux

Tableau II.1 Centrales de production nationale et leurs capacités	29
Tableau III.1 Répartition de la Clientèle et le taux de consommation par niveau de tension et par Wilaya	43
Tableau V.1 Données des centrales.....	69
Tableau V.2 Données complémentaires.....	70
Tableau V.3 Données des centrales.....	72
Tableau V.4 Données des accès	75
Tableau V.5 Données des lignes	75
Tableau V.6 Données des accès candidats	76
Tableau V.7 Données des lignes	79
Tableau V.8 Données des postes.....	80

Introduction
générale

Introduction générale

Le secteur de l'énergie et notamment le secteur électrique est le nerf de l'économie d'un pays dans le sens où son essor conditionne l'essor du développement et de la croissance sociale et démographique d'une nation. Aujourd'hui l'électricité étant un bien de consommation indispensable non stockable. L'offre doit pouvoir satisfaire la demande à tout moment, on peut dire alors que le réseau électrique est piloté par la consommation des activités sociales, économiques et industrielles. Une adéquation est nécessaire entre les capacités de production et les réseaux de transport et de distribution disponibles à moyen et à long terme, d'une part, et l'évolution de la demande future d'électricité, d'autre part. [1]

La planification des réseaux électriques consiste à prévoir les nouvelles centrales de production, les différentes extensions du réseau ainsi que le dimensionnement des ouvrages tels que les lignes, les transformateurs et les postes. Les centrales de production sont réalisées en considérant les ressources énergétiques qui sont riches et variées vu l'étendue géographique et climatique de notre pays. La planification du réseau électrique prend en compte un certain nombre d'objectifs qui doivent être optimisés simultanément et qui sont souvent contradictoires. Ces objectifs comprennent d'une part la minimisation des coûts d'exploitation (les pertes dans les lignes) et des coûts d'investissement (réalisation d'ouvrages), d'autre part l'amélioration de la fiabilité, la sécurité des personnes et des biens, la qualité et la continuité de fourniture et la considération de multiples facteurs environnementaux. [2]

Le planificateur doit faire face à un problème d'optimisation en tenant compte des différentes contraintes techniques. Les coûts d'investissements élevés ont encouragé le développement de méthodes robustes et flexibles pour la planification des réseaux électriques.

La forte interdépendance des éléments du réseau impose la séparation des réseaux de transport et de distribution, cela permet de traiter le problème de planification indépendamment et de prendre les décisions de chaque sous problème séparément. Ces dernières doivent être cohérentes afin d'éviter les erreurs dans les études de planification qui peuvent conduire à des décisions erronées et à des pertes financières considérables. En conséquence, il est nécessaire de tenir compte des incertitudes et des facteurs aléatoires dans les calculs d'évaluation du réseau à long terme. Ainsi, il est nécessaire de développer de nouveaux outils pour la planification avec des méthodes mathématiques qui tiennent compte

de toutes les incertitudes des variables électriques sociales, économiques et industrielles et leurs conséquences sur le réseau électrique. [3]

Notre étude est portée sur la réalisation d'outils de planification des réseaux électriques. L'application des programmes issus de différents modèles de planification sur des cas réel, vont aider le planificateur dans sa prise de décision. Dans ce contexte, nous allons réaliser trois programmes de planification; le premier concerne la planification de la production sans tenir compte des pertes, le deuxième concerne la planification de production en tenant compte des pertes et des positions géographiques des centrales de production et le troisième concerne la planification de l'expansion des postes où on a défini Les capacités d'expansion, l'emplacement et les tailles des nouveaux postes.

Dans le premier chapitre nous avons présenté les principaux aspects de l'organisation de la conduite des réseaux électriques, ainsi que les différents concepts de la planification et des prévisions qui sont indispensables pour évoluer à une bonne planification et une gestion rigoureuse de réseau électrique. Un intérêt particulier a été accordé dans ce chapitre au réseau électrique Algérien.

Dans le deuxième chapitre on a rappelé les éléments essentiels composants le réseau électrique, en mettant l'accent sur les aspects nécessaires à la planification, cela concerne les centrales de production, les postes électriques et les lignes de transport.

Le troisième chapitre est consacré à un élément très important et indispensable à tout type de planification, la quantité et la précision de cette dernière en dépende. Nous avons abordé sans à profondeur, les différents aspects de la prévision; type de prévision, horizon de prévision et les méthodes de prévision. La qualité de prévision dépend des données de consommation, de leur type, de leur étendue et leur exactitude. Nous nous sommes intéressés dans ce chapitre à l'évolution de la consommation de l'énergie électrique en Algérie. Nous allons voir sa répartition par wilaya et par niveau de tension aussi que les paramètres qui l'influencent.

Dans le quatrième chapitre on a décrit trois modèles de la planification de production; le premier concerne l'expansion de la production où les pertes dans les lignes de transmission sont négligées, le deuxième concerne toujours la production mais en tenant compte des pertes dans les lignes de transmission et le troisième c'est la planification d'expansion des postes. La formulation mathématique de chaque modèle a été développée, cela consiste en général à

minimiser une fonction objective tout en prenant en considération différentes contraintes d'égalité et d'inégalité.

Dans le cinquième et dernier chapitre on a simulé sur différents cas, les trois programmes de planification réalisés selon le modèle vu au chapitre IV. On a présenté l'application des programmes, les résultats ainsi que leurs interprétations.

Nous terminons notre travail par une conclusion générale.

Chapitre I

**Conduite et planification des
réseaux électriques**

I.1. Introduction

Les investissements dans le secteur de l'énergie et notamment le secteur électrique jouent le rôle de locomotive de développement dans la sphère économique d'un pays tout entier. A ce niveau la conduite et la planification des réseaux électriques suivent un processus de plusieurs étapes. Elles comprennent des calculs de base et des analyses qui permettent la prise de décision.

Le réseau électrique doit assurer la gestion dynamique par le biais de la planification. Cette dernière englobe tout les problèmes de gestion de l'ensemble production, transport et consommation, tout en mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'électricité qui n'est pas une tâche facile. Le système électrique est soumis en permanence à différents aléas qui pèsent sur lui, des marges de sécurité sont prises systématiquement, depuis la production jusqu'à l'exploitation. On dimensionne le système pour qu'il puisse résister à un certain nombre d'événements (critère n-1 par exemple).

Dans ce chapitre on va parler sur les différents niveaux des centres de conduite en Algérie et leurs systèmes informatiques, nous allons aussi illustrer les principaux concepts de la planification et de la gestion des réseaux électriques ainsi que les prévisions qui sont indispensables à l'étude de planification.

I.2. Centres de conduite

La conduite de l'ensemble production-transport peut être considérée comme un système bouclé, c'est-à-dire un ensemble de prises d'informations, de décisions et d'actions permettant d'assurer, à chaque instant, la fourniture d'énergie électrique dans les meilleures conditions de sécurité, d'économie et de qualité du produit.

♣ Centres de conduite en Algérie

La taille et la complexité du système électrique justifient une organisation hiérarchisée des fonctions de surveillance et de commande et impliquent quatre niveaux de conduite:

a) Niveau national

Le centre de conduite national assure le dispatching national qui surveille et pilote le réseau 24h/24 et 7j/7 depuis la salle de commande et dont les missions essentielles en temps réel sont:

- L'équilibre production-consommation.
- La gestion du plan de tension sur le réseau 400 kV "autoroutes de l'électricité".
- Respect de transits de courant sur les lignes 400 kV.
- La gestion des échanges aux frontières.
- La gestion des aléas.
- Le régime dégradé.

Le dispatching national est équipé de systèmes informatiques assurant l'acquisition et le traitement des informations en provenance des installations de puissance (postes et centrales) qui sont:

- ❖ Le système informatique de conduite principal SNC (Système National de Conduite) qui lui permet d'exercer les trois fonctions fondamentales suivantes:
 - ✓ L'analyse primaire.
 - ✓ L'analyse secondaire.
 - ✓ Le réglage secondaire fréquence-puissance.
- ❖ L'animateur du Synoptique National qui assure l'animation du tableau synoptique permettant la représentation nodale du réseau 400 kV, le panneau synoptique, ou la carte du réseau avec les principales informations donne une vision synthétique du système; cet affichage est aussi un outil de coordination des opérateurs en cas d'incident important.
- ❖ Le terminal du Système d'Alerte et de Sauvegarde (SAS) qui permet de préserver ou de sauvegarder le système électrique, lors d'une situation critique ou dans certaines situations d'incidents du système production-transport, les règles qui sont en cours d'application en situation normale peuvent être suspendues par les dispatchers et/ou complétées par l'émission d'ordres automatiques au moyen de l'outil SAS. Ces ordres doivent être exécutés sans discussion ni retard, dans la mesure où ils ne contreviennent pas aux obligations de sécurité vis-à-vis des personnes et des biens.

Le Système d'Alerte et de Sauvegarde (SAS) comprend:

- Un ensemble de messages/ordres prédéfinis dont les actions attendues sont décrites dans les règles Générales d'Exploitation du SAS.
- Un système de transmission spécifique de ces messages/ordres associé à l'outil SAS incluant en particulier des terminaux informatiques.

- Des liaisons téléphoniques directes sont disponibles en permanence vers les dispatchings régionaux et étrangers.

b) Niveau régional

Les centres de conduite régionaux assurent les dispatchings régionaux, qui surveillent et pilotent le réseau 24h/24 et 7j/7 depuis la salle de commande et dont les missions essentielles sont:

- La surveillance des transits sur les réseaux 225 kV, 90 kV et 63 kV de leur zone d'action.
- La maîtrise de la topologie du réseau HTB.
- Le pilotage de la tension par zone.
- La préparation quotidienne de différents scénarios de répartition, au cas où une ligne serait indisponible.
- La réorientation, dès que nécessaire, des flux sur d'autres lignes en respectant les règles de sécurité.

Les dispatchings régionaux ont aussi une fonction de surveillance et de transmission d'ordres pour le compte du dispatching national car ce sont eux qui sont directement en lien avec les centrales de production de leurs régions et qui réalisent par télécommande les manœuvres sur l'ensemble des réseaux de transport de leurs régions (y compris le réseau 400kV, sur instructions du dispatching national qui est le seul pilote de ce réseau).

Les dispatchers régionaux bénéficient d'une vue beaucoup plus concrète sur certains problèmes locaux que le dispatching national.

Les dispatchings régionaux sont dotés:

- ❖ D'un système informatique de conduite principal: ou Système Informatique Régional de Conduite, qui assure les analyses primaires et secondaires identiques à celles du Système National de Conduite (SNC).
- ❖ D'un animateur de tableau synoptique donnant une vision simplifiée du réseau. La vision détaillée est fournie par les terminaux des ordinateurs de conduite, qui permettent une supervision de chaque ouvrage.
- ❖ Le réseau de transport est télécommandé depuis les dispatchings régionaux, par désignation directe sur les images de postes affichées sur les terminaux informatiques. Divers contrôles, permettant de filtrer les fausses manœuvres (ouverture en charge de sectionneurs...), sont effectués.
- ❖ D'un terminal du système d'alerte et de sauvegarde (SAS)

- ❖ D'une platine de pilotage des régulateurs de tension, qui assurent la fonction de Réglage Secondaire de Tension vis-à-vis des groupes de production de chaque zone.
- ❖ Des liaisons téléphoniques avec les centrales permettent de leurs transmettent les ordres de modification de leurs programmes, la télécommande des postes de transport.

c) Niveau intermédiaire

Le centre de conduite intermédiaire assure la conduite des installations de transport. Il est constitué de groupements de Postes, chaque groupement de postes peut télécommander directement plusieurs postes asservis (télécommandés) et exécuter les instructions des centres de conduites.

d) Niveau local

Le centre de conduite locale est situé dans chaque poste de transport, peut assurer la surveillance et la conduite des installations en ultime secours ou dans certaines phases de travaux.

I.3. Planification

I.3.1. Définition

La planification est l'art de décider judicieusement et suivant un plan préétabli des investissements nécessaires pour faire face à la demande d'électricité et/ou à réaliser la politique d'un pays ou de plusieurs pays concernant le secteur électrique. [1]

La planification des réseaux électriques désigne l'ensemble des moyens mis en œuvre pour anticiper les évolutions du réseau nécessaires à l'acheminement de l'électricité au moindre coût pour la société dans les conditions optimales de sécurité, de qualité et d'impact environnemental. [2]

I.3.2. Types de planification

a) Planification sortie de terre

Si le réseau est entièrement nouveau, le développement des infrastructures nationales est basé sur des plans d'investissement décennaux qui ont pour objectif d'anticiper les évolutions de production, de consommation et de satisfaire la demande d'énergie.

b) Extension de réseau

L'extension de réseau s'aligne sur une vision à moyen et à long terme, basée sur le réseau existant. Dues aux incertitudes d'une planification à long terme, différents scénarios sur l'évolution possible de la demande et de la production sont à analyser. Des cas d'utilisation extrêmes des réseaux projetés sont considérés (Worst-case scenarios). Les résultats doivent comporter une marge suffisante dans les différents cas d'utilisation. [3]

c) Planification opérationnelle

La planification opérationnelle se focalise sur des travaux d'entretien à moyen et à court terme (hebdomadaire ou journalière) et des travaux à proximité des ouvrages. [3]

d) Gestion opérationnelle du réseau

L'adéquation de la charge, des injections des installations de production, des injections des réseaux limitrophes et des flux de transit sont à garantir en fonction des différentes configurations du réseau. [3]

I.3.3. Horizon de la planification

Le choix de l'horizon a de grandes répercussions sur les décisions d'investissement: un horizon court pourra plaider en faveur d'une option moins onéreuse en investissement, par contre un horizon lointain pourra justifier la mise en place des solutions d'attentes souvent désignées à la « pré-électrification » pour les localités programmées tardivement. [1]

En fonction des objectifs recherchés, la planification peut être séparée en deux principales étapes:

Les investissements à court et moyen terme sur un délai de cinq ans comprennent des projets déjà planifiés ou autorisés; par contre les concepts et les études à long terme sur un horizon dépassant en général dix ans et plus comprennent tous les projets futurs, autorisés ou non.

Les études à long terme sont basées sur l'évolution de la charge, des installations de production et les impacts énergétiques, la répartition géographique de la charge ainsi que des études de simulation des réseaux. [3]

Dans le cas d'un problème à court terme, des calculs technico-économiques simples permettent de trouver les solutions adaptées. Par contre à long terme, il faut mettre en place des schémas directeurs de développement du réseau électrique. [4]

I.3.4. Etapes de la planification

La planification peut être décomposée en cinq étapes: [5]

a) Diagnostic de l'existant

Il s'agit de faire l'état des lieux des éléments du réseau actuel comme les postes de transformations, les lignes, ainsi que l'ensemble des nouveaux clients. Alors une analyse externe est effectuée pour évaluer la sensibilité des clients aux facteurs environnementaux. Tous les problèmes rencontrés par le réseau seront intégrés dans les objectifs de la planification.

b) Prévision de la consommation

Avant toute planification on doit évaluer la consommation et la production sur le réseau à l'aide des informations adéquates pendant une période d'étude.

c) Construction de la cible long terme

Elle est construite grâce au diagnostic du réseau existant et des prévisions d'évolution. La cible long terme (projet visé) dépend surtout des grands choix techniques et du budget disponible et l'élément le plus structurant dans cette dernière est le choix de l'architecture et les orientations structurelles du réseau électrique.

d) Etablissement des réseaux intermédiaires

Un ensemble de stratégies cohérentes est défini pour passer du réseau initial à la cible long terme. Pour chacune d'elle, une analyse technico-économique est effectuée afin de déterminer le coût et la date de réalisation optimale de chaque opération. Le bilan économique actualisé peut ainsi être réalisé et la stratégie la plus économique est choisie.

e) Passage de la cible théorique à la cible pratique

Une durée d'étude moyenne est fixée, entre cinq et dix ans. La cible pratique est la cible théorique pour laquelle le coût et les indices de fiabilité sont évalués pour une période de dix ans. Avant d'arriver au terme de cette période, en fonction de l'évolution des hypothèses de planification, la cible long terme est réévaluée, ainsi que la stratégie des réseaux intermédiaires pour l'atteindre.

I.3.5. Données normatives de la planification

Pour effectuer une bonne planification on a besoin de:

- L'historique d'énergie et de puissance.

- Prévisions d'énergie et de puissance.
- Données des groupes de production d'électricité.
- Données des installations des autres utilisateurs.

I.3.6. Critères de planification

a) Contraintes techniques [5]

- ❖ Le premier paramètre de dimensionnement des éléments du réseau électrique est la puissance de court-circuit qui provoque des échauffements et des dégradations dus aux éventuels défauts
- ❖ Les contraintes en courant et en tension dans les nœuds et lignes du réseau dépendent des puissances consommées et injectées sur le réseau et des caractéristiques des lignes qui sont en fonction des conducteurs utilisés et de leurs longueurs.
- ❖ Le nombre et la durée des coupures ainsi que l'énergie totale non desservie au moment des interruptions.

b) Qualité de l'énergie et les principaux facteurs qui la définissent

La vente de l'énergie électrique repose sur la qualité de la marchandise car le consommateur ne demande pas seulement d'être raccordé au réseau, mais il demande aussi une certaine qualité pour un usage bien particulier qu'il veut en faire. [5]

Les principaux facteurs qui définissent la qualité de l'énergie [4]

- La constance de la mise à disposition de l'énergie électrique.
- La constance de la tension.
 - Variation lente
 - Rapide (flicker ou papillotement)
 - Creux de tension
- La constance de la fréquence.
- La pureté de l'onde (harmoniques).
- Le débâcle de tensions polyphasées: apparition de tension inverse ou homopolaire.
- Stabilité à court, moyen et long terme.

c) Fiabilité de l'alimentation

L'énergie électrique doit être fournie aux clients en respectant des normes de qualité mais également des objectifs de fiabilité. Les "interruptions de courant" doivent être aussi

rare que possible et il faut à tout prix éviter les coupures longues. La conduite de l'alimentation électrique dépend globalement d'une part de la disponibilité et la fiabilité de l'ensemble des éléments composant le système (production-transport-distribution: centrales, transformateurs, lignes, disjoncteurs, protections etc.), et d'autre part, de la superposition plus ou moins aléatoire des consommations individuelles, influencées elles même par les facteurs climatiques, conjoncturels etc. [6]

I.3.7. Objectifs de la planification

L'objectif principal d'une planification des réseaux est de développer à moyen et long terme le réseau de manière à garantir un fonctionnement sûr de ce dernier. Les aspects suivants sont à considérer: [7]

- Les moyens financiers accordés par le régulateur.
- Les délais d'obtention des autorisations administratives.
- Stabilité du réseau.
- La sécurité d'approvisionnement des clients finaux.
- La sécurité des réseaux transfrontaliers.
- La sécurité des personnes et des biens.
- Le respect des contraintes environnementales et du développement durable.

I.4. Prévisions

Toute planification doit être précédée par une étude de prévision comme on l'a déjà vu dans les étapes de la planification, il n'y a pas de planification sans prévisions.

I.4.1. Définition

Les prévisions sont des éléments de base qui servent à coordonner les différents départements d'une compagnie. Lorsque tous les départements utilisent la même prévision dans la planification de leur travail, ils se préparent au même futur et leurs efforts sont coordonnés.

Il est donc important que ces derniers fassent leur planification en se basant sur les mêmes hypothèses en ce qui concerne l'avenir. [8]

I.4.2. Horizon de la prévision

L'horizon de la prévision se décompose en trois termes selon la demande qui influence sur plusieurs aspects de l'entreprise aussi bien au niveau des opérations journalières que des décisions stratégiques.

a) Court Terme

Généralement mesuré en jours ou en semaines et peut aller jusqu'à un an. Au niveau opérationnel, la demande peut amener à déterminer le créneau du travail et elle influe également les fonctions d'approvisionnement, d'expédition et de réception.

b) Moyen Terme

Généralement mesuré en années et peut aller jusqu'à 10 ans. A ce niveau, la demande à un impact sur les stocks de sécurité et sur les contrats avec les clients et les fournisseurs et les prévisions permettent une planification agrégée de la production.

c) Long Terme

Peut aller jusqu'à 20 ans ou plus. Les prévisions de la demande permettent de prendre des décisions stratégiques concernant:

- La planification du capital.
- La structure du réseau de création de valeur.
- La localisation et la mission des unités d'affaires.
- Les stratégies de pilotage des réseaux de production et de distribution.

Une entreprise peut avoir plusieurs prévisions, chacune ayant un horizon de planification différent. Cela permet aux gestionnaires de les utiliser pour prendre des décisions fondées sur des délais d'exécution différents. Il est important que les décisions à court terme doivent mener vers les objectifs établis par les décisions à long terme. [8]

I.4.3. Méthodes prévisionnelles

❖ Méthodes qualitatives:

Les méthodes qualitatives sont basées sur le jugement humain.

❖ Méthodes quantitatives

Les méthodes quantitatives sont générées à partir de modèles mathématiques et économétriques, en se basant sur plusieurs variables qui sont utilisées pour expliquer la variation de la demande comme les modèles cause-effet.

Alors que les séries chronologiques n'utilisent que le temps comme variable ayant une influence sur la demande (utilisation des valeurs historiques).

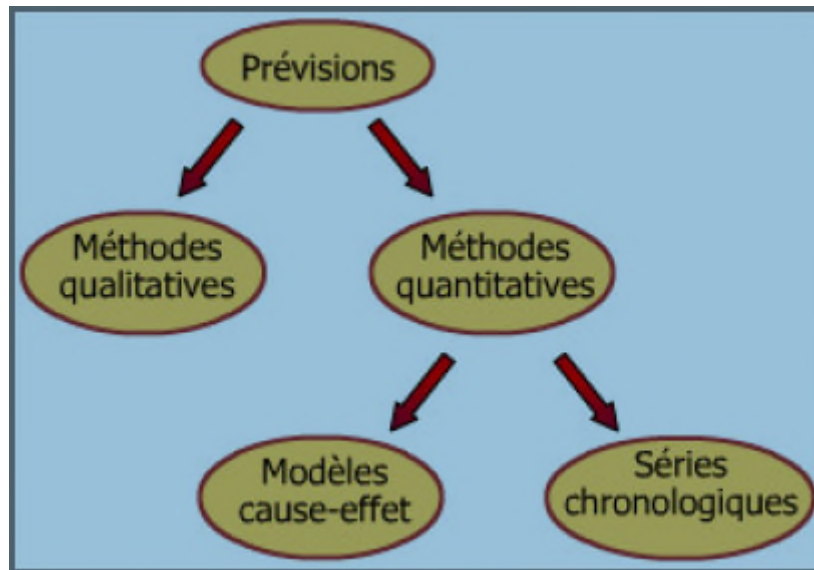


Figure I.1 Méthodes de prévisions

I.4.4. Caractéristiques de prévision [8]

- **Elles sont généralement incertaines**

Les ressources requises et les plans de production peuvent demander à être modifiés si les prévisions de la demande ne sont pas exactes. Le système de planification doit être suffisamment robuste pour réagir en cas d'erreur de prévision non anticipée.

- **Une bonne prévision est plus qu'une valeur numérique**

Puisque les prévisions sont généralement incertaines, une bonne prévision doit également inclure une mesure de l'erreur anticipée pour la prévision, et celle-ci peut prendre la forme d'une étendue ou d'une mesure de l'erreur.

- **Prévisions agrégées sont plus précises**

L'erreur faite pour la prévision de ventes d'une ligne de produits est généralement moindre que l'erreur faite dans la prévision de vente d'un seul item (produit).

- **Prévisions à long terme sont moins précises**

Cette caractéristique est assez intuitive. On peut prévoir plus exactement les ventes à court terme que celles à long terme.

- **Prévisions ne remplacent pas la vraie information**

Une technique de prévision donnée peut donner de bonnes prévisions dans la plupart des cas, mais il peut y avoir une information disponible concernant la demande future qu'on ne peut pas anticiper en regardant les données historiques.

I.5. Gestion des réseaux électriques

I.5.1. Gestionnaires et opérateurs du réseau électrique

Les acteurs principaux qui s'occupent de la gestion du système électrique sont:

- ❖ Les Gestionnaire du Réseau de Transport Électrique (GRTE) qui s'occupe des infrastructures de transport, de l'exploitation, de la maintenance et du développement du réseau.

- ❖ Les Opérateurs du Système Électrique (OS) (Dispatching): La conduite du système est assurée par l'OS qui est chargé de la coordination du système production-transport de l'électricité et qui veille en particulier à l'équilibre permanent entre l'offre et la demande. Son rôle est avant tout d'assurer la sécurité de fonctionnement du réseau interconnecté.

- ❖ Les Opérateurs du marché (OM) est chargé de la gestion de l'équilibre offre / demande d'électricité. Son rôle est essentiellement de recueillir les offres de vente, les offres d'achat, et de faire l'adéquation entre ces offres. Il s'agit d'une organisation de marché de type Bourse Volontaire. [9]

I.5.2. Coordination entre gestionnaires du réseau

Le besoin en coordination va bien au-delà de la zone de responsabilité d'un seul Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT). Pour assurer les échanges transfrontaliers, les GRT voisins doivent échanger de nombreuses informations prévisionnelles et mener des études communes.

I.5.3. Gestion des échanges internationaux [1]

Les échanges internationaux permettent une assistance mutuelle entre pays voisins en cas de défaillance et une complémentarité de la demande et des parcs de production. Ce foisonnement renforce la sécurité d'approvisionnement. Le gestionnaire de réseau de transport GRT utilise les capacités de transfert de puissance électrique de la manière la plus efficace possible sur les interconnexions internationales. Il met à la disposition des opérateurs les prévisions de capacité de transfert de puissance électrique suivantes:

- Chaque jour pour la journée suivante.
- Chaque semaine pour la semaine suivante.
- Chaque mois pour le mois suivant.

I.5.4. Gestion de la réserve du parc de production d'électricité

Pour exploiter en temps réel et pouvoir faire face aux aléas, le gestionnaire du réseau de transport GRT a besoin d'un ensemble de ressources désignées sous le terme de "services système". Les plus importants sont:

- La réserve de régulation primaire.
- La réserve de régulation secondaire.
- La réserve de la régulation tertiaire.

I.5.5. Gestion des aléas: règle de N-K

Le système production-transport subit beaucoup de courts-circuits liés en grande partie aux conditions climatiques (foudre, neige, etc.) et rarement aux défaillances matérielles, et l'exploitation du système doit permettre de faire face aux aléas courants (pertes de lignes, perte d'un groupe de production...), donc impératif que le système soit géré en concordance avec la grande probabilité de ces aléas.

Dans un état normal "N", les puissances s'écoulent à travers les différentes branches des mailles d'un réseau.

Si une ligne est coupée état "N-1", il y a report des transits de puissance sur les lignes restantes. Il est alors possible, à cause d'un report de transit, qu'une ligne soit surchargée ($P > P_{max}$) et qu'elle déclenche à son tour.

a) Règles de sécurité

- ❖ La "**règle de sécurité N-1**" appliquée par la plupart des exploitants de grands réseaux suite à tout défaut simple affectant un ouvrage, aucune surcharge incontrôlable ne doit apparaître sur un autre ouvrage.
- ❖ La "**règle de sécurité N-K**" est une règle plus complexe qui complète le "N-1". Elle est liée à la perte de "K" ouvrages et définit le niveau maximal du risque tolérable.

Les outils de conduite des dispatchings permettent de surveiller les transits en situation N et de détecter l'apparition d'éventuelles contraintes N-K. Des calculs sont utilisés en

permanence, tant au niveau prévisionnel qu'au niveau du temps réel, pour vérifier le respect de la règle de **N-K**.

I.5.6. Gestion du plan de tension

Les gestionnaires de réseau de transport GRT appliquent pour la gestion de la tension sur le réseau production-transport une stratégie qui s'articule autour de deux axes principaux:

- ❖ Rechercher une exploitation à haute tension au niveau des installations de production localisée sur réseau amont, notamment en 400kV.
- ❖ Limiter autant que possible les chutes de tension sur le réseau aval en minimisant les flux de puissance réactive circulant sur le réseau production-transport.

I.6. Conclusion

La planification occupe une place centrale dans le processus de mise en phase des moyens de production et de consommation, car elle est en charge de tout ce qui concerne les décisions d'investissement en équipements de système électrique. Pour saisir l'ampleur de la tâche qui lui est confiée, il est nécessaire d'avoir une idée de l'horizon temporel sur lequel elle travaille, en comparaison du caractère instantané de l'équilibre recherché.

Dans ce chapitre nous avons présenté les principaux aspects de l'organisation de la conduite du système électrique Algérien, ainsi que différents concepts de la planification et des prévisions qui sont indispensables pour évoluer à une bonne planification et une gestion rigoureuse de réseau électrique Algérien.

Chapitre II

**Eléments principaux d'un
système électrique**

II.1 Introduction

La planification du réseau électrique nécessite une connaissance et une maîtrise parfaite de tout le réseau et des éléments dont il se compose.

Dans cette partie nous allons exposer quelques éléments principaux d'un système de puissance électrique qui sont les centrales électriques, les postes d'interconnexion, de transformation, les lignes de transport, les charges ainsi que les protections. Un choix adéquat du type, des dimensions ainsi que du lieu de l'emplacement permet la production de l'électricité en quantité suffisante afin de satisfaire la demande des clients et de fournir une bonne qualité d'énergie aux prix concurrentiels.

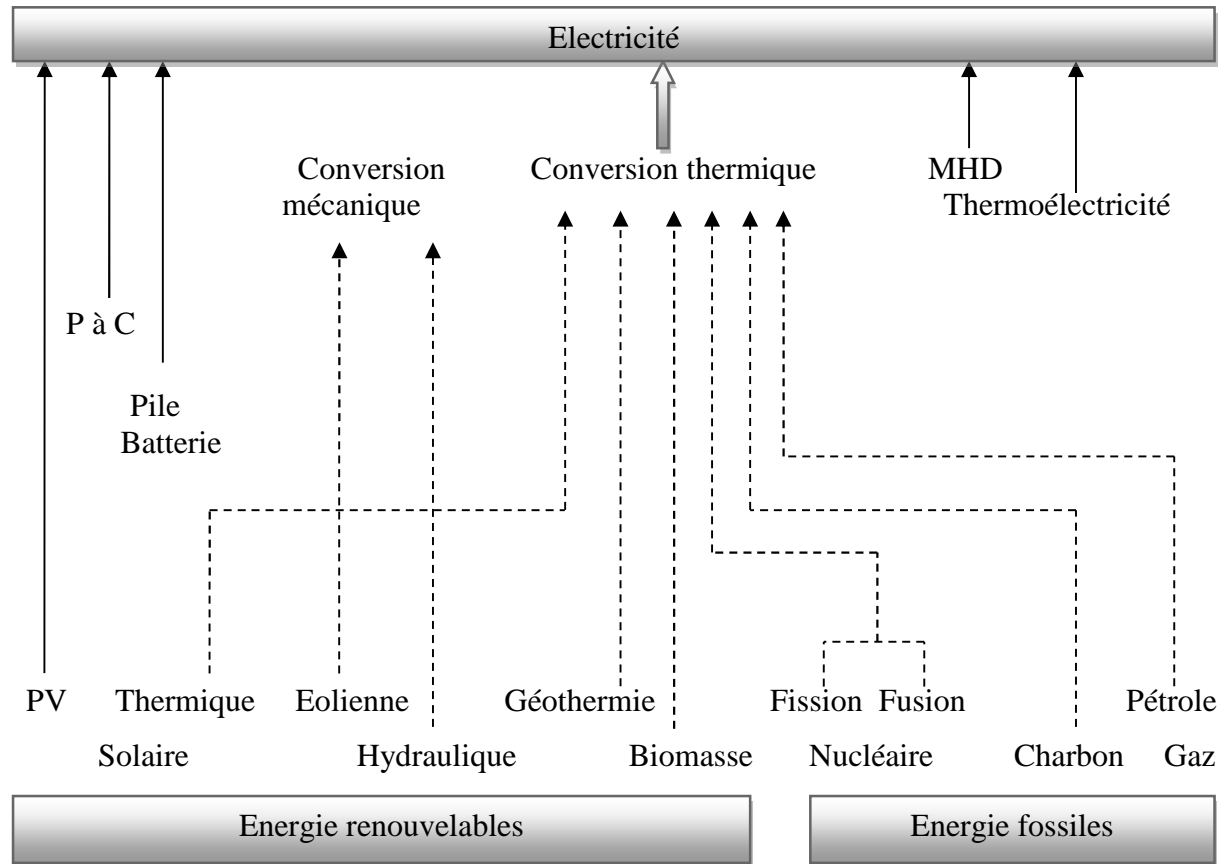
Vue l'étendu géographique et climatique, les potentialités de l'Algérie en énergie sont riches et variées.

Une pluviométrie importante au nord permet la production d'énergie électrique par des centrales hydraulique. L'Algérie est le pays le plus ensoleillé au monde ce qui favorise la production de l'énergie photovoltaïque et solaire thermique, ainsi que la présence de couloire de vents favorise la production d'énergie éolienne. Et enfin l'Algérie est un pays riche en énergie fossiles (pétrole et en gaz), ce qui favorise la production d'énergie électrique par des centrales à gaz ou gasoil.

II.2. Production d'énergie électrique

La production d'énergie électrique est en fait une transformation de l'énergie primaire, par des procédés de conversion de différents types (figure II.1).

Nous pouvons classer les sources primaires en deux grandes familles ; les énergies fossiles que l'on extrait du sol que sont le pétrole, le gaz, le charbon et l'uranium d'une part et d'autre part les énergies renouvelables (solaire, éolien, hydraulique, biomasse) ou de l'activité du magma terrestre comme la géothermie. Le diagramme ci-dessous schématise l'ensemble des voies de production de l'énergie électrique. [10]



Conversion d'énergie ———> Voie directe
 -----> Voie thermique + mécanique

Figure II.1 Conversion d'énergie

Pour ne pas être dépendant d'une seule ressource, il faut que la production de l'énergie électrique soit aussi diversifiée que possible, le choix d'une unité de production d'une ligne, ou d'un poste électrique dépend de leurs caractéristiques (capacité de production ou de transport), de leurs coûts d'investissement, de leurs durée de vie etc.

♣ **Centrales électriques**

L'énergie électrique est produite à partir des énergies primaires et de manière efficace et continue pour répondre à la demande croissante d'électricité. On a deux modes de production (centralisée et décentralisée). Nous allons voir dans ce qui suit le principe de fonctionnement des centrales électriques, leurs caractéristiques techniques, leurs coûts d'investissement et leurs durées de vie etc.

a) Centrales thermiques

Les centrales thermiques produisent l'électricité à partir de la chaleur qui se dégage de la combustion du charbon, du mazout ou du gaz naturel. On les trouve souvent près d'une rivière ou d'un lac, car d'énormes quantités d'eau sont requises pour refroidir et condenser la vapeur sortante des turbines. Elle se décompose en deux principales centrales: [9]

❖ Centrales thermique à Flamme

Dans ces centrales les différents types d'énergie fossile comme le pétrole, le gaz et le charbon, sont convertie en énergie électrique. Mais les centrales thermiques font partie des moyens de production d'énergie polluantes. Elles rejettent dans l'atmosphère énormément de gaz à effet de serre (principalement du dioxyde de carbone CO₂) et elles sont responsables des pluies acides et de la pollution de l'air.

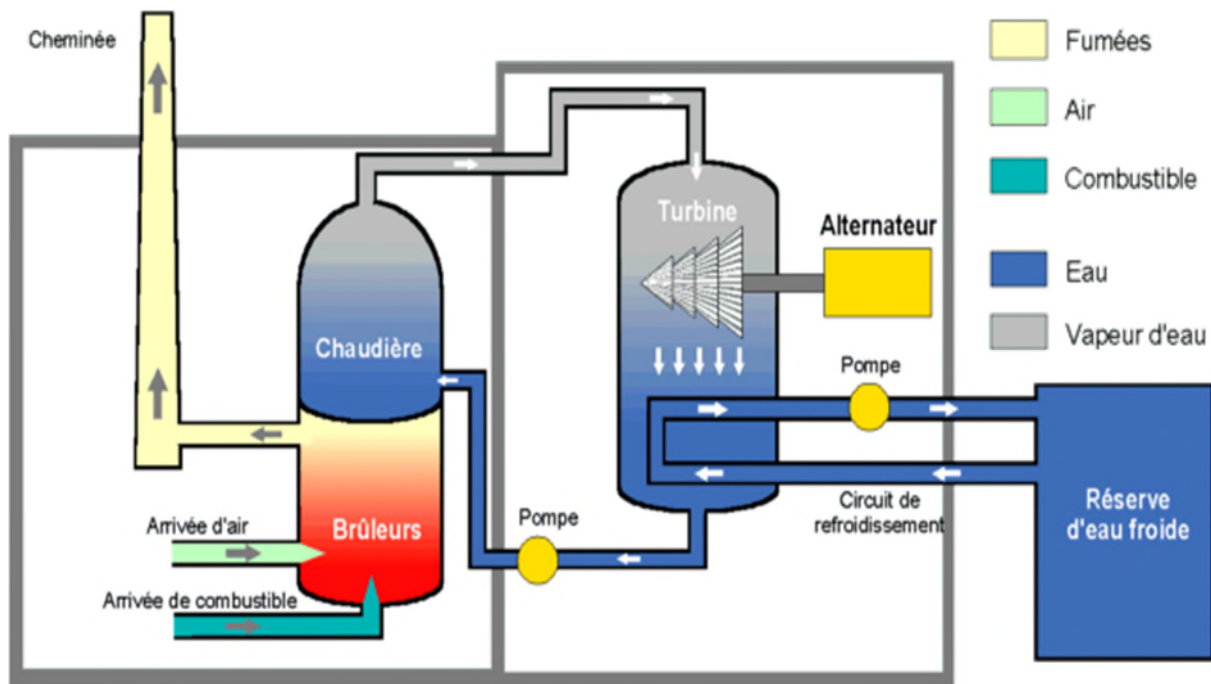


Figure II.2 Centrale thermique à Flamme

La plupart des centrales électriques à charbon ont des coûts spécifiques de construction compris entre 1000 et 1 500 USD / KWe.

Tel que: **1 KWe = 1.236 kWh.** [11] [12] [13]

Pour les centrales électriques alimentées à gaz, les coûts de construction varient entre 400 et 800 USD / kWe. Dans tous les pays, les coûts de construction Les coûts d'Exploitation et de la maintenance (E&M) des centrales à gaz sont inférieurs à ceux des centrales au charbon et nucléaires.

Les coûts de production des centrales à gaz varient entre 37 et 60 USD / MWh, et peuvent atteindre 40 à 63 USD / MWh. mais dans la plupart des cas, il est inférieur à 55 USD / MWh. Le coût d'investissement représente moins de 15% des coûts totalisés répartis; Tandis que le coût d'E&M représente moins de 10% dans la plupart des cas.

Le coût du carburant reste le contributeur principal représentant 73% du coût de production totalisé, tandis que les investissements et les actions d'E&M sont respectivement de 20% et 7%. [11] [12] [13]

❖ Centrales thermique Nucléaires

Dans les centrales nucléaires on convertie les différents types d'énergie fossile comme l'uranium et le plutonium en énergie électrique. Ces centrales ne rejettent pas de gaz à effet de serre mais elles produisent des déchets radioactifs dont le stockage pose un grave problème pour l'environnement.

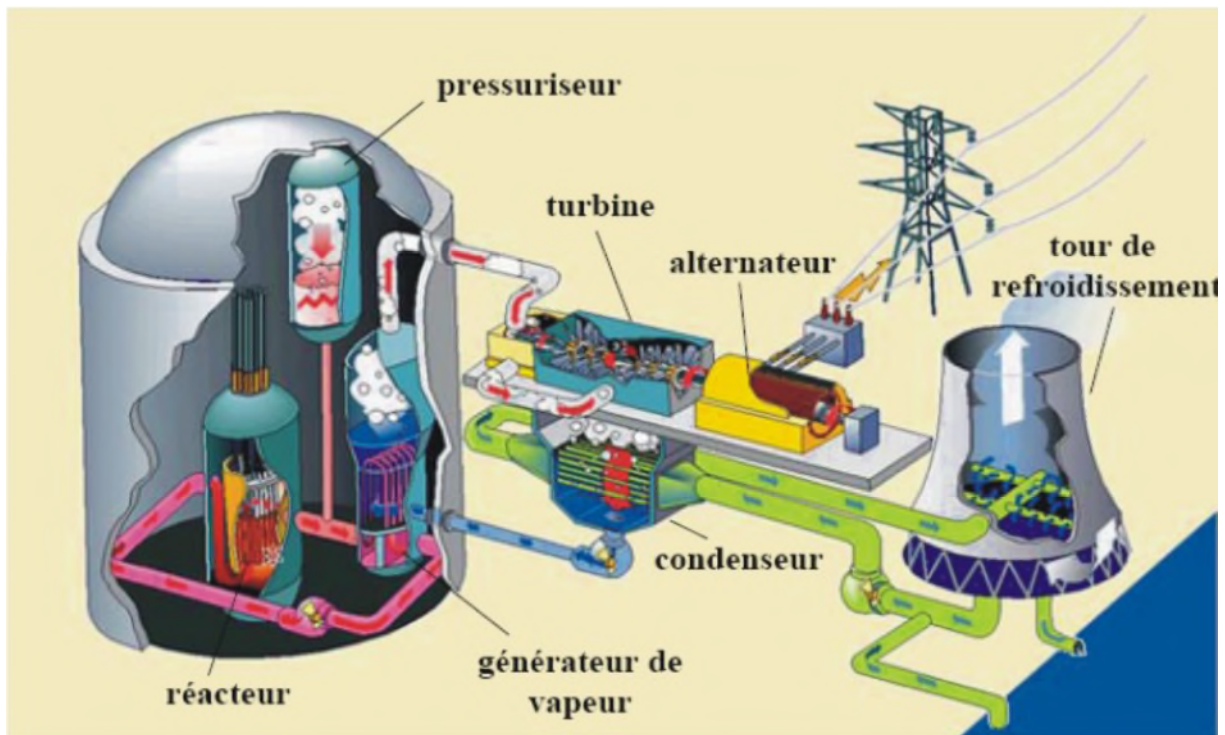


Figure II.3 Centrale thermique Nucléaire

Pour les centrales nucléaires, les coûts d'investissement, varient entre 1 000 et 2000 USD / kWe pour la plupart des centrales.

Les coûts de production d'électricité nucléaire se situent entre 21 et 31 USD / MWh. Les coûts d'investissement représentent la plus grande part des coûts totalisés d'environ 50% en

moyenne, tandis que les coûts d'E&M représentent environ 30% et le cycle du carburant coûte environ 20%.

Les coûts de production d'électricité nucléaire se situent entre 30 et 50 USD / MWh. La part de l'investissement dans le coût de production totalisé est d'environ 70% tandis que les autres éléments de coût, E&M et le cycle du combustible, représentent en moyenne 20% et 10% respectivement. [11] [12] [13]

b) Energies renouvelables

Les énergies renouvelables sont des énergies propres qui proviennent des sources inépuisables comme le soleil, le vent, la géothermie et les marées, alors, il est indispensable de les développer afin de prendre le relais des énergies dont les réserves s'épuisent. [9]

L'Algérie s'est engagée sur la voie de développement des énergies renouvelables, afin d'obtenir une solution globale et durable afin de faire face au tarissement et la préservation des ressources fossiles et pour faire face à la protection de l'environnement. Dans ce contexte un programme national des énergies renouvelables à été décidé par l'état.

La consistance de programme en énergie renouvelables à réaliser pour les besoin de marché national sur la période 2015-2030 est de 22000 MW, dont plus de 4500 MW seront réalisés d'ici 2020. [10]

Shariket Kahraba watakat Moutadjadida participe à la réalisation du programme national par la prise en charge de la réalisation de 343 MW en photovoltaïques. [10]

o Centrales hydrauliques

Dans une centrale hydraulique, l'eau acquiert une énergie cinétique qui fait tourner une turbine, qui entraîne un alternateur. Ce dernier convertit une partie de l'énergie mécanique de rotation de la turbine en énergie électrique sans produire de gaz à effet de serre, alors il s'agit d'une énergie propre.

Le taux d'actualisation des centrales hydraulique est de 5%, et les coûts de production varient entre 40 et 80 USD / MWh et peuvent arriver jusqu'à 65 et 100 USD / MWh. Les coûts d'investissement représentent 5 à 10% du taux d'actualisation. [14]

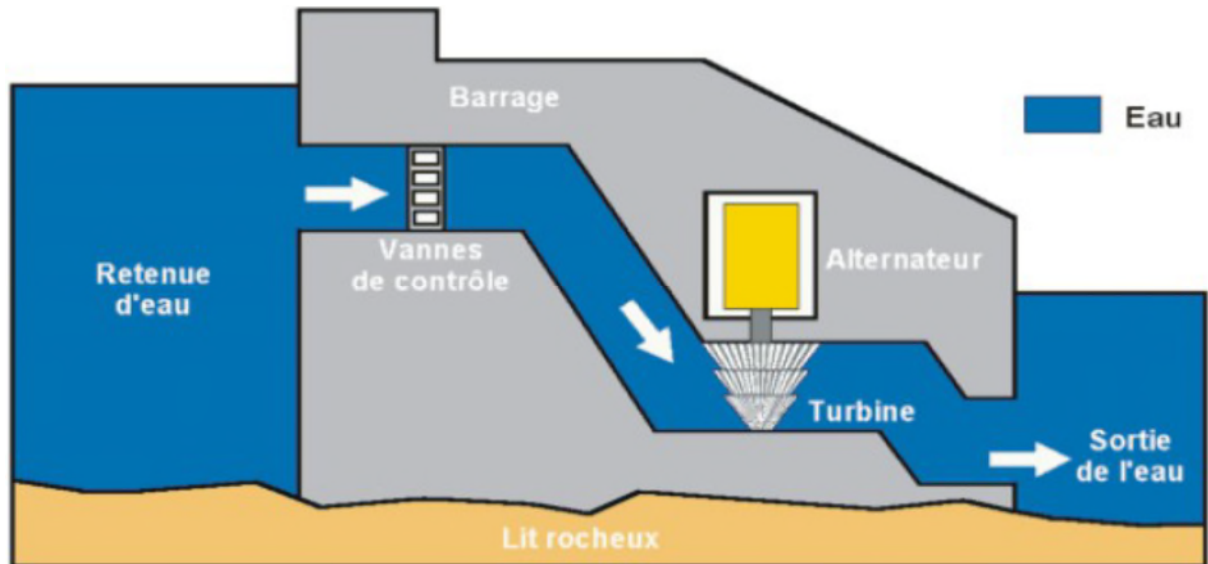


Figure II.4 Schéma d'une centrale hydraulique

On peut alors calculer la puissance d'une chute d'eau en fonction de sa hauteur et de son débit :

$$P_p = \frac{m.g.h}{dt} = \frac{u.V.g.h}{dt} \quad (\text{II.1})$$

$$Q = \frac{v}{dt} \quad (\text{II.2})$$

$$P_p = Q.u.g.h \quad (\text{II.3})$$

L'expression de P_p peut-être alors donnée en kilowatt

$$P_p = Q.g.h \text{ [KW]} \quad (\text{II.4})$$

Avec:

m : La masse de l'eau en (kg).

u : La masse volumique d'eau en (kg/m³).

g : La accélération de la pesanteur en (m/s²) ou (N/kg).

h : La hauteur de la chute d'eau en (m).

V : Volume en (m³).

Q : débit de la chute d'eau en (m³/s).

o Centrales éoliennes

La conversion de l'énergie due au vent est assurée par les éoliens qui convertie l'énergie mécanique du vent en faisant tourner les pales qui constituent la turbine de l'éolienne, qui entraîne également un alternateur. Une partie de l'énergie mécanique de rotation des pales est ainsi converti par ce dernier en énergie électrique. Ici il s'agit d'une énergie renouvelable propre n'émettant aucune pollution mais son seul aspect négatif est celui de l'esthétique.

Le coût total de production de l'éolien terrestre est estimé entre 54 €/MWh et 108 €/MWh, pour les machines standard, et entre 50 €/MWh et 94 €/MWh pour les éoliennes plus toilées. [15]

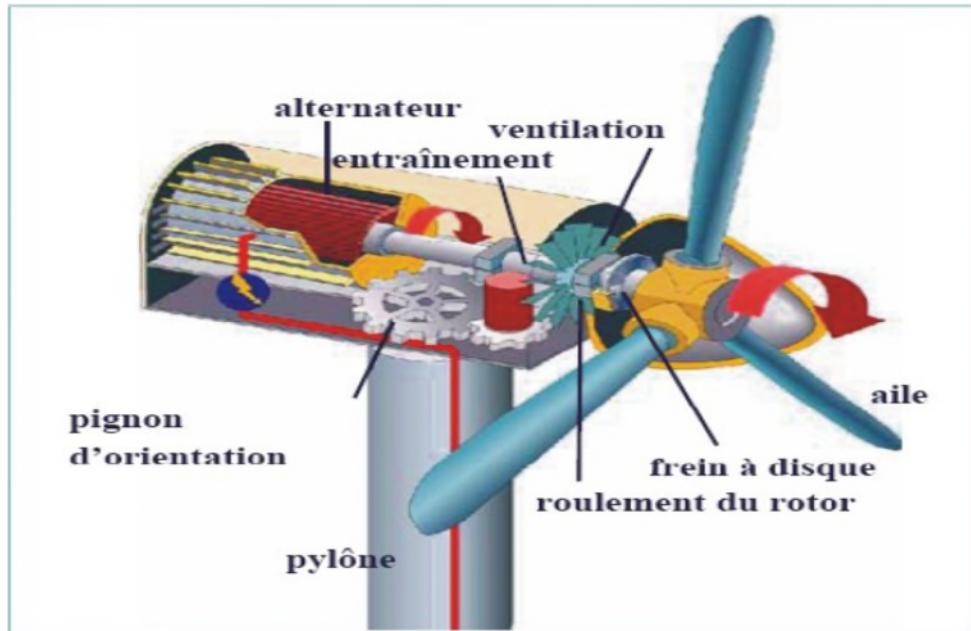


Figure II.5 Turbine Eolienne

On peut alors calculer la puissance maximale que peut fournir une éolienne, cette puissance maximale P [W] étant fournie par la formule suivante :

$$P = (\rho/2) S w^3 \quad (II.5)$$

P: étant la masse volumique de l'air en (kg/m³).

S: la surface du rotor face au vent en (m²).

W: la vitesse du vent en (m/s).

o Energie biomasse

L'énergie biomasse regroupe l'ensemble des matières organiques pouvant devenir des sources d'énergie; En législation européenne, la biomasse est la fraction biodégradable des produits, des déchets et des résidus d'origine biologique provenant de l'agriculture, de la sylviculture et des industries connexes, ainsi que la fraction biodégradable des déchets industriels et municipaux.

➤ Appareils indépendants :

Le coût total de production de la filière biomasse pour le chauffage au bois domestique avec des appareils indépendants est estimé entre 47 €/MWh et 74 €/MWh pour les inserts, les

foyers fermés et les poêles à bûches, et entre 85 €/MWh et 108 €/MWh pour les poêles à granulés classiques. [14]

➤ Chauffage central :

Le coût total de production de la filière biomasse pour le chauffage au bois domestique avec un chauffage central est estimé entre 49 €/MWh et 77 €/MWh pour les chaudières à bûches à tirage naturel. [14]

○ Centrales solaires

L'énergie solaire est l'énergie transmise par le Soleil sous la forme de lumière et de chaleur, elle est virtuellement inépuisable à l'échelle des temps humains. [16]

✓ Centrales solaires photovoltaïques (PV)

C'est un autre moyen de production de l'électricité avec l'énergie solaire en utilisant les rayonnements lumineux du soleil, qui sont directement transformés en courant électrique par des cellules à base de silicium (ou autre matériau ayant des propriétés de conversion lumière/électricité) qui délivrant une faible tension alors on les assemble en panneaux.

Le cout total de production Photovoltaïque des centrales au sol est estimé entre 64 €/MWh et 167 €/MWh. [17] [14]



Figure II.6 Panneaux Solaires Photovoltaïque

✓ **Centrales solaires thermodynamiques (par rayonnement)**

Le solaire thermodynamique est l'une des valorisations du rayonnement solaire direct. Cette technologie consiste à concentrer le rayonnement solaire pour chauffer un fluide à haute température et produire l'électricité.

Le cout total de production du solaire thermodynamique international est estimé entre 89 €/MWh et 315 €/MWh. [19]



Figure II.7 Centrale solaire thermodynamique

○ **Energie Géothermique**

L'énergie géothermique provient de la chaleur accumulée dans le sous-sol et elle est perpétuellement réapprovisionnée par la radioactivité des roches et la proximité du magma au dessous de la croûte terrestre. [9]

Le prix international de production de l'électricité géothermique conventionnelle (volcanique), est entre 38 €/MWh et 62 €/MWh pour des centrales standard de 20 à 50 MW. [14]

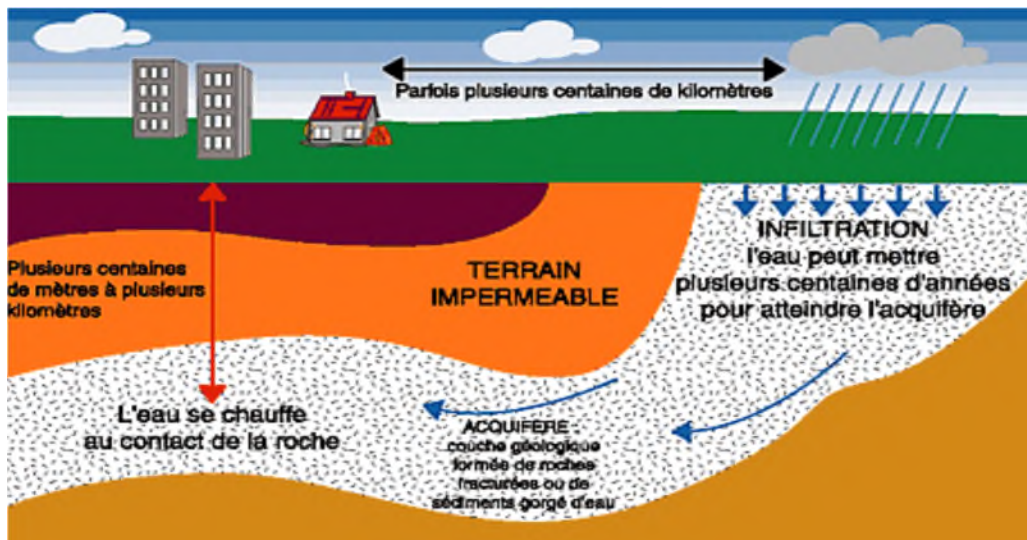


Figure II.8 Géothermie basse énergie

c) Centrales diesel

Les centrales électriques diesel (nommées également groupes électrogènes) sont équipées d'un moteur diesel et d'un alternateur. Opérant en autarcie au tant que centrales de production d'électricité, elles constituent un choix idéal sur les sites de production éloignés ou pour assurer l'alimentation de secours de grandes banques, d'hôpitaux, d'aéroports ou des villes entières. [9]



Figure II.9 Centrale diesel

d) Production d'électricité décentralisée

La production décentralisée ou "dispersée" est la production d'énergie à l'aide des installations de petite puissance raccordées aux réseaux à basse tension (et plus rarement à moyenne tension) contrairement à la production centralisée de grande puissance, raccordées au réseau de transport. La production décentralisée est à base de sources d'énergie renouvelable, mais dans certains cas elle peut être effectuée aussi avec des générateurs conventionnels (groupes diesel et micro-turbines à gaz en cogénération). Actuellement, la puissance cumulative de la production d'électricité décentralisée est en forte augmentation. Cet accroissement est dû à différents facteurs, mais principalement c'est la libéralisation progressive des marchés de l'énergie dans une grande majorité des pays. [18]

II.3. Principaux acteurs du marché de production de l'électricité en Algérie

II.3.1. Producteurs

Beaucoup d'efforts ont été fournis par SONELGAZ et ses filiales pour le renforcement des capacités de production installée, qui ont connu une évolution conséquente ces dernières années. Celle-ci est passée de 7 492 MW en 2005 à 17 238,6 MW en 2015, soit près de 10 000 MW additionnelle mise en service en dix ans. La répartition de la puissance installée par filière et par producteur est illustrée dans les graphiques ci-après: [19]

- SONELGAZ Production Electricité (SPE)
- Sharikat Kahraba Skikda (SKS)
- Sharikat Kahraba Oua Ma Arzew (KAHRAMA)
- Sharikat Kahraba Berrouaghia (SKB)
- Sharikat Kahraba hadjrat Ennous (SKH)
- Sharikat Kahraba Terga (SKT)
- Sharikat Kahraba Koudiet Eddraouche (SKD)

Comme on trouve aussi quelques producteurs autonomes qui produisent environ 5% de la production totale.

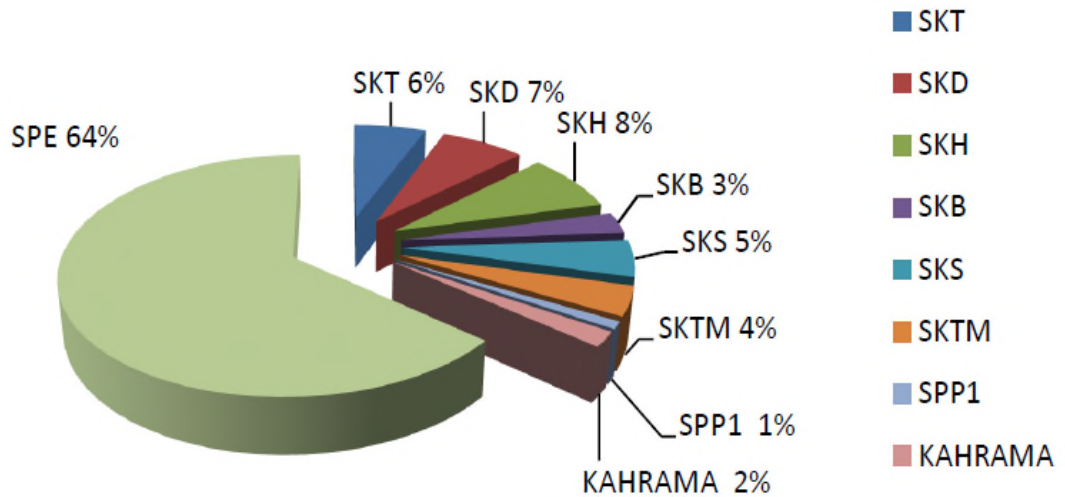


Figure II.10 Puissance installée par producteurs d'électricité

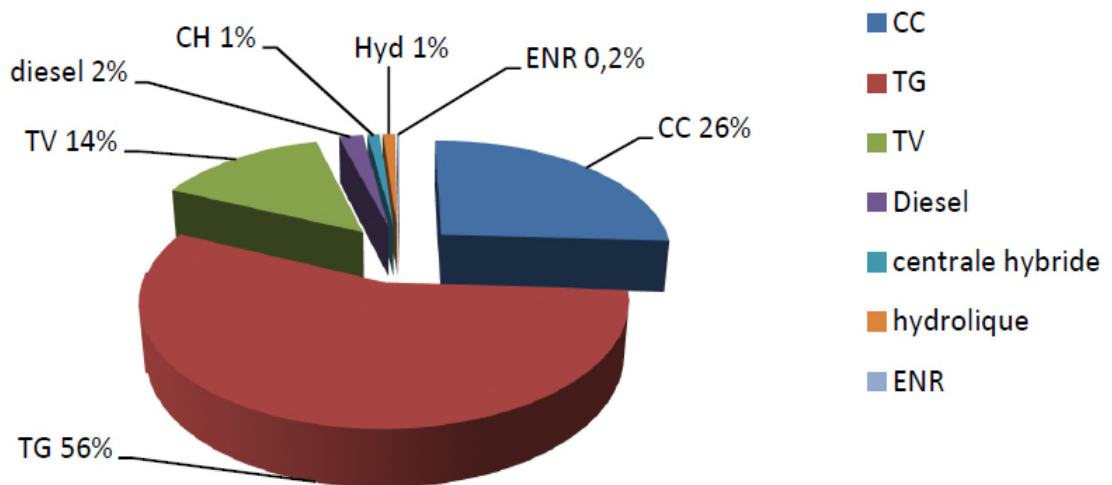


Figure II.11 Puissance installée par type d'équipement

II.3.2. Distributeurs

Il y a Quatre (04) Entreprises régionales de Distribution :

- SONELGAZ Distribution d'Alger (SDA)
- SONELGAZ Distribution Centre (SDC)
- SONELGAZ Distribution Est (SDE)
- SONELGAZ Distribution Ouest (SDO)

Actuellement, la société SONELGAZ est la seule qui fournit l'électricité (produite par SONELGAZ ou par des producteurs indépendants). Activité qu'elle exerce à travers de ses filiales de distributions. Cependant, la régulation permet par décret, l'approvisionnement des clients éligibles par des fournisseurs indépendants. C'est le cas de la centrale hybride (gaz naturel - CSP) de Hassi R'mel qui commercialisera son produit à Sonatrach. [9]

II.3.3. Clients

Tous les clients non éligibles sont alimentés par les sociétés de distribution. à des conditions tarifaires fixées par la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG). Pour ce qui est des clients éligibles les prix sont fixés dans les contrats commerciaux. Le Tarif d'utilisation du réseau transport électrique par les clients éligibles est fixé annuellement par la CREG.

II.4. Capacité de production et potentialités en énergie électrique

♣ Centrales de production nationale

Le tableau suivant résume les centrales qui compose le parc de production national de l'énergie électrique, un parc dominé par le cycle combiné avec cinq (5) centrales d'une puissance totale de 5007 MW représentant un pourcentage de 35.87%, elles sont suivies par seize (16) centrales à gaz d'un totale de 4701 MW, avec un pourcentage de 33.67%, et puis neuf (9) centrales à vapeur qui produisent un total de 3833 MW (27.46%), viendront ensuite treize (13) centrales hydrauliques avec un total de 269.208 MW soit 1.93%, et enfin 150 MW de la puissance totale nette est produite par la nouvelle centrale hybride de Hassi R'Mel qui représente 1.07% de la production totale. [20]

Tableau II. 1 Centrales de production nationale et leurs capacités.

Type de la Centrale	Nom de la centrale	Puissance nette nominale (MW)	Energie primaire (Combustible)	Site
Turbine à gaz (TG)	Adrar	100	Gaz	Adrar
	Bab Ezzouar	108	Gaz	Alger
	Annaba	80	Gaz	Annaba
	Boufarik	96	Gaz	Blida
	Larbaa	500	Gaz	Blida
	Tilghemt	200	Gaz	Laghouat
	SKB	500	Gaz	Alger
	M'Sila	730	Gaz	M'Sila
	Kahrama	318	Gaz	Oran

	Hassi Messaoud I	120	Gaz	Ouargla
	Hassi Messaoud II	200	Gaz	
	Hassi Messaoud Sud	72	Gaz	
	F' Krina	300	Gaz	Oum el Bouaghi
	Relizane Relizane	465	Gaz	
	Tiaret I & II	420	Gaz	Tiaret
Total	/	4701	/	/
Thermiques à vapeur (TV)	Ras Djinet	672	Gaz/ Diesel	Boumerdes
	Jijel	588	Gaz/ Diesel	Jijel
	Marsat	840	Gaz/ Diesel	Oran
	Ravin Blanc	133	Gaz/ Diesel	Oran
	Skikda	262	Gaz/ Diesel	Skikda
	Hamma II	418	Gaz/ Diesel	Alger
	Berrouaghia	500	Gaz	Media
	Toifza	220	Gaz	Nâama
	Marsat El Hadjadj	200	Gaz	Oran
Total	/	3833	/	/
Cycles Combinés (CC)	Hadjret Ennous	1227	Gaz	Tipaza
	SKS Skikda	880	Gaz	Skikda
	Koudiet Eddraouch	1200	Gaz	El Taref
	M'Sila	500	Gaz	M'Sila
	Targa	1200	Gaz	Aïn Timouchent
Total	/	5007	/	/
Centrale Hydrauliques	Darguina	71.5	Eau	Bejaia
	Ighil Emda	24	Eau	Kherrata
	Mansouria	100	Eau	Jijel
	Erraguene	16	Eau	Jijel
	Souk El Djemaa	8.085	Eau	Tizi Ouzou
	Tizi Meden	4.458	Eau	Tizi Ouzou
	Ighzer nchebel	2.712	Eau	Tizi Ouzou
	Ghrib	7.000	Eau	Ain Defla
	Gouriet	6.425	Eau	Tizi Ouzou
	Bouhanifia	5.700	Eau	Mascara
	Oued Fodda	15.600	Eau	Chlef
	Beni Behdel	3.500	Eau	Tlemcen
	Tessala	4.228	Eau	Mila

Total	/	269.208	/	/
Centrales Hybride	Hassi R'mel	150	Gaz-Solaire	Laghouat

II.5. Postes de transformation

II.5.1. Définition

Les postes de transformation sont des points particulièrement importants d'un réseau, permettant une liaison entre différents réseaux, soit avec une même tension ou à des tensions différentes. Ils permettent de pouvoir manœuvrer, mettre en ou hors service un tel ou tel élément du réseau que l'on désire sans toutefois changer la configuration générale de réseau.

[10]

Ils existent plusieurs types de postes sont :

- 400- 220 – 60 KV.
- 220-150-60-30 KV.
- 220 –60-30 KV.
- 60 – 30 KV.
- 60 – 10 KV.

II.5.2. Types de poste

a) Postes d'interconnexion

Constitué des liaisons d'interconnexion, il a principalement pour mission de:

- Transporter l'énergie des sources de production à des points de consommation.
- Permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production et de réduire les pertes.
- Le transport et l'interconnexion en Algérie sont assurés actuellement par le réseau THT (très haute tension) 220KV.

b) Postes en antenne

Ils forment des réseaux de structure simple en antenne à moyenne tension (MT).

c) Postes de distribution

Ils fournissent l'énergie au réseau de distribution et ils alimentent également certain nombre de clients industriels importants.

II.6. Lignes électriques

Les lignes à haute tension sont les principales lignes de transport d'électricité. Elles peuvent être aériennes, souterraines et même parfois sous marines. Elles servent à transporter l'électricité produite sur de longues distances et interconnecter des réseaux électriques.

II.6.1. Lignes aériennes

a) Pylônes

Les pylônes permettent un transport aérien d'électricité, ils sont composés en général de treillis d'acier. Leur fonction est de maintenir les conducteurs à une distance suffisamment éloignée de tout obstacle et surtout du sol. Ils permettent aussi une sécurité et un isolement par rapport à la terre. En effet, les câbles étant nus pour limiter le coût et le poids des lignes. [21]

b) Conducteurs

Les énergies transportées sont principalement sous forme triphasées, on trouve au moins 3 conducteurs par ligne. Les conducteurs en cuivre sont de moins en moins utilisés. En général les conducteurs sont conçus avec un alliage d'aluminium, il possède certes moins de conductivité, mais il est avantageux pour son poids permettant une réduction de pylônes très coûteux.

Les conducteurs sont nus, et la section d'un conducteur est d'en moyenne 500mm^2 . Il faut ajouter qu'il y a deux conducteurs par phase soit 1000mm^2 par phase.

On utilise deux conducteurs par phase à cause des effets de peau ce qui provoque donc des pertes supplémentaires. [21]

c) Isolateurs

L'isolation entre les conducteurs et les pylônes est assurée par des isolateurs, qui sont composés principalement de verre, de céramique ou en matériaux synthétiques.

Les isolateurs en verre ou en céramique sont en général sous forme d'assiette, et leur association provoque ainsi une chaîne d'isolateur.

Sur une ligne 400kV, les conducteurs des pylônes sont isolés par une chaîne d'isolateur composée de 19 assiettes. Ce qui fait à peu près 20kV par assiette. [21]

d) Balises

Les balises permettent la localisation des lignes pour la circulation aérienne.

e) Câbles de garde

Les câbles de garde ne transportent pas du courant mais ils jouent le rôle de paratonnerre car ils attirent les coups de foudre et évitent le foudroiement des lignes

II.6.2. Câbles souterrains

Les câbles souterrains ne produisent pas de champ électrique. En effet, celui-ci est confiné à l'intérieur de la gaine métallique qui entoure les conducteurs, les champs magnétiques ne sont pas atténués par l'enfouissement sous terre des conducteurs, les câbles souterrains génèrent des champs magnétiques qui peuvent même être supérieurs à ceux générés par les lignes aériennes mais ils décroissent plus vite avec la distance. [21]

On cite quelques avantages:

- Ils constituent la seule solution possible dans les agglomérations serrées.
- Ils sont soustraits aux surtensions d'origine atmosphérique.
- Ils ne causent pas d'interférences avec les circuits de télécommunications.
- Ne produisent aucune gêne pour les réceptions de radiodiffusion et télévision.
- Ils sont les seules solutions possibles pour traverser de larges fleuves ou des bras de mer lorsque la distance à franchir dépasse 3 km.

Parmi les inconvénients, en note:

- Ils sont d'un coût beaucoup plus élevé que celui des lignes aériennes. La différence est d'autant plus grande que la tension est plus élevée.
- Le repérage des défauts est délicat et lent.
- Les réparations sont coûteuses et parfois malaisées.
- Leurs armures et gaines doivent être protégées contre les effets de corrosion dus aux courants.
- Ils risquent d'être détériorés en cas de mouvements de terrains (particulièrement à craindre dans les régions minières).
- Leur isolement est susceptible d'être détérioré par élévation de température des conducteurs en cas de surcharge.

II.7. Protection des réseaux électriques

La protection des réseaux électriques désigne l'ensemble des appareils de surveillance et de protection assurant la stabilité d'un réseau électrique. Cette protection est nécessaire pour éviter la destruction accidentelle d'équipements coûteux et pour assurer une alimentation électrique ininterrompue. Elle doit également garantir la stabilité des réseaux électriques.

La Commission Electrotechnique Internationale (C.E.I) définit la protection comme l'ensemble des dispositions destinées à la détection des défauts et des situations anormales des réseaux afin de commander le déclenchement d'un ou de plusieurs disjoncteurs et, si nécessaire d'élaborer d'autres ordres de signalisations. [19]

La plupart des systèmes de fourniture d'énergie électrique sont interconnectés et doivent bénéficier de telles protections. Elles doivent être réglées en fonction de nombreux paramètres architecture du réseau, régime du neutre, courant de court-circuit, quels sont les capteurs de mesure en place et sélectivité. Une étude du réseau est donc nécessaire. La sélectivité est une qualité très importante pour la protection électrique, différentes méthodes existent pour la réaliser. Pour la protection, on divise le réseau électrique en zones délimitées par les disjoncteurs. Chaque zone doit être correctement protégée. Les zones se recouvrent pour ne laisser aucun point du réseau sans protection.

Les protections électriques mettent en œuvre différents éléments: des capteurs, des relais, des automates et des disjoncteurs. Elles fonctionnent typiquement en l'espace de quelques centaines de millisecondes. Chaque composant du réseau nécessite des types de protections spécifiques.

♣ Appareils de protection

a) Relais

Les relais de protection sont des appareils qui reçoivent un ou plusieurs informations (signaux) à caractère analogique (courant, tension, puissance, fréquence, température,...etc.) et les transmettent à un ordre binaire (fermeture ou ouverture d'un circuit de commande) lorsque ces informations reçues atteignent les valeurs supérieures ou inférieures à certaines limites qui sont fixées à l'avance. Donc le rôle des relais de protection est de détecter tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique tel que le court-circuit, variation de tension. ...etc.

Un relais de protection détecte l'existence de conditions anormales par la surveillance continue, et détermine quels disjoncteurs à ouvrir et alimente les circuits de déclenchement.

[15]

Les relais de protection électrique sont classés en 4 types :

- Les relais électromécaniques.
- Les relais statique.
- Les relais thermique.
- Les relais numériques.

b) Transformateur de Protection

Le transformateur de protection nécessite une bonne précision pour les courants importants et une limite de précision (zone de linéarité) plus élevée afin que les relais de protection détectent les seuils de protection qu'ils sont censés être surveiller.

c) Disjoncteurs

L'auxiliaire basse tension et l'unité de contrôle sont dans un compartiment séparé de la partie HTA.

Le disjoncteur, dont la fonction principale est la protection, assure également la fonction commande, et suivant son type d'installation le sectionnement (débranchable). Les disjoncteurs HTA sont presque toujours montés dans une cellule HTA, et selon la définition de la Commission Electrotechnique internationale (C.E.I), un disjoncteur à HTA est destiné à établir, supporter et interrompre des courants sous sa tension assignée (la tension maximale du réseau électrique qu'il protège) à la fois :

- Dans des conditions normales de service, par exemple pour connecter ou déconnecter une ligne dans un réseau électrique,
- Dans des conditions anormales spécifiées, en particulier pour éliminer un court-circuit.

II.8. Equipements de communication

L'émetteur est matériellement connecté à un support, tel qu'un câble, qui va transporter l'onde émise jusqu'au récepteur. Les supports de transmission les plus utilisés sont la ligne bifilaire, le câble coaxial, et la fibre optique.

II.8.1. Ligne bifilaire

Une ligne bifilaire se compose de deux fils de cuivre isolés disposés en torsade. Le matériau isolant est généralement du polyéthylène et une paire de fils réalise une liaison de

communication, en pratique, plusieurs paires sont regroupées ensemble et enveloppées dans une gaine de protection pour former un câble de télécommunications.

La ligne bifilaire convient pour les fréquences les plus basses. Mais au dessus de 30kHz et elle se comporte comme une antenne. [22]

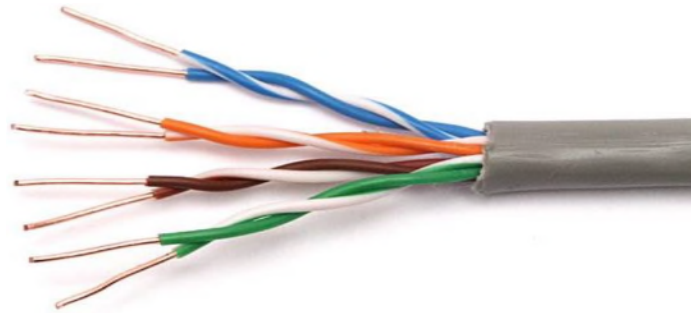


Figure II.12 Ligne bifilaire

II.8.2. Câble coaxial

Le câble coaxial est énormément utilisé en télécommunication. Il est constitué d'une tresse cylindrique externe en cuivre qui représente la masse du signal et agit comme un écran à l'onde guidée, un fil de cuivre appelé âme, situé sur l'axe du câble, transporte le signal. L'isolant qui les sépare est constitué d'une matière (le polyéthylène) conçue pour minimiser l'atténuation de l'onde guidée. [22]

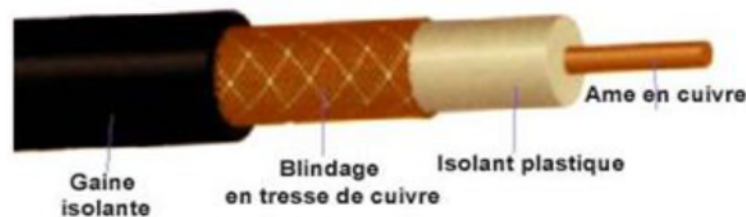


Figure II.13 Câble coaxial

Les inconvénients

- Les fuites par radiations sont énormément réduites.
- Le câble coaxial est utilisé pour des fréquences allant jusqu'à 1 GHz.
- Il existe deux standards d'impédance caractéristique : 50Ω et 75Ω .

II.8.3. Fibre optique

Une fibre optique est constituée d'un matériau isolant flexible, la silice SiO_2 , de forme cylindrique, sa section transversale est divisée en une partie centrale appelée cœur, qui est entouré d'une gaine d'indice de réfraction légèrement plus élevé, le tout est protégé par une

couche plastique extérieure. Le diamètre extérieur de la fibre est inférieur au millimètre. Un rayon de lumière introduit dans le cœur est réfléchi de façon successive à la surface intérieure de la gaine par réflexion totale interne, la lumière est guidée le long de la fibre et permet de transmettre l'information. [22]

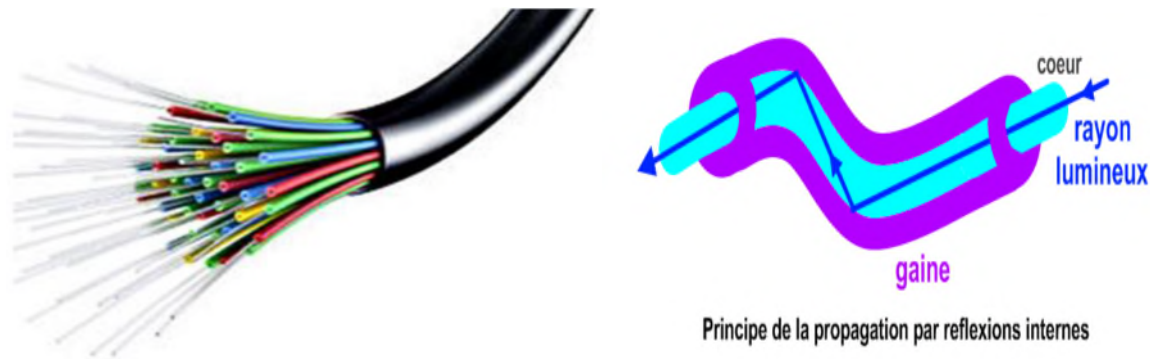


Figure II.14 Fibre optique

En pratique, plusieurs fibres optiques sont rassemblées dans un câble à l'intérieur d'une gaine blindée pour la protection mécanique.

II.9. Conclusion

L'objectif principal d'un réseau d'énergie est de pouvoir approvisionner les consommateurs selon leurs besoins et de pouvoir éviter le sur plus d'énergie de manière à ne pas la stocker vu qu'elle engendre des coûts de stockage très coûteux, ce qui nous entraîne à garder un équilibre entre la production et la consommation ainsi que les pertes.

Dans ce chapitre on a rappelé les éléments essentiels composant le réseau électrique, en mettant l'accent sur les aspects nécessaires à la planification, cela concerne les centrales de production, les postes électriques et les lignes de transport.

Chapitre III

**Prévision de la demande et évolution
de la consommation d'énergie
électrique en Algérie**

III.1. Introduction

L'électricité est un bien de consommation indispensable pour le bien-être des populations et de développement démographique. Vu son importance, il est vital pour l'Algérie d'assurer l'accès à ce bien et de garantir la continuité de sa fourniture dans les meilleures conditions de coût et de sécurité.

Du fait de son caractère non stockable, l'offre doit pouvoir satisfaire la demande à tout moment, alors en quelque sorte le système électrique est piloté par la consommation.

Ces dernières années, la demande en électricité a connu une évolution importante et particulièrement en périodes estivale, atteignant des pics de consommation importants. Cette forte augmentation de la demande est une conséquence directe du changement des habitudes du consommateur et l'amélioration de sa qualité de vie, ainsi que la pulsion donnée au secteur économique et industriel. Conscient de cet enjeu et de l'importance de l'accès à l'électricité pour les citoyens, le secteur s'est fixé comme priorité de développer tous les axes permettant de garantir la couverture à long terme des besoins en électricité du pays, notamment par la diversification des sources d'énergie, et le développement des infrastructures de transport et de distribution de l'électricité.

III.2. Consommation de l'énergie électrique

La consommation d'électricité, reflet de l'activité économique et sociale du pays, présente un caractère globalement prévisible, mais avec une marge aléatoire notable. A cet effet, il est nécessaire de prévoir la demande, même à très court terme, et cela constitue le principal défi auquel est confronté le gestionnaire du Système Production-Transport de l'Electricité (SPTE) quotidiennement.

III.2.1. Prévision de la demande

Les prévisions sont faites pour le scénario fort et le scénario moyen en se basant sur une analyse statistique antérieure de minimum de 5 ans. [23]

- ❖ **Scénario fort:** Etabli en utilisant les taux de croissance de la demande exceptionnels représentant la consommation dans des conditions climatiques extrêmes.

La demande énergétique croît à un rythme de 4,3% par an. Elle passera de 34,7 M Tep (Taux équivalent pétrole) en 2007 à 61,5Mtep en 2020 et 91,54 M tep en 2030.

Tel que: **1GWh = 86 Tep (Tonne équivalent pétrole)**

- ❖ **Scénario moyen:** Etabli en utilisant les taux de croissance normaux autrement dit l'évolution de la consommation dans les conditions climatique normales.

La demande croît à un rythme plus lent pour atteindre 52 MTep en 2020 et 66,45 MTep en 2030, avec une moyenne de 2,86% par an (3% entre 2010-2020 et 2,3% an entre 2020-2030).

La consommation des industries énergétiques: en 2030, elle devra légèrement diminuer passant de 19% en 2007 à 17% de la consommation totale d'énergie.

III.2.2. Solution technique adoptée à la prévision de la consommation électrique [24]

Les techniques de prévision sont massivement utilisées par les différents acteurs du marché de l'électricité dans plusieurs pays, et elles le sont aussi en climatologie, en qualité de l'aire et en finance, dans le domaine commercial... . Il n'en reste pas moins que la problématique de l'électricité présente bel et bien des spécificités, même si sa résolution technique reste classique. Différents points de vue coexistent afin de prévoir une série temporelle, mais, grosso modo, la démarche est toujours la même : pondérer des motifs observés dans le passé (des formes de courbe réalisées) afin d'en déduire de nouvelles données pour le futur (des courbes prévues). On peut ainsi distinguer :

- Les techniques statistiques.
- Les techniques issues du domaine de l'intelligence artificielle : on utilise ainsi les réseaux de neurones, la logique floue... Ces techniques élaborent également un système de pondération, non basé sur des résultats théoriques mais sur un ajustement numérique optimum.
- Les heuristiques: ces règles a priori sont souvent utilisés par les prévisionnistes ayant une grande expérience de la série temporelle observée.

On constate très souvent la juxtaposition de ces techniques en opérationnel, ce qui s'explique très largement par la non-prédominance d'une technique sur l'autre. Les utiliser conjointement permet parfois de pallier leurs inconvénients respectifs. Par exemple les techniques statistiques sont souvent considérées comme rigoureuses mais exigeantes en hypothèses souvent difficiles à vérifier en pratique. Par contre, le carcan théorique des réseaux de neurones est moindre, mais ils ont un aspect "boîte noire" indéniable, qui est peu

compatible avec le besoin de lisibilité et de traçabilité des décisions qui seront prises sur la base de la prévision.

Dans le domaine électrique, les réseaux de neurones et les méthodes statistiques sont utilisées à proportion égale mais des heuristiques sont toujours employées pour prévoir par exemple les consommations des jours fériés et autres périodes spéciales.

III.2.3. Concepts de basse des prévisions

- La composante est de savoir quelle donnée doit être prévue. Elle se décide suivant ce que l'entreprise cherche à améliorer. Pour planifier ses ressources, l'élargissement du plan d'investissement pour une entreprise de production d'électricité a besoin de prévision en unité de demande de cette énergie.
 - La saisonnalité de la chronique affecte le choix des méthodes mathématiques à utiliser.
 - L'horizon de prévision est en relation avec la durée du plan, il est défini par la taille du planning qu'on veut en déduire (en unités temporelles).
 - La fréquence de rafraîchissement est proportionnelle avec la qualité des prévisions.
- [25]

III.2.4. Méthodes de prévision

Les méthodes de prévision les plus utilisées sont: [26]

a) Lissage Exponentiel

Le lissage exponentiel est une méthode fréquemment utilisée pour le traitement des séries chronologiques, elle assigne des poids décroissants exponentiellement, des observations les plus récentes aux plus anciennes d'entre elles. En d'autres termes, les observations les plus récentes ont relativement des poids plus importants dans la prévision que les observations anciennes.

b) Méthode de Box-Jenkins

La méthode de prévision de Box & Jenkins est particulièrement bien adaptée au traitement des séries chronologiques complexes et à d'autres situations où la loi de base est difficile à appréhender et demande un nombre élevé de données, elle fait partie des méthodes les plus anciennes et traditionnelles. La méthodologie de cette méthode vise à formuler un modèle permettant de représenter une série chronologique avec comme finalité de prévoir des valeurs futures.

c) Méthode de Holt et Winters

La méthode de Holt et Winters permet en effet d'effectuer des prévisions sur des séries chronologiques assez irrégulières et soumises ou non à des variations saisonnières suivant un modèle additif ou multiplicatif.

III.2.5. Mesure de la consommation

La mesure en temps réel de la consommation est réalisée de façon "indirecte": la consommation est égale à la somme des productions des centrales, à la quelle on retranche le solde des exports sur les lignes d'interconnexion. En effet la production comme les transits sur les lignes d'interconnexion sont mesurées continûment par des capteurs, alors que la consommation est essentiellement connue par relève des compteurs. Elle est obtenue en faisant la différence entre l'offre nationale (Production + Importation) et les exportations.

III.3. Paramètres influençant la consommation d'électricité

Les paramètres influençant sur la consommation d'électricité sont présentés par ordre d'importance:[9]

III.3.1. Météorologie

Les données météorologiques sont les premiers éléments influençant la consommation d'électricité. Ainsi, l'évolution des conditions météorologiques tout au long de l'année est, pour une bonne part, à l'origine des variations cycliques annuelles de la consommation.

Pour établir une prévision, chaque entreprise productive d'électricité doit impérativement utiliser en particulier deux grandeurs, fournies par la Météo:

a) Température

La température est mesurée grâce à des capteurs. La prise en compte des hypothèses de températures et de ses variations à venir permet de quantifier la modification de consommation induite par l'utilisation du chauffage électrique en hiver ou de la climatisation en été.

b) Nébulosité

La nébulosité représente le taux de couverture nuageuse qui est utilisée généralement par les pays qui ont le ciel nuageux, elle est issue d'une observation humaine du ce dernier. Cette grandeur s'exprime en octa et varie de 0 à 8 (0 correspond à un ciel complètement

dégagé et 8 à un ciel couvert). La nébulosité a une influence sur l'utilisation de l'éclairage, mais aussi sur le chauffage en modifiant les effets du rayonnement solaire dans les habitations.

III.3.2. Activité économique

L'activité économique des entreprises a également une forte influence sur la consommation. Ces effets sont directement observables sur les courbes de consommation annuelle (creux de consommation au moment des vacances d'été) et hebdomadaire (consommation moindre les week-ends). Ainsi, les jours fériés modifient profondément le profil de la consommation le jour considéré.

III.3.3. Horaire légal

Cette grandeur on spécifique aux pays qui utilisent ce type de changement horaire (horaire d'été ou horaire d'hiver), influence également la consommation d'électricité en décalant la journée par rapport à l'heure solaire. L'horaire d'été a pour effet de pratiquement supprimer la pointe de consommation du soir. La consommation journalière maximale est alors atteinte le matin, entre 09h00 et 13h00. En hiver au contraire, la pointe de consommation a lieu à 19h00. Ce changement durable de la forme de consommation est appelé une rupture.

III.3.4. Evénements exceptionnels

Certains événements exceptionnels peuvent perturber le profil de la consommation en particulier:

- ❖ La finale de la coupe du monde provoque une augmentation de la consommation pendant la mi-temps, (mise en route de moteurs : réfrigérateurs, pompes à eau...).
- ❖ Les moments d'éclipse provoquent une chute de la consommation pendant quelques minutes.
- ❖ Les tempêtes entraînant d'importantes coupures de clientèle, perturbent pendant plusieurs jours la consommation d'électricité.

III.3.5. Effet ramadhan

L'étude des différents impacts que peuvent avoir ces événements religieux sur l'activité économique d'un pays montre que selon le secteur d'activité étudié, un même événement peut engendrer une hausse ou une baisse de l'activité du secteur en question.

III.4. Stratégie de développement du secteur de l'électricité en Algérie

L'Algérie dès son indépendance en 1962, a opté pour le développement du secteur de l'énergie, dans le cadre d'une politique nationale visant le développement des infrastructures électriques et de la situation économique du pays.

En 1976, la charte nationale annonça la volonté de généralisation de l'électrification des ménagers à travers tout le territoire national, ce qui aura des percussions majeures sur le développement des réseaux de transport et de distribution.

L'ouverture du marché de l'électricité a conduit à la séparation des activités de la Sonelgaz : production, transport et commercialisation. Ainsi, cette dernière est en charge de mettre en œuvre une bonne gestion qui assure le bon fonctionnement du système électrique qui répond à la demande de l'énergie électrique. [27]

III.4.1. Evolution de la consommation d'électricité en Algérie

L'évolution des consommations est scindée en deux mouvements: l'évolution de la consommation spécifique et l'arrivée de nouveaux consommateurs, que ce soit au secteur industriel qu'il s'agisse des entreprises existantes ou à venir ou au secteur domestique.

L'arrivée de nouveaux consommateurs domestiques sur le réseau dépend en premier lieu de l'évolution démographique qui représente un mouvement à grande inertie, dont la trajectoire est facilement prévisible.

Le nombre d'abonnés au réseau électrique est passé de 4,5 millions en 2000, à près de 9 millions au début de l'année 2016. Le taux d'électrification est ainsi passé de 88,7% en 2000 à 99% à la fin de 2015. Le tableau suivant présente le nombre de clients et le taux de consommation par wilaya. [28]

Tableau III.1 Répartition de la Clientèle et le taux de consommation par niveau de tension et par Wilaya.

Répartition de la Clientèle par niveau de tension et par Wilaya								
Wilaya	NOMBRE DE CLIENTS				CONSOMMATION (GWh)			
	HT	MT	BT	TOTAL	HT	MT	BT	TOTAL
ALGER	9	4 791	891 269	896 069	385,4	2 039,9	2 663,6	5 088,9
TIPAZA	2	907	121 087	121 996	96,6	206,3	291,6	594,5
CHLEF	2	1 177	174 337	175 516	211,5	228,3	469,4	909,2

TIARET	4	685	142 927	143 616	18.6	148,3	355,9	522,8
MOSTAGANEM	3	564	143 909	144 476	89.0	133,8	338,2	561,0
AIN DEFLA	2	1 031	134 387	135 420	3.6	177,8	360,6	542,0
RELIZANE	-	687	128 756	129 443	-	102,3	317,3	419,6
TISSEMSILT	-	207	49 443	49 650	-	27,5	109,6	137,1
ADRAR	-	820	103 132	103 952	-	109,5	326,9	436,4
SAIDA	2	393	64 614	65 009	70.8	68,9	162,6	302,3
EL BAYADH	-	246	47 869	48 115	-	23,2	114,4	137,6
NAAMA	-	357	39 205	39 562	-	41,3	89,9	131,2
BECHAR	-	543	62 791	63 334	-	117,2	260,6	377,8
TINDOUF	-	259	11 553	11 812	-	37,1	49,2	86,3
ORAN	10	1862	310 588	312 460	685.4	681,9	835,5	2 202,8
TLEMCEM	4	1294	235 412	312 460	340.1	350,9	591,3	1 282,3
SIDI BEL ABBES	-	805	134 509	135 314	-	144,6	325,5	470,1
MASCARA	2	941	160 994	161 937	411.5	172,6	415,4	999,5
AIN TEMOUCHENT	3	379	91 880	92 262	400.2	62,9	209,4	672,5
CONSTANTINE	3	1114	212 076	213 193	178.8	305,9	566,5	1 051,2
BATNA	1	1506	227 063	228 570	96.8	308,5	679,0	1 084,3
OUM EL BOUAGHI	-	735	125 343	126 078	-	123,7	321,5	445,2
KHENCHELA	-	452	82 087	82 539	-	71,6	217,5	289,1
TEBESSA	4	850	119 167	120 021	105.9	144,8	314,3	565,0
MILA	1	716	146 348	147 065	264.7	142,6	370,7	778,0
ANNABA	6	902	141 602	142 510	697.5	205,6	408,7	1 311,8
GUELMA	-	571	106 172	106 743	-	174,6	236,6	411,2
SKIKDA	11	909	153 029	153 949	759.5	183,0	386,8	1 329,3
SOUK AHRAS	-	369	83 855	84 224	-	95,6	190,2	285,8
AL TAREF	-	554	78 876	79 430	-	130,8	210,1	340,9
SETIF	2	1911	312 083	313 996	184.2	548,1	921,2	1 653,5
BEJAIA	1	1413	251 256	252 670	82.0	459,4	542,5	1 083,9
JIJEL	-	625	125 557	126 182	-	89,9	262,5	352,4
M4SILA	4	1307	173 516	174 827	415.7	223,7	594,6	1 234,0
BORDJ BOU ARRERIDJ	-	895	134 156	135 051	-	226,2	362,9	589,1
BLIDA	4	1941	208 138	210 083	177.5	486,5	672,2	1 336,2
BOUIRA	2	878	137 438	138 318	134.9	172,2	338,5	645,6
MEDEA	2	701	137 318	138 021	45.5	129,5	358,3	533,3
TIZI OUZOU	3	1106	300 427	301 536	32.0	329,4	695,7	1 057,1
DJELFA	-	966	131 539	132 505	-	145,4	354,7	500,1

OUARGLA	7	1845	121 111	122 963	1 607.8	438,0	549,3	2 595,1
BISKRA	2	1584	142 214	143 800	33.7	299,8	824,4	1 157,9
LAGHOUAT	6	768	69 088	69 862	287.1	160,4	244,4	691,9
TAMANRASSET	-	423	39 935	40 358	-	60,4	134,2	194,6
EL OUED	-	1125	137 695	138 820	-	152,2	784,6	936,8
GHARDAIA	-	753	98 828	99 581	-	154,9	324,6	479,5
ILLIZI	-	251	12 667	12 918	-	41,9	51,3	93,2
TOTAL GENERAL	102	45118	7 057 246	7 102 466	7 816	10 879	20 205	38 900

Aujourd'hui, le souci est double car il s'agit de préserver les ressources énergétiques d'origine fossile dont les réserves s'épuisent et répondre aux défis de l'heure. C'est pourquoi, le gouvernement s'est orienté vers la mise en valeur des ressources inépuisables, tel que le soleil, qui place l'Algérie au rang des pays les plus nantis.

La figure III.1 représente l'évolution de la production et de la consommation Pour l'ensemble de la période 1971-2006. On à enregistré l'évolution de la consommation d'une moyenne annuelle de 13 GWh, c'est en 2005 qu'on à enregistré le plus haut niveau qui est de 29.524 GWh.

La consommation énergétique du pays est passée de 30 millions de tonnes équivalent pétrole (TEP) en 2000 à 58 millions TEP en 2015. [27]

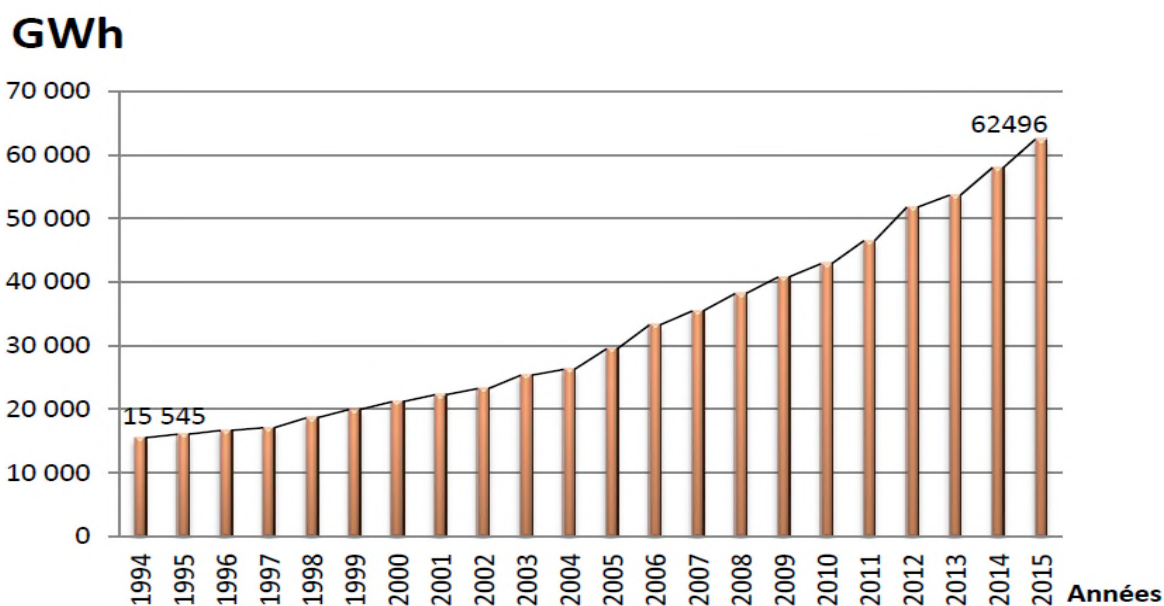


Figure III.1 Evolution de la production et de la consommation d'électricité en Algérie

III.4.2. Programme d'investissement [25]

a) Transport d'électricité

L'augmentation de la demande d'énergie électrique pousse à atteindre le palier 400 kV qui répond au besoin d'un réseau national fiable et robuste, en plus du développement des interconnexions internationales particulièrement avec la mise en œuvre de la boucle électrique autour de la méditerranée.

Les futurs réseaux en construction sont:

- ✓ La ligne Algérie-Tunisie.
- ✓ La ligne Algérie-Maroc.
- ✓ D'autres projets de lignes reliant Algérie à l'Europe, notamment deux liaisons sous marines directes avec l'Espagne et l'Italie sont en cours d'étude.
- ✓ En complément le renforcement du réseau sud à travers de autoroute de l'énergie.

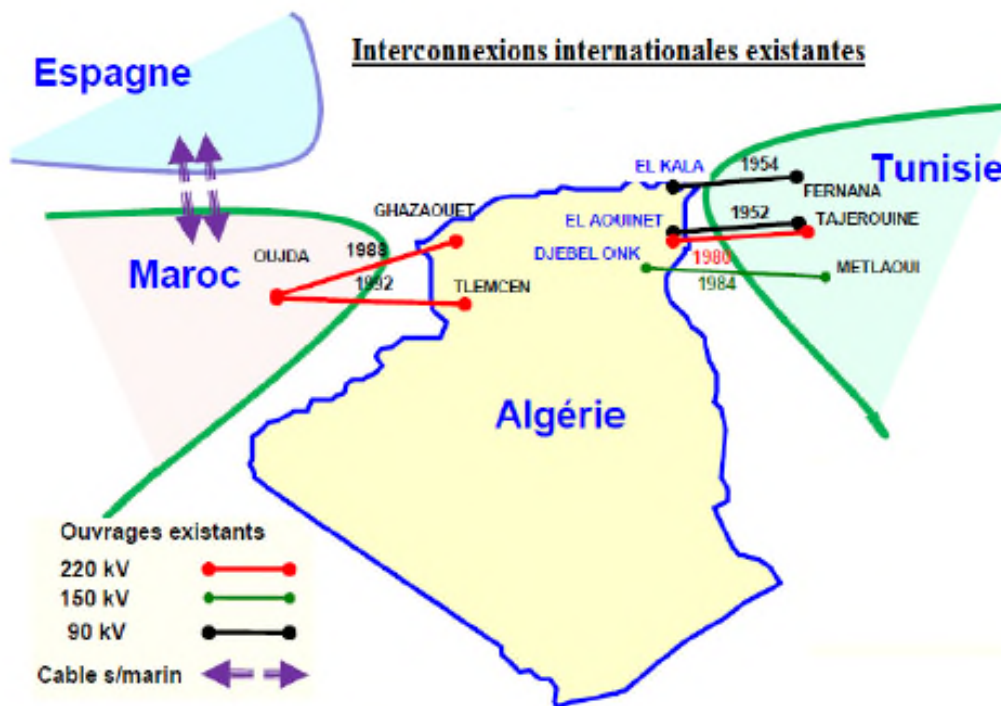


Figure III.2 Interconnexions internationales existantes

b) Principales sources de financements

- Les ressources obligatoires de marché.
- Les emprunts directs auprès des banques.
- Participation de l'état.

- Les participations des clients aux raccordements.
- Le recours au partenariat.

c) **Partenariat**

La politique de partenariat consiste à la participation de Sonelgaz dans diverses sociétés mixtes constitue un élément clé dans la diversification et l'amélioration de la mise en application de ses objectifs, ceci à pour but d'acquérir la technologie et le savoir faire dans le domaine de la gestion et l'organisation. Les entreprises qui font l'objet de partenariat sont:

AEK, SKB, BAOSEM, SKT, SKS, KAHRAMA, SKA: des sociétés mixtes algériennes avec capital Sonelgaz-Sonatrach.

NEAL: société mixte algérienne, avec capital Sonelgaz, Sonatrach et le groupe agroalimentaire SIM.

SKS: société mixte algérienne, avec capital Sonelgaz, Sonatrach et AEC.

Safir: société mixte algéro-Française, avec capital Sonelgaz, Sonatrach et gaz de France.

SIMAS: société mixte algéro-Canadienne.

ABESCO: société mixte algéro-Suisse.

Algesco: société mixte algéro-Américaine, avec capital Sonelgaz, Sonatrach et Général électric.

III.5. Conclusion

Le troisième chapitre est consacré à un élément très important et indispensable à tout type de planification, la quantité et la précision de cette dernière en dépende. Nous avons abordés sans à profondeur, les différents aspects de la prévision; type de prévision, horizon de prévision et les méthodes de prévision. La qualité de prévision dépend des données de consommation, de leur type, de leur étendue et leur exactitude. En raison de l'importance que la consommation de l'énergie électrique a sur les investissements que réclament le système électrique et particulièrement au niveau de la production en Algérie, Nous nous sommes intéressés à son évolution et sa répartition par wilaya et par niveau de tension aussi que les paramètres qui l'influence.

Chapitre IV

Modèles de planification

IV.1. Introduction

Ce chapitre est destiné aux questions à long terme de la planification du système production-transmission. Au début on va développer le modèle de la Planification de l'Expansion de la Production (PEP) sans pertes qui est un problème d'optimisation dans lequel l'objectif est minimiser les coûts des nouvelles productions en assurant la disponibilité la capacité d'énergie électrique suffisante à répartir. On va ensuite détailler le modèle de planification de l'expansion de la production en tenant compte des pertes. Dans ce cas les besoins de production totale peuvent être répartis sur des accès candidats. On développera à la fin le modèle de la planification d'expansion des postes transmission (PET) auquel on affecte les nœuds de charge et la position géographique ainsi que la capacité optimale des postes.

IV.2. Planification de production sans pertes

La Planification de l'Expansion de la Production (PEP) est la première étape cruciale dans le processus de la planification à long terme, après avoir prévue la charge pour une période future spécifiée. La PEP consiste à déterminer quand et quelles centrales de production sont nécessaires pour que les charges soient correctement alimentés pour un avenir prévu avec un coût minimal. [29]

IV.2.1. Description du problème [30]

PEP est un problème d'optimisation dont l'objectif est de déterminer le type et la capacité disponible des nouvelles productions, de sorte qu'une fonction objectif soit minimisée, en tenant compte de diverses contraintes qui sont de deux types:

- **Statique** dont la solution est trouvée uniquement pour une étape spécifiée (typiquement, année).
- **Dynamique** dont la solution est trouvée pour plusieurs étapes dans une période spécifiée.

La fonction objective à optimiser est:

$$\text{Fonction Objective} = \text{Coûts capitaux} + \text{Coûts d'exploitation} \quad (\text{IV.1})$$

Les coûts capitaux sont donnés par:

- Coûts d'investissement (C_{inv}).

- Valeurs solutions des coûts d'investissement (C_{solu}).
- Coûts d'inventaire des carburants ($C_{f_{inv}}$).

Tant dit que les coûts d'exploitation consistent en:

- Coûts de carburant (C_{fuel}).
- Frais d'exploitation et de maintenance hors carburant ($C_{E\&M}$).
- Coût de l'énergie non desservie (C_{ENS}).

Considérons un cas dont l'objectif est de déterminer la capacité de production de l'année t dans la quelle sa charge maximale est $PC(t)$.

Si $PP(t)$ désigne la capacité de production disponible dans l'année t , qui est en fonction de $K(t)$ tel que:

$$\begin{aligned} K(t) = & \text{Le nombre de centrales existantes avant l'année } t \\ & + \text{Le nombre des nouvelles centrales ajoutées durant l'année } t \\ & - \text{Le nombre de centrales éliminées pendant l'année } t. \end{aligned} \quad (IV.2)$$

En outre, si Res_t désigne la marge de réserve minimale (en%), la contrainte d'inégalité sur la capacité de production disponible doit être satisfaite.

$$(1 + Res_t/100)PC_t \leq PG_t \quad (IV.3)$$

La capacité de charge maximale plus la réserve minimale durant l'année t doit être inférieure au égale à la capacité de production durant l'année t .

IV.2.2. Formulation Mathématique

L'objectif consiste à déterminer à partir d'une liste d'options disponibles, le nombre, le type et la capacité de chaque centrale nécessaire, chaque année de la période d'étude. [32]

a) Fonction objectif

La fonction objectif est représenté par le coût total, C_{total} , à minimiser, et peut être décrite comme suite:

$$C_{total} = C_{inv} + C_{fuel} + C_{E\&M} + C_{ENS} \quad (IV.4)$$

Où:

C_{inv} : Le coût de l'investissement.

C_{fuel} : Le coût du carburant.

$C_{E\&M}$: Le coût d'exploitation et de maintenance.

C_{ENS} : Le coût de l'énergie non desservie.

❖ Coût de l'investissement C_{inv}

Le C_{inv} représente le coût d'une centrale électrique, en termes de R / kW tel que R est l'unité monétaire et le coût total de l'investissement est le produit de cette valeur avec la capacité de la centrale.

Si X_{it} représente le nombre de centrale de type i requise dans l'année t , le coût d'investissement C_{inv} est donné par:

$$C_{inv} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NTC} Cost_Inv_{it} PG_i X_{it} \quad (IV.5)$$

Où:

$Cost_Inv_{it}$: Le coût en (R / MW) pour la centrale de type i en année t

PG_i : La capacité de production de la centrale i en (MW).

T : La période d'étude (en années).

NTC : Le nombre de types de centrales.

❖ Coût du carburant C_{fuel}

Le coût du carburant d'une installation dépend de son niveau de production, et le coût total est calculé à partir du produit de cette valeur et de la production d'énergie de la centrale.

Le coût du carburant est calculé comme suit:

$$C_{fuel} = \sum_{t=1}^T (\sum_{i=1}^{NTC} Cost_Fuel_{it} Energy_{it} X_{it} + Cost_Fuel_{et}) \quad (IV.6)$$

Où:

$Cost_Fuel_{it}$: Le coût du carburant en (R / MWh) de la centrale de type i dans l'année t .

$Energy_{it}$: Production d'énergie de la centrale de type i en année t .

$Cost_Fuel_{et}$: Le coût du carburant des centrales existantes dans l'année t .

❖ Coût de l'exploitation et de la maintenance $C_{E\&M}$

Le coût de l'exploitation et de la maintenance est le processus requis pour le bon fonctionnement des centrales électriques, défini en fonction du nombre de jours par an. Deux paramètres de coûts sont également définis pour la maintenance comme suit:

- Un terme fixe, indépendant de la production d'énergie (il n'est pas affecté par la période de maintenance) en termes de R / kW mois; La valeur totale est calculée à partir du produit de cette valeur fois la capacité de la centrale des 12 mois.
- Un terme variable, défini en termes de R / MWh. Le coût variable total est affecté par la période de maintenance, car pendant cette période, la centrale ne produit aucune puissance.

Le coût d'exploitation et de maintenance est donné comme une fonction linéaire de la capacité de la centrale i :

$$C_{E\&M} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NTC} Cost_{E\&M_{it}} PG_i X_{it} \quad (IV.7)$$

Où:

$Cost_{E\&M_{it}}$: Le coût d'exploitation et de maintenance en (R / MW) pour la centrale de type i dans année t .

❖ Coût de l'énergie non desservie C_{ENS}

Une centrale de production peut être déclenchée en un temps donné par son taux d'interruption forcée. Il représente le pourcentage de temps où la centrale ne peut être disponible à cause des pannes inattendues. En raison des temps d'interruption forcée des centrales et en fonction de la demande et de la réserve disponible, une partie de la demande d'énergie ne peut pas être desservie. L'énergie non desservie ne peut pas être égale à zéro, mais elle devrait être minimisée en tant que terme du coût. Elle est donné par:

$$C_{ENS} = \sum_{t=1}^T Cost_{ENS_t} ENS_t \quad (IV.8)$$

Où:

$Cost_{ENS_t}$: Le coût de l'énergie non desservie dans l'année t en (R / MWh)

ENS_t : L'énergie non desservie en année t en (MWh)

b) Contraintes

Certaines contraintes doivent être observées lors du processus d'optimisation comme: les contraintes techniques, les contraintes de carburant et les contraintes de pollution.

❖ Contraintes techniques

La capacité de production devrait être suffisante pour répondre à la charge alors que certaines incertitudes sont impliquées et les centrales de production peuvent être de manière inattendue déclenchées à tout moment. Les deux contraintes suivantes peuvent être considérées.

$$(1 + Res_t/100)PC_t \leq \sum_{i=1}^{NTC} PG_{it}X_{it} + PG_t \quad \forall t = 1, \dots, T \quad (IV.9)$$

Où:

Res_t : La réserve requise en l'année t.

PC_t : La charge en année t.

PG_t : La capacité disponible en raison des centrales existantes de l'année t.

Cette contrainte montre que la capacité de production dans une année t devrait satisfaire à la charge plus une réserve en pourcentage.

$$LOLP_t \leq \overline{LOLP} \quad \forall t = 1, \dots, T \quad (IV.10)$$

La probabilité de perte d'une charge pendant l'année t $LOLP_t$ doit être inférieure ou l'égale à l'indice de fiabilité et \overline{LOLP} , l'indice de fiabilité est utilisé pour représenter la robustesse du système en réponse à des d'éléments imprévus.

Où:

$LOLP_t$: La perte de probabilité de charge en année t.

\overline{LOLP} : La valeur maximale acceptable du $LOLP_t$.

❖ Contrainte de carburant

Le type de carburant j dans l'année t peut être limité à \overline{Fuel}_{jt} en fonction de sa disponibilité pour le système. Par conséquent

$$Fuel_{ejt} + \sum_{i=1}^{NTC} Fuel_{ij}Energy_{it}X_{it} \leq \overline{fuel}_{jt} \quad \forall j \in Nf \text{ et } \forall t = 1, \dots, T \quad (IV.11)$$

C'est-à-dire, la quantité du fuel existante plus la somme des quantités du fuel qui sera consommée par les nouvelles centrales doit être inférieure à la quantité du fuel imposé \overline{fuel}_{jt} .

Où:

Fuel_{ij}: La consommation de carburant type j pour la centrale de type i en (m³ / MWh).

N_f: Le nombre de type de carburants disponibles.

Fuel_{ejt}: La consommation de carburant type j pour les centrales existantes dans l'année t en (m³).

❖ Contrainte de pollution

Comme pour le carburant, la pollution $Pollu_{ij}$ produite par la centrale i basée sur la pollution type j devrait être limitée à \overline{Pollu}_{jt} , donc:

$$Pollu_{ejt} + \sum_{i=1}^{NTC} Pollu_{ij} Energy_{it} X_{it} \leq \overline{Pollu}_{jt} \quad \forall j \in N_p \text{ et } \forall t = 1, \dots, T$$

(IV.12)

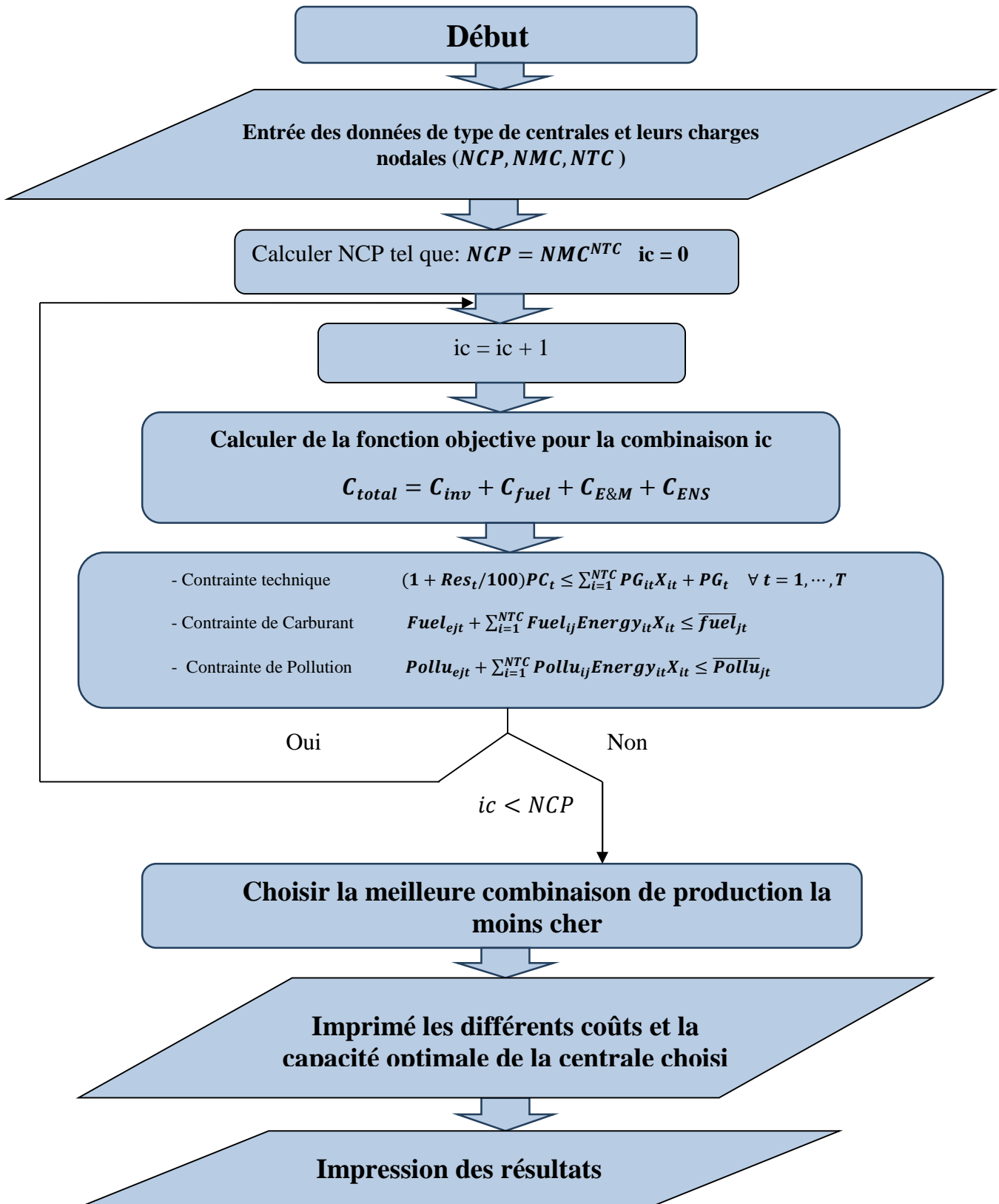
Où:

N_p: Le nombre de types de pollution .

Pollu_{ejt}: Le type de pollution j produit par les centrales existantes dans l'année t .

La quantité des pollutions produites pas les centrales existantes plus la somme des pollutions produites par les nouvelles centrales doivent être inférieures à la limite imposée \overline{Pollu}_{jt} .

IV.2.3. Organigramme de la planification de production sans pertes



IV.3. Planification de la production avec pertes

Afin d'attribuer les besoins de production totale aux accès du réseau et de satisfaire la charge de manière efficace et économique en minimisant les besoins d'extension du transport, en tenant compte les différentes contraintes techniques et non techniques (nombre d'accès, la puissance et la contrainte thermique), on développe un modèle avec les simplifications suivantes: [29]

- Les besoins de production totale ainsi que les types et les capacités des centrales de production sont connus.
- Certaines limitations et données pratiques sont disponibles pour les accès du réseau.

IV.3.1. Description du problème [30]

Les flux de puissance transitant par les lignes de transport sont en fonction à la fois, des charges dans les accès charges et des productions dans les accès de production. Les demandes en puissance sont connues et réparties entre les accès charges, et la production totale est connue, mais sa répartition entre les accès de production est supposée inconnue. Si DCLF (Direct Current Load Flow) est utilisé pour modéliser le comportement du réseau, les flux de puissance dans les lignes de transport seraient une fonction linéaire des charges et des productions.

Dans ce cas, le problème d'optimisation peut être formulé de manière que l'objectif est d'attribuer les besoins de production totale dans les accès.

Pour un réseau à N accès et M lignes les équations du DCLF sont:

$$\mathbf{P}_G - \mathbf{P}_D = \mathbf{B}\boldsymbol{\theta} \quad (\text{IV.13})$$

Où:

\mathbf{P}_P : Un vecteur des productions ($N * 1$).

\mathbf{P}_D : Un vecteur des charges ($N * 1$).

$\boldsymbol{\theta}$: Un vecteur d'angles de phase ($N * 1$).

\mathbf{B} : La matrice admittance nodale ($N * N$) avec $R = 0$.

Les flux d'énergie dans les lignes sont calculés comme suit:

$$\mathbf{P}_L = \mathbf{bA}\boldsymbol{\theta} \quad (\text{IV.14})$$

Où:

P_L : Un vecteur de flux de puissance transitant dans les lignes ($M * 1$).

b : Une matrice ($M * M$) dans laquelle les éléments de la diagonale b_{ii} représentent l'admittance de la ligne i et les éléments hors diagonale sont nuls, c'est une matrice diagonale.

A : La matrice de connexion ($M * N$) où a_{ij} est 1, si une ligne i existe et relié à l'accès j ; Sinon zéro. De plus, pour les accès de départ et de fin, les éléments sont respectivement 1 et -1.

Des deux équations précédentes (IV.13) et (IV.14) on aura :

$$P_L = bAB^{-1}(P_P - P_D) \quad (IV.15)$$

Pour une ligne spécifique i , le flux de ligne (P_{Li}) est:

$$P_{Li} = \sum_{j=1}^N S_{ij}(P_{Pj} - P_{Dj}) \quad (IV.16)$$

Où: P_{Pj} et P_{Dj} sont respectivement, la production et la charge de l'accès j .

S_{ij} est l' $ij^{\text{ième}}$ élément de la matrice bAB^{-1} , décrivant la sensibilité du flux de ligne i par rapport à la production et la différence de charge de l'accès j .

Dans le cas pratique on suppose qu'il y a certaines zones, chacune composée de quelques accès de production et de charge. On suppose que la charge et la production de l'accès j dans une zone k , représentée respectivement par P_{Dj} et P_{Pj} , représentent une partie de la charge et de la production totale de la zone k (PD^k et PP^k , respectivement).

$$P_{Dj} = \alpha_{Dj} PD^k \quad j \in \text{la zone } (k) \quad k = 1, \dots, Na \quad (IV.17)$$

Et

$$P_{Pj} = \alpha_{Pj} PP^k \quad j \in \text{la zone } (k) \quad k = 1, \dots, Na \quad (IV.18)$$

Où:

$$\sum_{j \in \text{zone}(k)} \alpha_{Dj} = 1.0 \quad k = 1, \dots, Na \quad (IV.19)$$

$$\sum_{j \in \text{zone}(k)} \alpha_{Pj} = 1.0 \quad k = 1, \dots, Na \quad (IV.20)$$

Tel que: Na est le nombre de zones, alors que α_{Dj} et α_{Pj} sont les facteurs de charge et de production dans une zone, respectivement.

En combinant les équations de (IV.16) jusqu'a (IV.20) on à le résultat suivant:

$$P_{Li} = \sum_{k=1}^{Na} (A_{Pi}^k PG^k - A_{Di}^k PD^k) \quad (IV.21)$$

Où:

$$A_{Pi}^k = \sum_{j \in \text{zonne}(k)} S_{ij} \alpha_{Pj} \quad (IV.22)$$

$$A_{Di}^k = \sum_{j \in \text{zonne}(k)} S_{ij} \alpha_{Dj} \quad (IV.23)$$

Où: A_{Pi}^k et A_{Di}^k sont les $i^{\text{ème}}$ sensibilités du flux de puissance de la ligne en fonction de la production et de charge de la zone k , respectivement. En ce qui concerne l'horizon de planification, on suppose que l'affectation de charge est fixée, nous avons:

$$P_{Li} = (\sum_{k=1}^{Na} A_{Pi}^k PG^k) + C_i \quad (IV.24)$$

Où: C_i est une constante.

L'écoulement P_{Li} à travers une ligne de transport i doit être dans ses limites de capacité thermique \bar{P}_{Li} , c'est-à-dire

$$-\bar{P}_{Li} \leq P_{Li} \leq \bar{P}_{Li} \quad (IV.25)$$

En outre, la production de la zone k doit être dans ses limites maximales \overline{PP}^k et minimales \underline{PP}^k , c'est-à-dire:

$$\underline{PG}^k \leq PG^k \leq \overline{PG}^k \quad (IV.26)$$

IV.3.2. Formulation Mathématique [30]

Le coût d'investissement d'une centrale de production et le coût réel des équipements, dépendent des facteurs techniques ou non techniques (le coût du terrain, le coût des canalisations d'alimentation en carburant et le coût d'interconnexion au réseau principal). L'effet de tous ces termes peut être représenté par β^k en (R/MW) montrant le coût de production dans la zone k .

a) Fonction objectif

Le coût d'investissement d'une centrale de production dépend de la zone, reflété par β^k . De plus, une fois que cette centrale est installée dans un accès, la capacité de toutes les lignes existantes peuvent nécessiter une capacité supérieure. La fonction objective considérée s'exprime comme suit:

$$F = \sum_{k=1}^{Na} \beta^k PG^k + \sum_{i=1}^M \gamma L_i (b_i - 1) \quad (\text{IV.27})$$

Où:

Le premier terme est le coût d'investissement de production, et le deuxième c'est le coût d'augmentation des capacités des lignes de transport.

L_i : La longueur de la ligne i .

b) Contraintes

Les contraintes à observer lors du processus d'optimisation sont les suivantes:

Les flux d'énergie transitant dans chaque ligne i est limité entre une limite minimale et une limite maximale.

$$-b_i \bar{P}_{Li} \leq (\sum_{k=1}^{Na} A_{Pi}^k PG^k + C_i) \leq b_i \bar{P}_{Li} \quad i = 1, \dots, M \quad (\text{IV.28})$$

Où:

$$1 \leq b_i \leq \bar{b} \quad i = 1, \dots, M \quad (\text{IV.29})$$

Et

La production de chaque zone K est comprise entre une limite minimale \underline{PG}^k et une limite maximale \overline{PG}^k .

$$\underline{PG}^k \leq PG^k \leq \overline{PG}^k \quad (\text{IV.30})$$

Tel que:

La somme des productions de toutes les zones est égale à la production totale PG^0

$$\sum_{k=1}^{Na} PG^k = PG^0 \quad (\text{IV.31})$$

L'équation (IV.29) découle de (IV.24) et (IV.25) à l'exception de l'inégalité vérifiée pour les lignes surchargées.

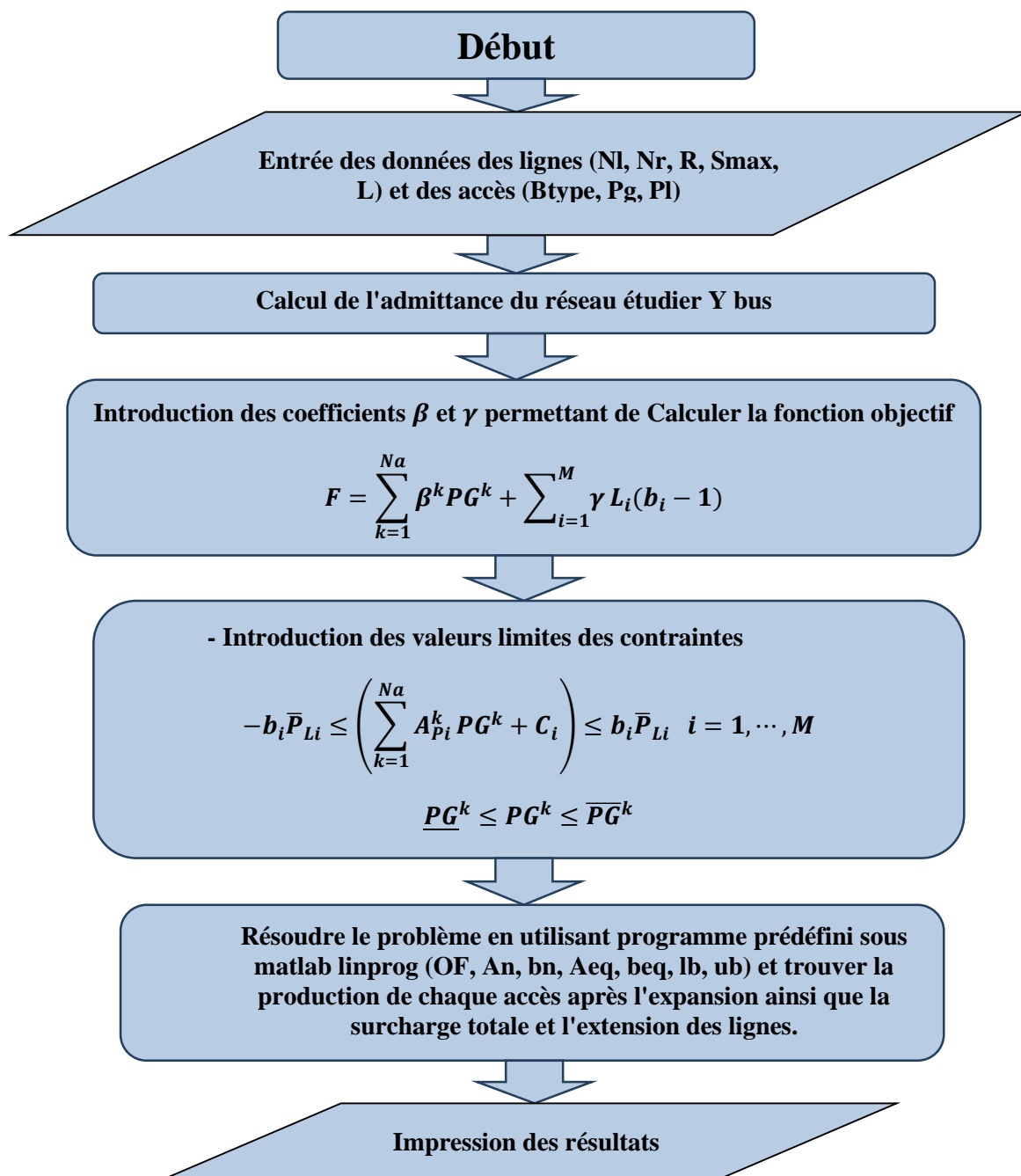
L'équation (IV.30) est la même que (IV.26). Où:

M : La somme de nombre de lignes entre les zones.

b : La capacité maximale qu'une ligne peut être étendue.

PG^0 : La capacité de production totale.

IV.3.3. Organigramme de La planification de production avec pertes



IV.4. Planification de l'expansion des postes

Avec la consommation croissante de l'énergie électrique, l'installation de nouveaux éléments du réseau de transport d'énergie sont nécessaires pour surmonter le manque éventuel problèmes d'adéquation, afin qu'y diverses contraintes opérationnelles soient respectées avec le moindre coût possible. [31]

IV.4.1. Description du problème [32]

La planification de l'expansion des postes peut être définie comme un problème d'optimisation dans le quel tous les coûts d'investissement ainsi que les coûts d'exploitation doivent être minimisés. Les capacités d'expansion des postes existants, l'emplacement, les tailles des nouveaux postes et le temps de disponibilité requis doivent être définis afin que les charges puissent être adéquatement fournies. La solution finale est donnée par:

- La capacité d'expansion de tous les postes existants (fournie dans la mesure du possible).
- L'affectation et la taille de tous les nouveaux postes.
- Les coûts d'investissement.

Le planificateur doit décider du meilleur choix, qu'implique le choix du coût le plus bas. Les coûts globaux peuvent être divisés en trois termes principaux :

❖ **Coût associé au poste HT** est divisé en trois termes principaux :

- Le coût du terrain est plus élevé près des nœuds de charge.
- Coût de l'équipement est dû à des transformateurs, des appareillages, etc. pour chaque poste, ceci est proportionnel à la capacité de ce dernier.
- Le coût des pertes qui est considéré comme un coût opérationnel.

En conséquence, le coût associé au poste HT est

$$\begin{aligned} \text{Coût d'un poste HT} &= \text{Terme indépendant en MVA (en raison du terrain)} \\ &+ \text{Terme dépendant en MVA (en raison des équipements)} \\ &+ \text{Coût des pertes des postes.} \end{aligned} \quad (\text{IV.32})$$

❖ **Coût associé au réseau en aval** dépend principalement du coût de l'alimentation lui-même, c'est-à-dire il dépend du coût par unité de longueur.

IV.4.2. Formulation Mathématique [30]

Nous allons formuler le problème comme un problème d'optimisation mathématique; en outre, on suppose que le coût du réseau en aval est simplement proportionnel à la distance du nœud de charge au poste d'alimentation.

a) Fonction Objectif

La fonction objectif, C_{total} se compose des deux termes suivants; C_{down_line} (coût de réseau en aval) et C_{stat} (coût de poste HT), elle s'exprime comme suit:

$$C_{total} = C_{down_line} + C_{stat} \quad (IV.33)$$

Si N_s et N_l représentent respectivement, le nombre de points d'approvisionnement (postes) et de nœuds de charge et $D(i, j)$ représente la distance entre le nœud de charge i et le poste j , nous avons:

$$C_{down_line} = \sum_{i=1}^{N_l} \sum_{j=1}^{N_s} g_L(i) X(i, j) D(i, j) S_L(i) \quad (IV.34)$$

Où: $X(i, j)$ représente la variable de décision ($X(i, j) = 1$ si l'accès de charge i est alimenté par le poste d'alimentation j sinon $X(i, j) = 0$). Notez que $X(i, j)$ sera obtenue par la solution du problème d'optimisation de sorte que, à la fin, le point d'alimentation de chaque nœud de charge soit déterminé. En ce qui concerne C_{stat} , on suppose que le coût variable d'un poste par MVA est $g_s^v(j)$ pour le $j^{ème}$ emplacement candidat. En conséquence, si $S_L(i)$ représente l'amplitude de la charge i en MVA.

$g_s^v(j)X(i, j)S_L(i)$: représente le coût associé au poste j , si la charge $S_L(i)$ est alimenté par un poste j ($X(i, j) = 1$). En générale, il existe N_s points d'approvisionnement, tel que:

$$C_{stat} = C_{stat_fix} + C_{stat_var} \quad (IV.35)$$

Où:

$$C_{stat_fix} = \sum_{j=1}^{N_s} g_s^f(j) X_s(j) \quad (IV.35.a)$$

Et

$$C_{stat_var} = \left(g_s^v(j) \left(\sum_{i=1}^{N_l} X(i, j) S_L(i) - C_{exis}(j) \right) \right) \quad (IV.35.b)$$

Pour un nouveau poste, la capacité existante (C_{exis}) est nulle. Ce terme est ajouté pour représenter le fait que si la capacité requise pour alimenter les charges est inférieure à la capacité d'un poste existant, aucun coût n'est requis en termes d'un poste. $X_s(i, j)$ égale 1 si le poste est sélectionnée; Sinon zéro.

$g_s^f(j)$: Le coût fixe d'un poste (coût du terrain) et en supposant être nul pour les centrales existantes.

b) Contraintes

Le calcul optimal du coût est associé à des contraintes d'égalité et d'inégalité. Les contraintes qui doivent être considérées sont:

❖ Contrainte de longueur

Si une charge est alimentée par un poste loin du nœud de charge, la chute de tension peut être supérieure à une valeur autorisée. Nous pouvons définir cette contrainte comme suit :

$$X(i,j)D(i,j) \leq Dmax \quad \forall i = 1, \dots, NI, \forall j = 1, \dots, Ns \quad (IV.36)$$

Où:

Dmax: La distance maximale qu'une charge peut être alimentée par un poste.
L'affectation des charges aux postes ne doit pas dépasser une distance maximale.

❖ Contrainte de capacité du poste

La deuxième contrainte à respecter est l'ensemble des charges alimentées par un poste j qui doivent être inférieure à la capacité maximale de ce dernier, elle est formulée comme suit:

$$\sum_{i=1}^{NI} X(i,j)S_L(i) \leq S_jmax \quad \forall j = 1, \dots, Ns \quad (IV.37)$$

Où:

\sum : Représente la charge totale alimentée par le poste j .

S_jmax: La capacité maximale du $j^{\text{ème}}$ poste.

c) Formulation du problème [33]

Compte tenu de la fonction objectif et des contraintes, le problème d'optimisation peut se résumer comme suit

$$\begin{aligned} \text{Min } & \sum_{i=1}^{NI} \sum_{j=1}^{Ns} g_L(i)X(i,j)D(i,j)S_L(i) + \sum_{j=1}^{Ns} \left(g_s^v(j) \left(\sum_{i=1}^{NI} X(i,j)S_L(i) - \right. \right. \\ & \left. \left. C_{exis}(j) \right) \right) + \sum_{j=1}^{Ns} g_s^f(j)X_s(j) \end{aligned} \quad (IV.38)$$

Sous les contraintes:

$$X(i,j)D(i,j) \leq Dmax \quad \forall i = 1, \dots, NI, \forall j = 1, \dots, Ns \quad (IV.39.a)$$

$$\sum_{i=1}^{NI} X(i,j)S_L(i) \leq S_jmax \quad \forall j = 1, \dots, Ns \quad (IV.39.b)$$

$$\sum_{j=1}^{Ns} X(i,j) = 1.0 \quad \forall i = 1, \dots, NI \quad (IV.39.c)$$

Exprimant l'exigence d'alimentation d'un nœud de charge via un seul poste.

$$\sum_{i=1}^{NI} X(i,j) \leq X_s(j)NI \quad \forall j = 1, \dots, Ns \quad (IV.39.d)$$

La valeur de $X_s(j)$ est 1: si le poste est sélectionné, sinon 0.

$X(i,j), X_s(j)$: Entier binaire (0 ou 1)

d) Fonctions objectif d'un cas avancé [34]

L'objectif est d'alimenter les charges par tous les postes de transport d'énergie afin de minimiser le coût total qui est égale:

$$C_{total} = C_{up-line} + C_{down-line} + C_{stat} + C_{loss}^{LL} + C_{loss}^S \quad (IV.40)$$

C_{total} : Le coût global du plan. D'autres termes sont décrits ci-dessous. Notez que:

- Chaque charge est représentée avec son amplitude (en MVA) et ses caractéristiques géographiques (X et Y) à l'horizon d'une année.
- Chaque charge est supposée être fournie radialement par un poste en amont (pour ignorer les réseaux en aval). Cette approche facilite la procédure de planification en tenant compte de certaines considérations pratiques.

❖ Coût du réseau en aval $C_{down-line}$

Une charge peut être alimentée par plusieurs postes proches. Le coût dépend de la distance entre le centre de charge et le poste comme suit:

$$C_{down-line} = \sum_{j \in S} \sum_{i \in L(j)} C_L(A_i^{LL}) D_{ij}^{LL} \quad (IV.41)$$

Où:

$C_L(A_i^{LL})$: Le coût de l'alimentation pour la fourniture de la charge i par la ligne A_i^{LL} .

D_{ij}^{LL} : La distance entre la charge i et le poste j .

S : L'ensemble de tous les postes de productions nouveaux et étendus.

$L(j)$: L'ensemble de toutes les charges connectées au $j^{\text{ème}}$ poste.

❖ Coût du poste HT C_{stat}

Un coût important est le coût d'investissement pour toutes les postes définies comme suit:

$$C_{stat} = \sum_{j \in S} (\alpha_j^i + \beta_j^S S_{cap j}^{ES}) - \sum_{j \in SE} AF_j (\alpha_j^i + \beta_j^S S_{cap j}^{ES}) \quad (IV.42)$$

α_j^i : Coût fixe pour le poste j (principalement en raison du coût du terrain requis).

β_j^S : Facteur de coût variable pour le poste j (dépend de la capacité en MVA).

$S_{cap j}^{ES}$: Capacité d'un nouveau poste j (en MVA).

SE : L'ensemble de tous les postes existants.

AF_j : Coefficient d'amortissement pour le poste existant j .

$S_{cap j}^{ES}$: Capacité du poste existant j

\sum : représente la somme des coûts associés aux extensions des postes existants.

❖ Coût du réseau en amont $C_{up-line}$

De toute évidence, plus un poste est proche d'un réseau de transport existant, plus c'est intéressant, en termes de coûts généraux. Pour tenir compte de cet effet, un terme $C_{up-line}$ est inclus dans l'équation (IV.40), donc :

$$C_{up_line} = \sum_{j \in S} (\alpha_j^{HL} + \beta_j^{HL} S_{cap j}^{HL}) D_j^{HL} \quad (IV.43)$$

Où:

α_j^{HL} : Le coût fixe d'un réseau en amont pour alimenter le poste j .

β_j^{HL} : Facteur du coût variable du réseau en amont pour alimenter le poste j

$S_{cap j}^{HL}$: La capacité du réseau en amont pour alimenter le poste j .

D_j^{HL} : La distance entre le poste j et le point d'alimentation le plus proche du réseau HT.

❖ Coût des pertes opérationnelles C_{loss}^{LL}

Les pertes d'exploitation (fonctionnement) doivent également être minimisées C_{loss}^{LL} et présenté comme suit:

$$C_{loss}^{LL} = P_{loss}^{LL} \sum_{j \in S} \sum_{i \in L(i)} R(A_i^{LL}) D_{ij}^{LL} (S_{load}^i) \quad (IV.44)$$

Où:

P_{loss}^{LL} : Le coût des pertes du réseau en aval calculé comme dans l'année de base.

$R(A_i^{LL})$: La résistance du conducteur alimentant la charge i .

S_{load}^i : est la surcharge de la charge i par rapport à la valeur de base (Année en cours).

❖ Coût des pertes de transformateur C_{loss}^S

Le coût des pertes de transformateur, noté C_{loss}^S et défini comme suit:

$$C_{loss}^S = P_{loss}^S \sum_{j \in S} \left(\alpha_{loss j}^S + \beta_{loss j}^S \left(\frac{S_j^S}{S_{cap j}^S} \right)^2 \right) \quad (IV.45)$$

Où:

$\alpha_{loss j}^S$: Les pertes fixes d'un poste j .

$\beta_{loss j}^S$: Les pertes variables du poste j pour des conditions de pleine charge.

P_{loss}^S : Le coût des pertes de transformateur calculé à partir de l'année de référence (pour une période de 30 ans d'exploitation).

S_j^S : La charge réelle du poste j en MVA.

e) Contraintes

Les contraintes suivantes sont prises en compte dans le problème d'optimisation.

❖ Capacité thermique du réseau en aval

La surcharge de l'accès i doit être inférieure ou égale à la capacité requise du poste sélectionné pour alimenter la $i^{\text{ième}}$ charge.

$$S_{load}^i \leq S_i^{LL} \quad \forall i \in L \quad (IV.46)$$

Où:

L: L'ensemble de charges.

S_i^{LL} : La capacité requise du poste sélectionné pour alimenter la $i^{\text{ème}}$ charge.

❖ **Chute de tension**

$$\Delta U^i \leq \Delta U - \Delta U^S \quad \forall i \in L \quad (\text{IV.47})$$

Où:

ΔU^i : La chute de tension actuelle de la charge i .

ΔU : La chute de tension acceptable.

ΔU^S : Est un facteur pour considérer le fait qu'un poste déjà existant peut avoir des problèmes de chute de tension à la moindre charge supplémentaire qui peut être appliquée à ce poste.

❖ **Capacité d'installation maximale et minimale**

$$\underline{S}_j \leq S_{cap j}^S \leq (1.0 - res_j) \bar{S}_j \quad (\text{IV.48})$$

Où:

res_j : La capacité de réserve requise pour le poste j .

\bar{S}_j : La capacité d'expansion maximale d'un poste existant.

❖ **Capacités standard**

$$S_{cap j}^S \subset S_{stand} \quad (\text{IV.49})$$

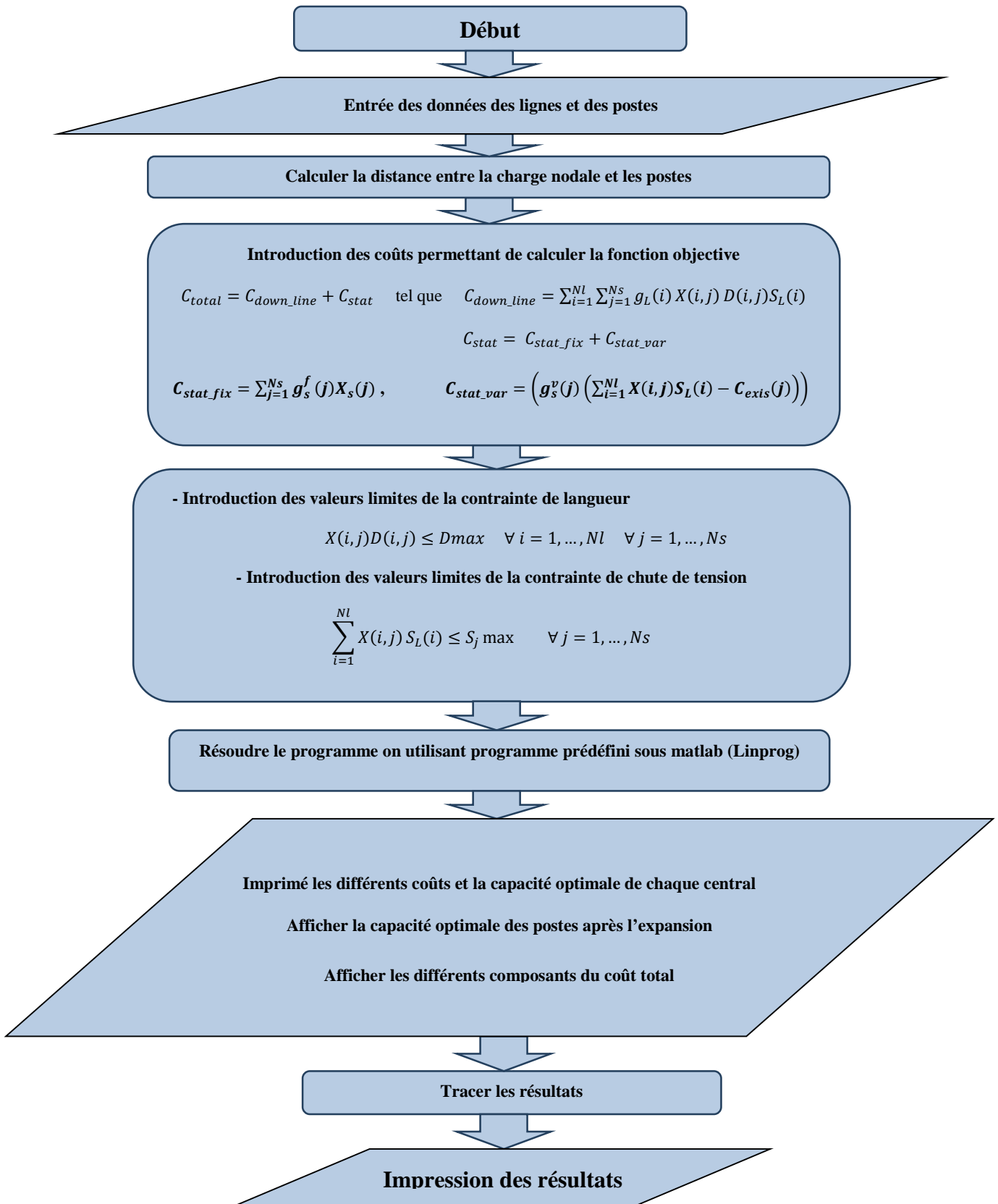
Montre que les postes doivent être sélectionnés à partir d'un ensemble de listes standard (disponible auprès des services de planification).

❖ **Capacité thermique des lignes en amont**

$$S_{cap j}^{HL} \leq S_j^{HL} \quad \forall j \in S \quad (\text{IV.50})$$

Où: **S** est défini avant.

IV.4.3. Organigramme de La méthode de planification de l'expansion des postes



IV.5. Conclusion

Dans ce chapitre on a détaillé trois modèles de la planification le premier, concerne l'expansion de la production où les pertes dans les lignes de transport sont négligées, le deuxième concerne toujours la production mais en tenant compte des pertes dans les lignes de transport et le troisième c'est la planification d'expansion des postes. La formulation mathématique de chaque modèle à été développée, cela consiste en général à minimiser une fonction objective tout en prenant en considération différentes contraintes d'égalité et d'inégalité.

Chapitre V

Application et résultats

V.1. Introduction

Ce dernier chapitre présente l'application des différentes méthodes de planification vu dans le chapitre IV. Le planificateur peut utiliser ces modèles dans le but de prendre des décisions à moindre coût. Ces dernières prennent en considération différents aspects (coûts d'installation des centrales de production, carburant, opération de maintenance, etc....), contrairement aux décisions prises instinctivement par le planificateur lui-même.

Nous commençons ce chapitre par l'application de la planification de production sans tenir compte des pertes suivi de la planification de production en tenant compte des pertes et on termine par la planification d'expansion des postes.

V.2. Planification de la production sans pertes

Il s'agit de la planification de la production sans tenir compte de la répartition géographique des centrales de production ce qui revient à négliger les pertes électriques dans le réseau électrique.

La fonction objectif C_{total} à minimiser est:

$$C_{total} = C_{inv} + C_{fuel} + C_{E\&M} + C_{ENS} \quad (V.1)$$

Les contraintes à respecter sont:

❖ Contrainte technique

$$(1 + Res_t/100)PC_t \leq \sum_{i=1}^{NTC} PG_{it}X_{it} + PG_t \quad \forall t = 1, \dots, T \quad (V.2)$$

❖ Contrainte de carburant

$$Fuel_{ejt} + \sum_{i=1}^{NTC} Fuel_{ij}Energy_{it}X_{it} \leq \overline{fuel}_{jt} \quad \forall j \in Nf \text{ et } \forall t = 1, \dots, T \quad (V.3)$$

❖ Contrainte de pollution

$$Pollu_{ejt} + \sum_{i=1}^{NTC} Pollu_{ij}Energy_{it}X_{it} \leq \overline{Pollu}_{jt} \\ \forall j \in Np \text{ et } \forall t = 1, \dots, T \quad (V.4)$$

V.2.1. Application 1

Le programme (PEP1), réalisé sous Matlab selon l'organigramme IV.2.3, est appliqué au cas de la planification sans tenir compte des pertes. On prend l'exemple de cinq centrales électriques, dont la capacité totale de production est de 1000MW qui sont réparties selon le type de centrales tel que:

A: Centrale hybride (gaz-solaire) 150 MW.

B: Centrale thermique (avec charbon) 250 MW.

C: Centrale à gaz 200 MW.

D: Centrale thermique (avec pétrole) 150 MW.

E: Centrale solaire 250 MW.

a) Données requises

Les données qui sont utilisés pour chaque type de centrale sont: Les capacités, le coût d'investissement, la durée de vie, le coût du fuel ainsi le coût d'exploitation et de la maintenance. Elles sont représentées dans le tableau V.1:

Tableau V.1 Données des centrales.

Nom de la centrale	La capacité (MW)	C_{inv} (R/kW)	La durée de vie (année)	C_{fuel} (R/MWh)	$C_{E\&M}$ (R/kW mois)
A	150	300	20	20.409	1
B	250	350	30	14.000	3
C	200	500	25	51.906	5
D	150	400	25	14.355	3.5
E	250	450	20	00.000	4

Où:

C_{inv} : Coût d'investissement.

C_{fuel} : Coût de carburant.

$C_{E\&M}$: Coût d'exploitation de la maintenance.

Les données complémentaires qu'il faut introduire sont: La charge maximale du réseau, le taux de réserve, taux d'augmentation du coût d'investissement par année et la capacité des

centrales existantes ainsi que le coût du carburant des centrales existantes. Elles sont représentées dans le tableau V.2:

Tableau V.2 Données complémentaires.

La charge maximale du réseau (MW)	Taux de réserve (%)	Taux d'augmentation du coût d'investissement par année (%)	Capacité des centrales existantes (MW)	Coût du carburant des centrales existantes (%)
1000	20	10	1000	20

b) Programme PEP1

Le programme PEP1 (Planification d'Expansion de Production) nous permet de faire une étude comparative des différents cas de combinaisons possibles des centrales, et permet de choisir la combinaison dont le coût total est le moins cher, tel que:

$$NCP = NMC^{NTC} \quad (V.5)$$

Où:

$$NTC = 5 \text{ et } NMC = 0:10 \Rightarrow NMC = 11$$

$$\Rightarrow NCP = 11^5 \Rightarrow NCP = 161051 \text{ combinaisons}$$

On à:

NTC: Nombre de type de centrale.

NCP: Nombre de combinaisons possible.

NMC: Nombre maximal de centrales de même type dans une combinaison.

Dans ce cas, le coût d'investissement C_{total} ainsi que les coûts d'exploitation et de la maintenance doivent être minimisés et calculés en fonction de h (heure) (h varie de zéro à 8760 qui est le nombre d'heure dans l'année). Les coûts doivent être renvoyés à un point de référence commun, de sorte que les comparaisons des combinaisons soient possibles.

V.2.2. Résultats

Capacité optimale de la centrale A = 0

Capacité optimale de la centrale B = 0

Capacité optimale de la centrale C = 0

Capacité optimale de la centrale D = 0

Capacité optimale de la centrale E = 4

*****Resultats*****

La capacité de la centrale E	Coût d'investissement	Coût du carburant	Coût fixe d'E&M
(MW)	(R/an)	(R/an)	(R/an)
1000.00	5.28E+007	0.00E+000	4.80E+007

Coût total = 1.01E+008 (R)

V.2.3. Interprétation des résultats

D'après les résultats obtenus de la simulation par le programme PEP1, le type de centrale qui conduit à un coût économique optimal est la centrale solaire. Pour satisfaire la demande de 1000 MW il faut mettre en œuvre 4 centrales de ce type. Les coûts calculés sont:

Le coût d'investissement de la centrale solaire est $5.28 * 10^7$ (R).

Le coût du carburant de la centrale solaire est 0.00 (R).

Le coût de l'exploitation et de la maintenance de la centrale hydraulique est $4.80 * 10^7$ (R).

Le coût total est de $1.01 * 10^8$ (R).

Pour le sud Algérien les centrales solaires représentent le choix adéquat et le plus économique, car il dispose d'un gisement solaire des plus élevé.

V.2.4. Application 2

Dans le cas des régions qui ont suffisamment de réserve d'eau on remplace la centrale thermique (avec charbon) à cause des quantités de pollution qu'elle refoule et le coût du carburant, par une centrale hydraulique. On prend toujours le cas de cinq centrales électriques, dont la capacité totale est de 1000 MW, qui sont réparties selon le types de centrales tel que:

A: Centrale hybride (gaz-solaire) 150 MW.

B: Centrale hydraulique 250 MW.

C: Centrale à gaz 200 MW.

D: Centrale thermique (avec pétrole) 150 MW.

E: Centrale solaire 250 MW.

a) Données requises

Les données qui sont utilisés pour chaque type de centrale sont: Les capacités, le coût d'investissement, la durée de vie, le coût du fuel ainsi le coût d'exploitation et de la maintenance. Elles sont représentées dans le tableau V.3:

Tableau V.3 Données des centrales.

Nom de la centrale	La capacité (MW)	C_{inv} (R/kW)	La durée de vie (année)	C_{fuel} (R/MWh)	$C_{E\&M}$ (R/kW mois)
A	150	300	20	20.409	1
B	250	500	40	00.000	5
C	200	500	25	51.906	5
D	150	400	25	14.355	3.5
E	250	450	20	00.000	4

Les données complémentaires qu'il faut introduire sont: Les mêmes que la première application, à savoir la charge maximale du réseau, le taux de réserve, taux d'augmentation du coût d'investissement par année et la capacité des centrales existantes ainsi que le coût du carburant des centrales existantes. Elles sont représentées dans le tableau V.2.

b) Programme PEP1

On va utiliser le même programme que la première application, mais cette fois on va limiter le nombre maximal de centrales de même type dans une combinaison à deux.

$$NTC = 5 \text{ et } NMC = 0:2 \Rightarrow NMC = 11 \Rightarrow NCP = 2^5 \Rightarrow NCP = 32 \text{ combinaisons}$$

V.2.5. Résultats

Capacité optimale de la centrale A = 0

Capacité optimale de la centrale B = 2

Capacité optimale de la centrale C = 0

Capacité optimale de la centrale D = 0

Capacité optimale de la centrale E = 2

*****Resultats*****

La capacité de la centrale E	Coût d'investissement	Coût du carburant	Coût fixe d'E&M
(MW)	(R/an)	(R/an)	(R/an)
1000.00	5.19E+007	0.00E+000	5.40E+007

Coût total = 1.06E+008 (R)

V.2.6. Interprétation des résultants

D'après les résultats obtenus de la simulation par le programme PEP1, les types de centrales qui conduisent à un coût économique optimal est les centrales hydrauliques et solaires. Pour satisfaire la demande de 1000 MW il faut mettre en œuvre deux centrales des deux types choisi. Les coûts calculés sont:

Le coût d'investissement des quatre centrales choisi est 5.19×10^7 (R).

Le coût du carburant des quatre centrales choisi est 0.00 (R).

Le coût de l'exploitation et de la maintenance des quatre centrales choisi est 5.40×10^7 (R).

Le coût total est de 1.06×10^8 (R).

Pour le nord Algérien on peut installer des centrales solaires comme hydrauliques, car il dispose de grandes réserves d'eau contrairement au sud qui dispose que du soleil.

V.3. Planification de la production avec pertes

Il s'agit de la planification de la production en tenant compte de la répartition géographique des centrales de production, ce qui revient à prendre en considération les pertes dans le réseau électrique.

V.3.1. Application

Le programme (PEP2), réalisé sous Matlab selon l'organigramme VI.3.3, est appliqué au cas d'un réseau à 7 accès représenté par la figure V.1. Il s'agit de la planification de la production en tenant compte des pertes.

La fonction objective à minimiser est:

$$F = \sum_{k=1}^{Na} \beta^k PG^k + \sum_{i=1}^M \gamma L_i (b_i - 1) \quad (V.6)$$

Les contraintes à respecté sont:

$$-b_i \bar{P}_{Li} \leq (\sum_{k=1}^{Na} A_{pi}^k PG^k + C_i) \leq b_i \bar{P}_{Li} \quad i = 1, \dots, M \quad (V.7)$$

$$\underline{PG}^k \leq PG^k \leq \overline{PG}^k \quad (V.8)$$

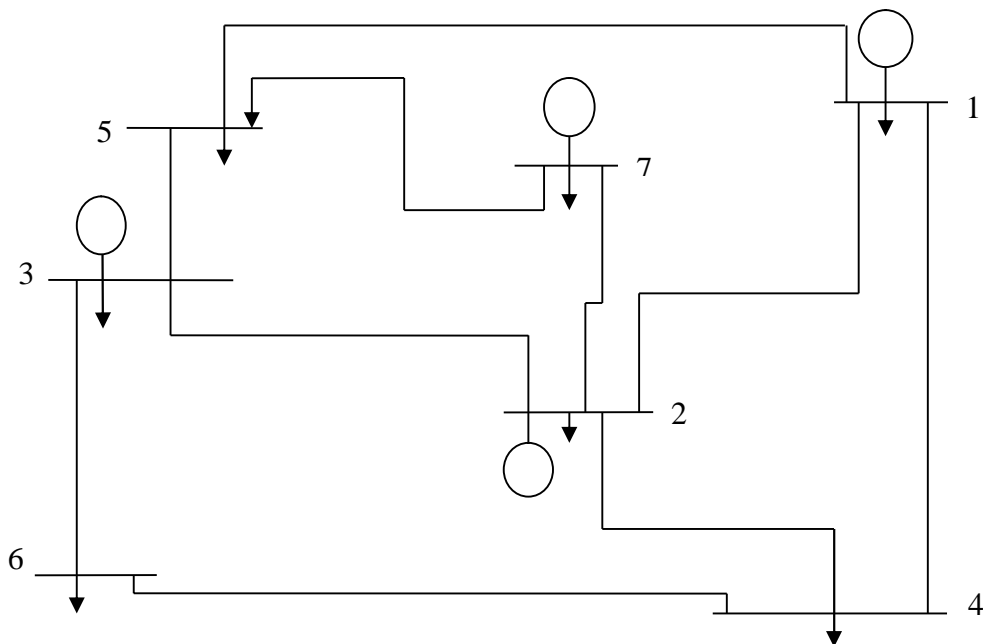


Figure V.1 Architecture du réseau étudié

La charge totale de ce réseau est de 1000 MW qui est égale à 10 pu, et qui est répartie sur les accès comme suit:

Accès 1: 124 MW

Accès 2: 172 MW

Accès 3: 112 MW

Accès 4: 148 MW

Accès 5: 172 MW

Accès 6: 121 MW

Accès 7: 151 MW

a) Données requises

Les données des accès qui sont utilisés sont: Le type des accès, la puissance de production minimale et la charge des accès. Elles sont représentées dans le tableau V.4:

Tableau V.4 Données des accès.

Numéro d'accès	Type d'accès	PPmin (pu)	La charge de l'accès PD (Pu)
1	2	1.130	1.240
2	3	0.500	1.720
3	2	0.650	1.120
4	3	0.000	1.480
5	3	0.000	1.720
6	2	0.220	1.210
7	3	0.000	1.510

Tel que:

PPmin est la limite minimale de la puissance de production de l'accès, les valeurs (1, 2, 3) dans la deuxième colonne correspondent à l'accès bilan, générateur et charge, respectivement.

Il faut aussi introduire les données des lignes à savoir accès départ et accès finale, résistance, réactance, contrainte thermique et la longueur. Les données des lignes sont représentées dans le tableau V.5:

Tableau V.5 Données des lignes.

Numéro de ligne	Accès départ	Accès final	Résistance de la ligne (pu)	Réactance de la ligne (pu)	Contrainte thermique maximale (pu)	La longueur de la ligne (Km)
1	1	2	0.1000	0.40	1.0	400.0
2	1	4	0.1500	0.60	0.8	600.0
3	1	5	0.0500	0.20	1.0	200.0
4	2	3	0.0500	0.20	1.0	200.0
5	2	4	0.1000	0.40	1.0	400.0

6	3	5	0.0500	0.20	1.0	200.0
7	3	6	0.1500	0.60	0.8	600.0
8	4	6	0.1000	0.40	1.0	400.0
9	7	2	0.1500	0.60	0.8	600.0
10	7	5	0.5000	0.20	1.0	200.0

Il faut aussi ajouter les données des accès candidats (tableau V.6)

Tableau V.6 Données des accès candidats.

Numéro d'accès	Beta	PPmax (pu)
1	100	10.000
2	100	03.000
3	100	03.000
4	100	03.000
5	100	03.000
6	100	03.000
7	100	03.000

Tel que:

Beta: Facteur du coût d'investissement d'expansion de production.

PPmax: La limite maximale de la puissance de production de l'accès.

❖ Données complémentaires

Les données complémentaires qu'il faut introduire pour le fonctionnement du programme sont: la capacité d'expansion maximale possible pour chaque ligne Biu en pu (on prévoit 10%) et le coût d'investissement de l'augmentation de transmission de la ligne Ga en R/MW sont comme suit:

$$\mathbf{Biu} = [1.1 \ 1.1 \ 1.1 \ 1.1 \ 1.1 \ 1.1 \ 1.1 \ 1.1 \ 1.1 \ 1.1]$$

$$\mathbf{Ga} = 20$$

b) Programme

Le programme (PEP2) affecte la charge de 10 pu sur les accès candidats de manière à avoir une surcharge nulle au niveau des lignes qui raccordent les 7 accès, tout en prenant compte, les contraintes techniques (contrainte thermique maximale) et économiques. Le programme calcule la valeur de la surcharge totale et les augmentations de charge des lignes.

Dans le cas d'une surcharge on procède à l'extension des lignes surchargées pour éliminer cette surcharge.

V.3.2. Résultats

Production de chaque accès candidats comme suit:

numéro d'accès	$ P_i$ (pu.)
1	2.38
2	1.42
3	1.44
4	1.24
5	0.78
6	1.33
7	1.41

Valeurs des surcharges totales et des extensions des lignes

|La surcharge totale|

0.00

Pas d'extension de ligne.

V.3.3. Interprétation des résultats

D'après les résultats de simulation du programme, on a obtenus la charge de chaque accès candidats après l'expansion, et comme on la vu dans les résultats, il n'ya pas d'extension des lignes car la surcharge totale est nulle.

V.4. Planification d'expansion des postes

IL s'agit de la planification de l'expansion des postes dans les quels tous les coûts d'investissements doivent être minimisé. Les capacités d'expansion des postes existants, l'emplacement et les tailles des nouveaux postes et le temps de disponibilité requis ainsi que la taille des postes sélectionnés et non sélectionnés doivent être définis afin que les charges puissent être adéquatement alimentés.

La fonction objective à minimiser est:

$$C_{total} = C_{down_line} + C_{stat} \quad (V.9)$$

$$C_{down_line} = \sum_{i=1}^{NL} \sum_{j=1}^{Ns} g_L(i) X(i,j) D(i,j) S_L(i) \quad (V.9.a)$$

$$C_{stat} = C_{stat_fix} + C_{stat_var} \quad (V.9.b)$$

Les contraintes à respecter sont:

❖ Contrainte de longueur

$$X(i,j) D(i,j) \leq Dmax \quad \forall i = 1, \dots, NL, \forall j = 1, \dots, Ns \quad (V.10)$$

❖ Contrainte de capacité du poste

$$\sum_{i=1}^{NL} X(i,j) S_L(i) \leq S_jmax \quad \forall j = 1, \dots, Ns \quad (V.11)$$

V.4.1. application

Le programme (PET) réalisé sous Matlab selon l'algorithme VI.4.3, est appliqué au cas d'un réseau à 37 lignes dont la charge est de 30 MVA (30pu) chacun. Le réseau comporte quatre postes existants (1 à 4), 21 autres sont considérées comme de nouveaux accès candidats.

L'objectif est de déterminer les postes HT requis pour que les charges soient complètement satisfaites.

a) Données requises

Les données qui sont utilisées pour chaque ligne reliant les postes aux accès sont: La position géographique de la ligne (L_x est le point départ, L_y est le point d'arriver), la valeur absolue de la charge ainsi que le coût de réseau en aval par unité de longueur (Km). Elles sont représentées dans le tableau V.7:

Tableau V.7 Données des lignes.

Numéro de ligne	Lx	Ly	SI (Pu)	PI (R/Km)
01	02	40	0.3	80 000
02	20	40	0.3	80 000
03	02	28	0.3	80 000
04	05	21	0.3	80 000
05	20	28	0.3	80 000
06	10	50	0.3	80 000
07	25	50	0.3	80 000
08	30	57	0.3	80 000
09	40	61	0.3	80 000
10	37	55	0.3	80 000
11	43	54	0.3	80 000
12	35	35	0.3	80 000
13	46	42	0.3	80 000
14	52	40	0.3	80 000
15	44	32	0.3	80 000
16	46	15	0.3	80 000
17	44	76	0.3	80 000
18	52	76	0.3	80 000
19	58	74	0.3	80 000
20	54	66	0.3	80 000
21	60	53	0.3	80 000
22	58	19	0.3	80 000
23	64	17	0.3	80 000
24	60	06	0.3	80 000
25	67	40	0.3	80 000
26	85	57	0.3	80 000
27	95	73	0.3	80 000
28	95	44	0.3	80 000
29	90	40	0.3	80 000
30	94	33	0.3	80 000
31	91	32	0.3	80 000
32	93	28	0.3	80 000
33	93	19	0.3	80 000
34	98	12	0.3	80 000
35	75	32	0.3	80 000
36	85	17	0.3	80 000
37	85	10	0.3	80 000

Où:

Lx, Ly: La position géographique de la ligne (Lx est le point départ, Ly est le point d'arrivée).

SI: La valeur absolue de la charge.

Pl: Le coût de réseau en aval par unité de longueur (Km).

Les données qui sont utilisé pour chaque poste sont: La position géographique des postes (S_x , S_y), la capacité existante des postes, la capacité maximale des postes et le coût fixe du poste ainsi le coût variable du poste. Elles sont représentées dans le tableau V.7:

Tableau V.8 Données des postes.

Nombre de postes	S_x	S_y	Cexis (pu)	Smax (pu)	Psf (R)	Psv (R/MVA)
01	15	33	1.8	1.8	17 000 000	2 500 000
02	35	50	1.8	1.8	17 000 000	2 500 000
03	85	33	1.8	1.8	17 000 000	2 500 000
04	55	33	1.8	1.8	17 000 000	2 500 000
05	48	70	0.0	4.8	17 000 000	2 500 000
06	60	14	0.0	4.8	17 000 000	2 500 000
07	65	55	0.0	4.8	17 000 000	2 500 000
08	92	15	0.0	4.8	17 000 000	2 500 000
09	15	70	0.0	4.8	17 000 000	2 500 000
10	32	70	0.0	4.8	17 000 000	2 500 000
11	68	70	0.0	4.8	17 000 000	2 500 000
12	88	70	0.0	4.8	17 000 000	2 500 000
13	15	50	0.0	4.8	17 000 000	2 500 000
14	55	58	0.0	4.8	17 000 000	2 500 000
15	75	55	0.0	4.8	17 000 000	2 500 000
16	33	33	0.0	4.8	17 000 000	2 500 000
17	70	33	0.0	4.8	17 000 000	2 500 000
18	12	19	0.0	4.8	17 000 000	2 500 000
19	28	19	0.0	4.8	17 000 000	2 500 000
20	44	21	0.0	4.8	17 000 000	2 500 000
21	60	22	0.0	4.8	17 000 000	2 500 000
22	12	10	0.0	4.8	17 000 000	2 500 000
23	28	10	0.0	4.8	17 000 000	2 500 000
24	44	10	0.0	4.8	17 000 000	2 500 000
25	70	10	0.0	4.8	17 000 000	2 500 000

Où:

S_x , S_y : La position géographique des postes.

Cexis: La capacité existante des postes.

Smax: La capacité maximale des postes.

Psf: Le coût fixe des postes.

Psv: Le coût variable des postes par MVA.

b) Programme

Le programme calcul la position géographique et la capacité optimale de tous les postes existants et candidats après l'expansion ainsi que l'affectation des nœuds de charge aux postes tout en calculant les différents coûts d'investissement, d'exploitation et le coût total qui doit être minimisés.

V.4.2. Résultat

*****les coûts*****

C_{stat_var}	C_{stat_fix}	C_{down_line}	C_{total}
(R)	(R)	(R)	(R)
9.75 E+003	5.10 E+007	5.74 E+004	5.16 E+006

La position et la capacité optimale des postes installé après l'expansion

numéro de poste	X	Y	la capacité optimale
8	92	15	3.6
14	55	58	3.6
16	33	33	3.9

Les accès charges connecté au poste 2 sont:

Nœud de charge	X	Y	La capacité (MVA)
23	64	17	0.3
24	60	6	0.3
28	95	44	0.3
29	90	40	0.3
30	94	33	0.3
31	91	32	0.3

32	93	28	0.3
33	93	19	0.3
34	98	12	0.3
35	75	32	0.3
36	85	17	0.3
37	85	10	0.3

Les accès charges connecté au poste 14 sont:

[nœuds de charge]	[X]	[Y]	[La capacité (MVA)]
9	40	61	0.3
10	37	55	0.3
11	43	54	0.3
14	52	40	0.3
17	44	76	0.3
18	52	76	0.3
19	58	74	0.3
20	54	66	0.3
21	60	53	0.3
25	67	40	0.3
26	85	57	0.3
27	95	73	0.3

Les nœuds charges connecté au poste 16 sont:

[nœuds de charge	[X]	[Y]	[la capacité (MVA)]
1	2	40	0.3
2	20	40	0.3
3	2	28	0.3
4	5	21	0.3
5	20	28	0.3
6	10	50	0.3
7	25	50	0.3
8	30	57	0.3
12	35	35	0.3
13	46	42	0.3
15	44	35	0.3
16	46	15	0.3
22	58	19	0.3

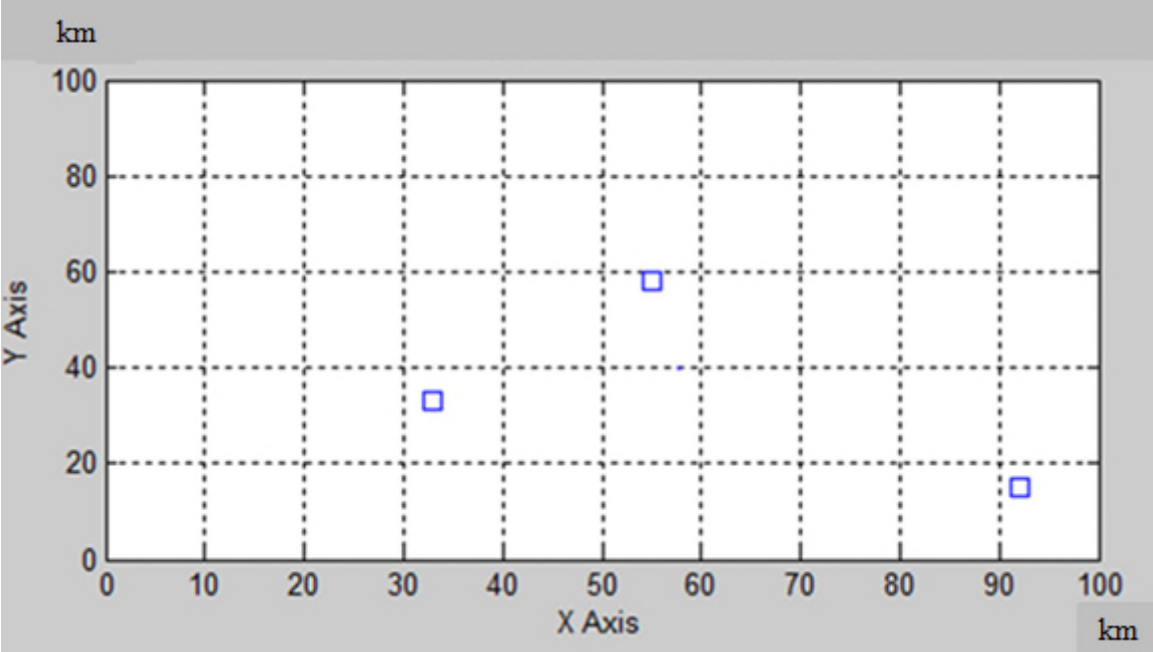


Figure V.2 Localisation les postes candidats sélectionnés

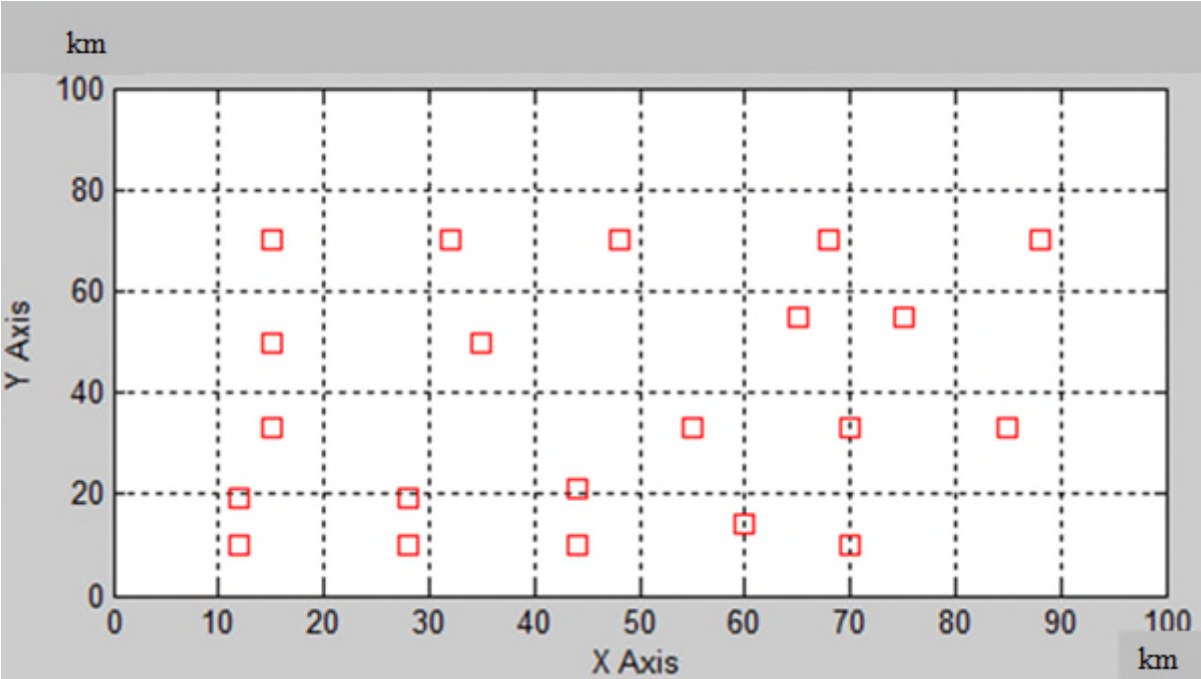


Figure V.3 Localisation des postes candidats non-sélectionnés

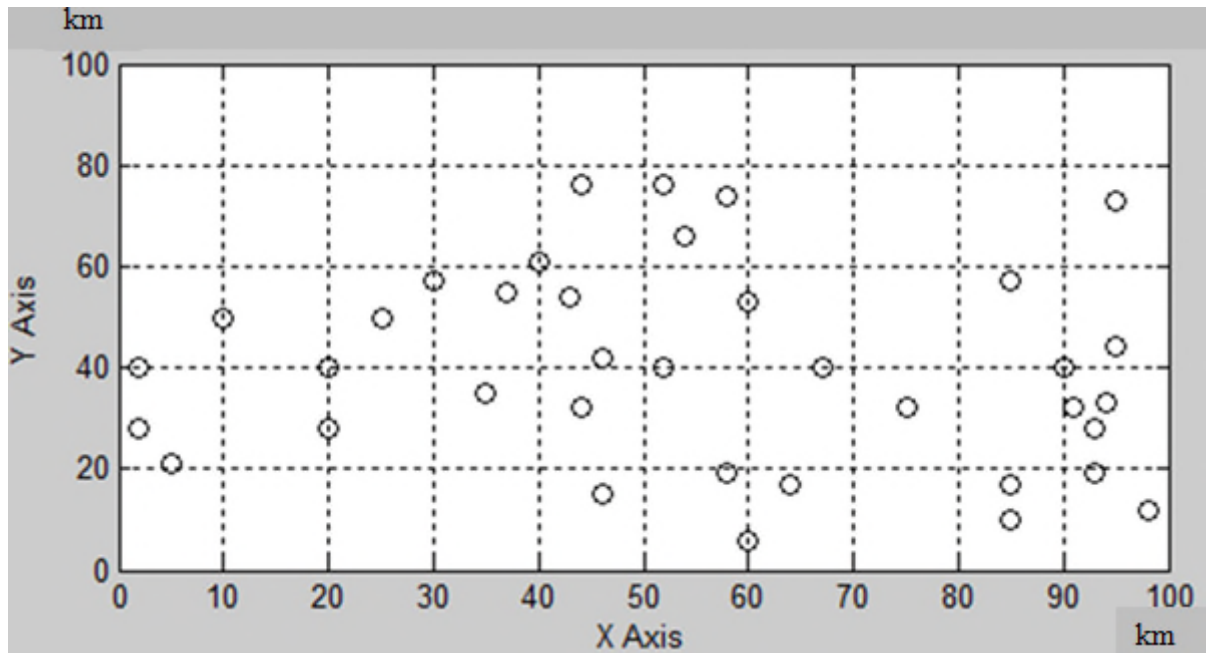


Figure V.4 Localisation des accès charge

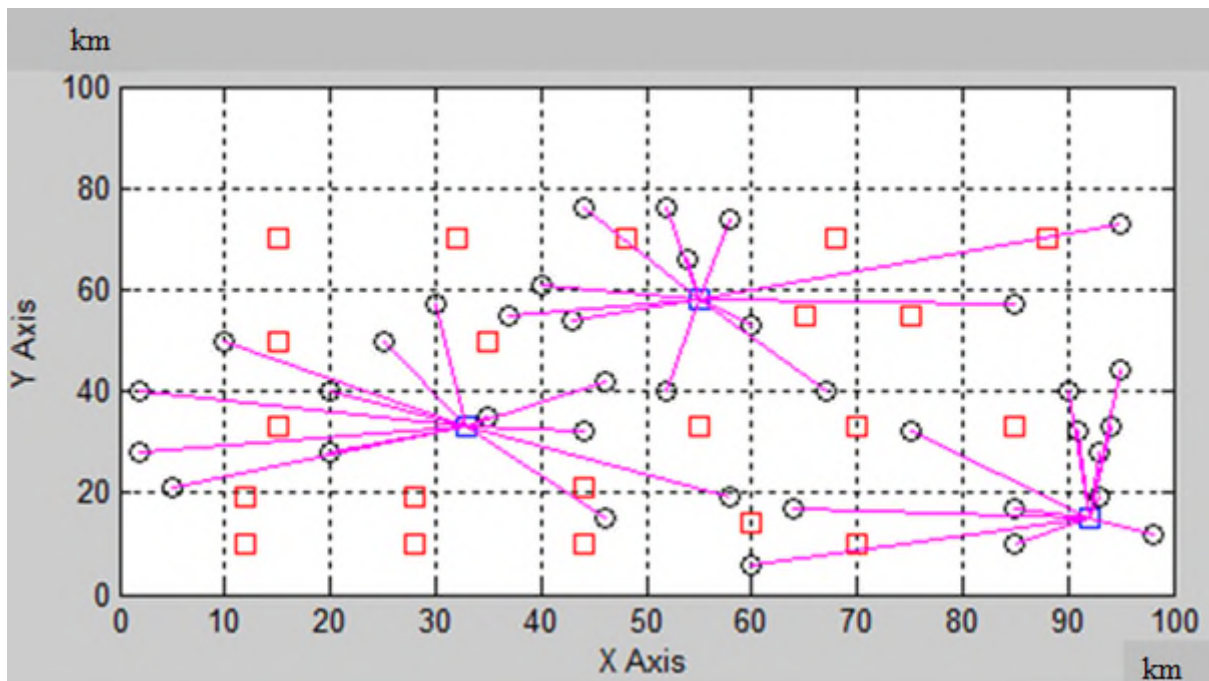


Figure V.5 Postes et les accès charges sélectionnées ainsi que le réseau aval

V.4.3. Interprétation des résultats

D'après les résultats obtenus de la simulation du programme, on a obtenu la solution avec un coût optimale. Ainsi ont été déterminés la position géographique, la capacité optimale de tous les postes existants et candidats après l'expansion et l'affectation des nœuds de charge. Comme on le voit dans les résultats obtenus il n'ya que trois postes qui sont sélectionnés.

V.5. Conclusion

Dans ce chapitre on a réalisé une simulation des différents cas possible pour les trois modèles de planification déjà présenté dans le chapitre précédent. Cette dernière a été réalisée sur le langage **Matlab**, ou on a pu développer des algorithmes qui nous ont permis de faire cette simulation. Grâce à cette application nous avons obtenus différents résultats à savoir :

- Les différents coûts ainsi que le coût total de production de la centrale choisie.
- Les charges de chaque accès candidats après l'expansion, la surcharge total et l'extension des lignes.
- La position géographique, la capacité optimale des postes ainsi que l'affectation des nœuds de charge.

Ces résultats nous ont aidés à prendre le meilleur choix c'est-à-dire le plus économique. Enfin une discussion des résultats a été faite ainsi que leur interprétation.

Conclusion

générale

Conclusion générale

L'énergie électrique est un facteur essentiel du développement et de l'évolution des sociétés humaines, que cela soit sur le plan de l'amélioration des conditions de vie ou sur le plan du développement des activités industrielles.

La planification des réseaux électriques désigne l'ensemble des moyens mis en œuvre pour faire face aux prévisions de consommation d'énergie électrique, en anticipant les évolutions du réseau électrique. Ce dernier est en perpétuelles mutations, il doit assurer l'acheminement de l'électricité au moindre coût pour la société dans des conditions optimales de sécurité, de qualité et d'environnement. A travers la planification, les ouvrages du réseau sont dimensionnés pour répondre à toutes les contraintes détectées lors de situations critiques.

L'Algérie est un pays producteur et exportateur de l'énergie électrique, il est donc primordial pour les gestionnaires du réseau électrique (GRTE), d'analyser et de prévoir l'évolution temporelle de la consommation et de production de l'électricité à court, moyen et long terme, afin de prendre toutes les dispositions nécessaires pour faire face à cette demande par une gestion adéquate du réseau électrique. Cela doit se faire par une planification rigoureuse des investissements par un choix convenable de nouvelles installations de production, des postes électriques et des lignes de transport et de livraison.

La conduite et la planification des réseaux électriques visent à répondre aux objectifs généraux définis par la stratégie sectorielle. La maximisation de l'accès à l'électricité sur un territoire donné, à un horizon donné, pour un niveau de subvention donné. Une démarche souveraine pour la quelle, il est de plus en plus convenu d'intégrer une dimension d'aménagement du territoire et de renforcement de l'impact économique et social de l'électrification.

Une des missions importantes du secteur de l'énergie en Algérie est de déployer des efforts en termes d'investissement pour le développement des capacités de production, de transport et distribution, ainsi que de confortement des infrastructures des réseaux électriques. Ce dernier met en œuvre des programmes nationaux d'énergies renouvelables (ENR), d'efficacité énergétique (EE) et des mécanismes d'encouragement basé sur des tarifs d'achat afin de permettre aux investisseurs privés et publics nationaux et internationaux de participer à la réalisation de ces programmes. Cette politique contribue à la préservation des ressources naturelles épuisables, à la protection de l'environnement et de la santé.

Notre étude est porter sur les modèles de planification, le premier concerne l'expansion de la production sans tenir compte des répartitions géographique des centrales de production ce qui revient à négliger les pertes dans le réseau électrique, ce modèle consiste à choisir la centrale la plus économique parmi d'autres de manière à satisfaire toute la charge demander. Le deuxième c'est toujours l'expansion de la production mais en tenant compte des pertes dans les lignes de transport d'énergie électrique, ce modèle affecte les besoins de production totale aux accès du réseau (réseau montré au chapitre V) de manière à satisfaire la demande, à minimiser les besoins d'extension du transport et à éliminer la surcharge totale du réseau. Le dernier modèle c'est l'expansion des postes, celui-ci détermine le coût d'investissement et la capacité d'expansion des postes existants ainsi que l'emplacement, l'affectation et la taille des nouveaux postes sélectionnés et non sélectionnés pour que les charges soient adéquatement alimentés.

Bibliographie

- [1] H. TOULA, M.A RAHMOUNI, "Prévision de la consommation d'énergie électrique en vue de la conduite et de la planification des réseaux électrique en Algérie", Mémoire Master 2, Université de Bejaia, 2016.
- [2] H. DUTRIEUX, "Méthodes pour planification pluriannuelle des réseaux de distribution. Application à l'analyse technico-économique des solutions d'intégration des énergies renouvelables intermittentes", Mémoire de doctorat en génie électrique, Ecole centrale de Lille, soutenue le 3 Novembre 2015.
- [3] C. Creos, "Critères de planification a long terme des réseaux électrique a haute tension", Revue, Janvier 2014.
- [4] Marie-Cécile ALVAREZ-HERAULT, "Architectures des réseaux de distribution du future en présence de la production décentralisée", thèse doctorat en génie électrique, Institut polytechnique de Grenoble, 10 Décembre 2009.
- [5] V. GOUIN, "Evaluation de l'impact du Smart Grid sur les pratiques de planification en cas d'insertion de production décentralisée et de charges flexibles", thèse doctorat en génie électrique, Université de Grenoble Alpes, 17 Novembre 2015.
- [6] E. KALLEL, "Planification des Réseaux de distribution d'énergie électrique avec Demande incertaine", Thèse de Ph. D, Université de Sherbrooke, Canada, 2002.
- [7] D. DONATI, "Planification des réseaux et optimisation économique des sections d'âme de câbles électrique de puissance", Publication RAVEL, 724.397.42.02.1F, 1994.
- [8] PH-MARIER, Ingénieur MBA, "Prévision de la demande", PDF, Université Laval Québec.
- [9] T. BENBOUDJEMA, O. AGRI, "Etude des capacités et perspectives de production d'énergie électrique en Algérie", Mémoire Master 2, Université de Bejaïa, 2015.
- [10] J.C. Sabonnadaïère, N. hadjsaïd, "Lignes et réseaux électriques 1(lignes d'énergie électrique)", Livre, paris, Lavoisier 2007.
- [11] F. BAUER, "Investment and Operation Cost Figures – Generation Portfolio", Compte rendu de l'entreprise VGB PowerTech, novembre 2011.

Bibliographie

- [12] Revue U.S. Energie Information Administration, "U.S. Energy Information Administration | AEO2017 Levelized Costs ", avril 2017
- [13] C. MANDIL, "Power generation investment in electricity markets", Article de l'International Energy Agency (IEA) Publications, 2003.
- [14] M. SCIGAN, "COST-COMPETITIVE RENEWABLE POWER GENERATION: Potential across South East Europe", IRENA, janvier 2017.
- [15] ADEME, "Note sur la rémunération des projets éoliens terrestres et son adéquation aux évolutions des technologies - Synthèse de l'Étude et adaptation des incitations économiques et tarifaires aux projets éoliens en France et à la disponibilité de nouveaux modèles d'éoliennes, Étude NégaWatt 2014", mars 2015.
- [16] I. LABED, "Dispatching économique dans un système de puissance électrique par l'intelligence artificielle", Mémoire Magister, Université Constantine 1, 2013.
- [17] P. BREEZE, "The cost of power generation", Rapport Copyright Business Insights, 2010.
- [18] H. KANCHEV, "Gestion des flux énergétiques dans un système hybride de sources d'énergie renouvelable: Optimisation de la planification opérationnelle et ajustement d'un micro réseau électrique urbain", Thèse doctorat en génie électrique, Ecole centrale de Lille, 24 janvier 2014.
- [19] Sonelgaz, "Rapport d'activités et comptes de gestion consolidés", Edition 2013.
- [20] Centre de conduite nationale, "chiffres clés de système de production-transport de l'électricité", Edition 2015
- [21] S. BEN DERRADJI, "Calcul des protections d'un départ HTA (30 KV) ", mémoire de Master, Université Kasdi Marbah Ouargla, 2014.
- [22] M. T. BENHABILES, "télécommunications fondamentales", cours et TD, Université des Frères Mentouri Constantine 1.
- [23] S. CHERFI, "L'avenir énergétique de l'Algérie: quelles seront les perspectives de consommation, de production et d'exportation du pétrole et du gaz à l'horizon 2020-2030 ?", Les Cahiers du CREAD n°96 /2011.
- [24] L. VICENT "Modèles semi-paramétriques appliqués à la prévision des séries temporelles. Cas de la consommation d'électricité", Thèse Doctorat Université Rennes 2, 2007.

Bibliographie

- [25] S. SENOUCI, "Essai d'application des modèles de prévision uni variés sur la consommation d'énergie électrique en Algérie", Mémoire Magistère en science commerciales, 2012.
- [26] O. Roustant, "Axe méthodes statistiques et applications", Ecole Nationale Supérieure des Mines, Saint-Étienne, Novembre 2008.
- [27] Revue SONELGAZ, "Plans de développement électricité et gaz 2014-2024 et stratégie industrielle associée".
- [28] Revue SONELGAZ, "Electricité et Gaz"
- [29] R. Billinton, "Reliability evaluation of power systems", second edition, Allan RN, Plenum Press, New York, 1996.
- [30] H. Seifi, M.S. Sepasian, "Electric power system planning", (<http://www.springer.com/série/4622>).
- [31] T. Gönen, IJ. Ramirez-Rosado, "Review of distribution system planning models: a model for optimal multistage planning", IEE Proc Gener Transm Distrib 133(7), 1986.
- [32] W. Peng, W. Liu, "A new method for substation planning problem based on weighted kmeans", Springer, 2009, Berlin.
- [33] Y.Y. Hsu, J.L. Chen, "Distribution planning using a knowledge-based expert system", IEEE Trans Power Deliv 5(3), 1990.
- [34] HL. Willis, H. Tram, MV. Engel, L. Finley "Optimization applications to power distribution", Comput Appl Power IEEE 8(4), 1995.