

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Abderrahmane MIRA de Bejaia



Faculté de Technologie
Département de Génie Electrique



Mémoire de fin d'étude

Pour l'obtention du diplôme de Master en électrotechnique
Option : Réseaux électriques

Thème

**La prévision de la charge électrique à long terme en
Algérie**

Préparé par :
Redjradj wahiba
Redouane nouh

Encadré par :
M^{me} : ZIDANE

Année Universitaire : 2020/2021

Remerciement

Nous remercions d'abord le bon dieu d'avoir toujours été à côté de nous et de nous faciliter les tâches, de nous avoir accordé santé et courage pour accomplir ce modeste travail.

Nous exprimons notre respect et notre gratitude à **Mme Zidane**, pour avoir accepté de nous encadrer et avoir suivi notre travail extrême bienveillance.

Nous remercions également **Mr Ouali**, doctorant à l'université de Bejaia, pour son orientations et conseils durant ce travail et la confiance accordées pour mener ce travail à terme, pour sa disponibilité ainsi de nous avoir fait bénéficier de ses compétences scientifiques.

Sans oublier de remercier tous les membres de jury pour leur évaluation. Nous tenons à remercier également tous ceux qui attribue de près ou de loin a réalisation de ce travail.

Dédicace

C'est avec un grand plaisir que je dédie ce modeste travail

à celle qui a été toujours à mes côtés et à la personne la plus cher au monde à toi maman

A celui qui combattu toute sa vie pour procurer tout ce que dont j'avais besoin, à toi papa

« Que dieu vous gardes et vous accordes longue vie »

A mes chères sœurs (wassila, hakima ,kahina)

A mes chères frères (halim, madjid, hichem).

A ma belle-sœur (noria).

A mes nièces et mes neveux (sabah, lyna, hamida, hamza, akram, tissou, anir, ania, minou).

A mes cousines (maroua, siham, rosa, dihia)

A mon cher cousin (adel).

A mes cher amies (rose, racha, tiziri, amel, dihia, dyhia, tata).

Sans oublié soukar qui ma toujours encouragé.

Wahiba

DÉDICACES

JE DÉDIE MODESTEMENT CE TRAVAIL À:
MES PARENTS QUI MÉRITENT TOUS MON RESPECT.
*À MES NIÈCES ET MES NEVEUX (KHAOULA, CHOUIB,
ABD-ELAZIZ, ABD-ELHAMID.)*
MES FRÈRE ET SŒURS.
TOUS MES AMIS QUI M'ONT ENCOURAGÉ.

Nouh

Liste de figure

Figure I.1 : structure du système électrique.....	2
Figure I.2 : réseau électrique global.....	5
Figure I.3 : Topologies de réseau rural.....	6
Figure I.4 : topologie de réseau urbain en dérivation multiple.....	7
Figure I.5 : topologie du réseau urbain en double dérivation simple.....	7
Figure I.6 : les trois variations de la topologie en coupure d'artère.....	8
Figure I.7 : Exemple d'un réseau contenant les structures bouclées : la maille et les boucles (Ou pétales de marguerite).....	9
Figure I.8 : Exemple d'une partie du réseau électrique.....	11
Figure I.9 : schéma de description des réseaux électriques.....	12
Figure I.10 : Niveaux de tension normalisés.....	12
Figure I.11 : les lignes électriques aériennes.....	13
Figure I.12 : des câbles souterrains.....	14
Figure I.13 : les différents éléments d'un poste électrique.....	15
Figure II.1 : Les différentes échéances de la prévision de la consommation électrique.....	19
Figure II.2 : Stratégie du jour similaire.....	22
Figure II.3 : Procédure de la reconstruction de la courbe de charge.....	24
Figure III.1 : Analyse des tendances.....	34
Figure IV.1 : évolution de la consommation en Algérie.....	41
FigureIV.2 : Evolution de la consommation en Algérie de 1991 jusqu'à 2019.....	41
Figure IV.3 : Ajustement d'un modèle de type $y = \alpha x + \beta$ par la méthode des moindres carrés.....	43
Figure VI.2 : la consommation d'électricité et la régression linière de cette consommation...45	45
Figure VI.5 : évolution de la consommation d'électricité en Algérie de 2018 jusqu'à 2030...45	45

Liste des tableaux

Tableau II.1 : Les indicateurs calculés sur la base de l'erreur absolue et relative.....	20
Tableau I.1 : Choix de la méthode de lissage exponentiel en fonction de la saisonnalité et la tendance.....	25
Tableau III.1 : tableau comparative des méthodes à long terme.....	37
Tableau IV.1 : les données de la consommation d'électricités en Algérie entre 2008 jusqu'à 2017.....	44
Tableau VI.2 : résultat obtenu de la prévision.....	45

Listes des Acronymes et Symboles

MW : mégawatt

HTB : haute tension niveaux B

HTA : haute tension niveaux A

BTA : base tension aux niveaux A

THT : très haute tension

KV : kilovolt

MT : moyenne tension

MVA : méga voltampère

HT : haute tension

BT : basse tension

BTB : basse tension niveaux B

TBT : très basse tension

KW : kilo watt

KWh : kilowatt heure

SGE : système de gestion de l'énergie

SVM : support vecteur machines

DTMC : discrete time markov chains

CTMC : Continus time markov chains

ANN: artificial neural network

MLP: in multi-layer perceptron

FLN: fuction a link network

IA: intelligence artificiel

RAN: réseaux adaptifs non linéaires

KVA : kilo volt ampère

ACP : analyse en composant principales

PIB : produit intérieur brut

TVA : taxe sur la valeur ajouté

TOL : taux d'occupation par logement

TW : terra watt

SOMMAIRE

Remerciement	
Listes des abréviations	
Liste des figures	
Listes des tableau	
Introduction générale.....	1

Chapitre I

les types de charge dans le Système Électrique

I.1 Introduction.....	2
I.2 Système électrique	2
I.3 Constitution de système électrique	2
I.3.1 Production.....	2
I.3.2 Réseau du transport électrique	4
I.3.3 Réseau de répartition	4
I.3.4 Réseau de distribution.....	4
I.4. Les différents types de distribution.....	5
I.4.1. Distribution rurales	5
I.4.2. Les réseaux urbains.....	6
I.4.3. Les groupes de topologie.....	6
I.4.3.1. Les réseaux en dérivation multiples.....	6
I.4.3.2. Les réseaux en double derivation.....	7
I.4.3.3. Les réseaux en coupure d'artères.....	8
I.4.3.4. Les réseaux fortement bouclés.....	9
I.5. Répartition de la clientèle par niveau de tension	10
I.6. Description des réseaux électriques.....	10
I.6.1. Le réseau de transport THT	10
I.6.2. Le réseau de transport HT	11
I.6.3. Le réseau de répartition MT.....	11

I.6.4. Le réseau de distribution BT.....	11
I.7. Les niveaux de tension des réseaux électriques	12
I.8. Les lignes de transport électrique.....	12
I.8.1. Lignes aériennes.....	13
I.8.2. Lignes souterrains.....	13
I.9. Postes électriques.....	14
I.9.1. Type de postes.....	14
I.9.2. Objectifs des postes électriques.....	14
I.9.3. Les différents éléments d'un poste électrique.....	15
I.10. La charge électrique (consommation).....	16
I.11. Les différents types de charges.....	16
I.11.1 Les charges dans les zones rurales.....	16
I.11.2 Les charges dans les zones urbaines.....	16
I.11.3. Des grandes installations industrielle.....	17
I.12. conclusion.....	17

Chapitre II

prévision de la charge à court terme

II.1. Introduction.....	18
II.2. La Prévision de la charge électrique.....	18
II.2.1. Horizons temporels de prévision.....	18
II.2.2. Indicateurs de la qualité de la prévision.....	19
II.3. La Prévision de la charge à court terme	20
II.4. Méthodes d'optimisation de la prévision de la charge à court terme.....	21
II.4.1. Méthodes déterministes.....	21
II.4.2. Méthodes probabilistes.....	21
II.4.3. Méthodes fondées sur l'Intelligence Artificielle.....	22

II.4.4. Approche de recherche de jour similaire.....	22
II.4.5. Approche basée sur la régression.....	22
II.4.6. Usage final.....	23
II.4.7. Lissage exponentiel.....	24
II.4.8. Chaîne de Markov.....	25
II.4.9. Analyse des séries chronologiques.....	26
II.4.10. Réseau neuronal artificiel.....	27
II.4.11. Système experte.....	28
II.7.12. Logique floue.....	29
II.4.13. Soutenir les machines vectorielles.....	29
II.4.14. L'Algorithme génétique.....	30
II.5. Conclusion.....	30

Chapitre III

Méthodes De Prédiction De La Charge à Long Terme

III.1. Introduction.....	31
III.2. Prédiction de la charge électrique à long terme.....	31
III.2. Méthodes d'optimisation de la charge a long terme.....	31
III.3.1 Analyse des tendances.....	32
III.3.2. Modèles d'utilisation finale.....	34
III.3.3. L'approche économétrique.....	35
III.3.4. Comparatif des méthodes de prédiction de charge à long terme.....	37
III.4. Les facteurs de prédiction de la charge à long terme.....	37
III.4.1. Facteurs affectant les modèles de charge.....	38
III.4.2. Facteurs météorologiques	38
III.4.3. Facteur économique	38
III.4.4. Produit Intérieur Brut.....	38
III.4.5. Taux d'Occupation par Logement et clientèle.....	39
III.5. Conclusion.....	39

Chapitre VI

Prévision De La Charge électrique à long terme de l'Algérie

VI.1. Introduction.....	39
VI.2. L'évolution de la consommation en Algérie.....	39
VI.3. Prévision de la consommation électrique de l'Algérie.....	41
VI.3.1. Choix de la méthode.....	41
VI.3.2 description de la méthode utilisée.....	42
VI.3.2.1. Régression linéaire.....	42
VI.3.2.2. Régression linéaire (calcul des coefficients).....	43
VI.3.2.3. Algorithme pratique de la méthode.....	44
VI.3.3. Application de la méthode.....	44
VI.3.4. Interprétation des résultats.....	45
VI.4. Conclusion.....	46
Conclusion générale.....	47

Introduction générale

De nos jours, tous les domaines de la vie se développent rapidement et la demande en énergie augmente également. Durant les dernières années la consommation d'énergie en Algérie n'a cessé d'augmenter et cela est dû à plusieurs facteurs.

L'énergie électrique comprend quatre secteurs principaux, à savoir la production, le transport, la répartition et la distribution. Elle est générée par les centrales électriques et ensuite transmise à travers des lignes de transmission de différents niveaux de tension, puis distribuée à différents types de consommateurs.

La charge électrique est la puissance qui doit être fournie aux consommateurs. Elle est également appelée consommation d'énergie ou demande de puissance. La charge électrique fluctue et il n'est pas toujours possible de stocker la puissance générée de manière efficace et optimale.

La prévision de la charge électrique est l'estimation de la puissance électrique totale nécessaire pour alimenter les clients. On distingue la prévision à court terme, à moyen terme et à long terme. Dans ce travail on s'intéresse à la prévision de la charge électrique à long terme, cette dernière constitue la première étape de la planification et du développement des futures installations de production, de transport et de distribution. C'est l'une des tâches principales d'un service public d'électricité, elle leur permet de coordonner leurs ressources pour répondre à la demande prévue à l'aide d'un plan de moindre coût et de prendre des décisions importantes. Une prévision de charge efficace permet planifier correctement les différents secteurs du système électrique

Ce travail est organisé comme suit :

- Dans le chapitre I nous décrivons le système production-transport, puis les réseaux de distribution et leurs différentes architectures et à la fin, nous donnons les différents types de charges électriques.
- Dans le chapitre II, nous donnons un aperçu sur la prévision de la charge à court terme et sur les méthodes de prévision qui existent à cet effet.
- Dans le chapitre III, nous nous intéressons à la prévision de la charge électrique à long terme, nous décrivons surtout les méthodes classiques les plus utilisées dans la littérature et nous citerons les avantages et les inconvénients de chacune d'elle.

Le Chapitre VI est consacré à la prévision de la charge électrique à long terme en Algérie pendant les dix années à venir.

Et enfin une conclusion générale qui achève notre travail.

CHAPITRE I :
LES TYPES DE CHARGES DANS LE SYSTÈME
ELECTRIQUE

I.1 Introduction :

L'énergie électrique est un facteur important de développement et d'évolution des sociétés humaines, que ce soit dans l'amélioration des conditions de vie ou dans le développement des activités industrielles. Le système électrique est une base de cette énergie. Dans ce chapitre nous allons présenter le système électrique, et ses quatre domaines d'activité, on cite les différents type charge électriques.

I.2 Système électrique :

Le système électrique représente l'ensemble des machines et dispositifs qui permettent de produire, transporter, répartir, distribuer et consommer de l'électricité dans un périmètre géographique donné. Ce périmètre peut être un pays, un groupe de pays, ou un ensemble interconnecté et fonctionnant à la même fréquence. Il est classiquement scindé en quatre grands domaines d'activité : production, transport, distribution, et fourniture [1].

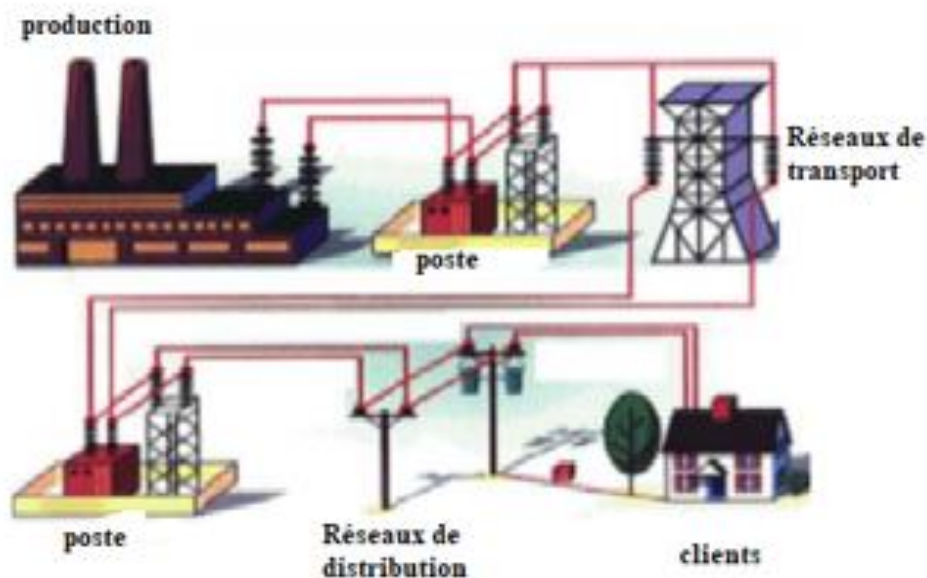


Figure I.1 : structure du système électrique.

I.3 Constitution de système électrique :

I.3.1 Production :

Un moyen de production d'énergie électrique est une installation capable de convertir une source d'énergie primaire en énergie électrique. Les moyens d'énergies électriques sont très divers. Chaque type de moyen de production à ses propres caractéristiques techniques et économiques, ces caractéristiques expliquent l'utilisation des moyens de production pour satisfaire la consommation

d'électricité et la constitution du mixtes des énergies primaires pour produire l'électricité [1] parmi ces moyens :

- ✚ **Centrale hydraulique :** Si d'énormes volumes d'eau sont stockés à des endroits appropriés et à des hauteurs calculées, l'énergie stockée dans l'eau peut être utilisée pour produire de l'énergie électrique. Cette eau, stockée à des altitudes plus élevées, peut être amenée à venir heurter les pales d'une turbine hydraulique à travers une conduite forcée. La turbine étant couplée mécaniquement à l'alternateur, l'énergie mécanique transmise à l'alternateur est convertie en énergie électrique. Ainsi, pour le fonctionnement d'une centrale hydroélectrique, il doit y avoir une quantité d'eau disponible en abondance tout au long de l'année. Il nécessite donc un réservoir avec un grand bassin versant afin d'assurer la disponibilité de l'eau pendant les saisons sèches. Cela restreint les possibilités d'implantation des centrales hydroélectriques aux zones vallonnées moins peuplées [3].

- ✚ **Centrale éolienne :** Grâce aux turbines aérogénérateurs ils s'effectuent une conversion d'énergie cinétique primaire (mouvement du vent) vers une énergie électrique finale. Deux technologies utilisées principalement sont les générateurs synchrones et asynchrones. En fonction de la technologie choisie, leur raccordement au réseau se fait soit directement, soit via des interfaces d'électronique de puissance. En tenant compte de l'intermittence de ce type d'énergie, les turbines éoliennes sont normalement associées avec un système de stockage d'énergie et/ou avec un moteur diesel. Il existe également deux possibilités d'installation des parcs éoliens : éolien en mer et sur terre dont les installations en mer comportent une capacité très importante. La puissance d'un parc éolien varie de quelques MW à quelques centaines de MW [3].

- ✚ **Centrale thermique à vapeur à cycle simple :** La centrale thermique à vapeur brûle du charbon, du gaz ou du pétrole pour vaporiser de l'eau. La vapeur ainsi produite se détend dans une turbine qui entraîne un alternateur produisant de l'électricité. Les centrales thermiques à vapeur alimentées par du gaz ou du pétrole peuvent se construire en deux à quatre ans suivant leur taille. Les centrales thermiques à vapeur alimentées par du charbon peuvent se construites quatre à cinq ans suivant leur taille [6].

- ✚ **Centrale thermique à cycle combiné gaz :** Les centrales à gaz sont basées sur la combustion du gaz naturel ou fioul dans de l'air sous pression et sur la détente des gaz chauds brûlées dans une turbine couplée à un alternateur. La turbine est l'élément de base d'une centrale électrique. C'est un moteur rotatif qui convertit l'énergie de vapeur ou de gaz

en énergie mécanique. Plus généralement, c'est un organe permettant la détente d'un fluide en recueillant son énergie sous formes mécanique [7].

✚ **Centrale nucléaire** : Dans les centrales nucléaires, de l'énergie fossile est convertie en énergie électrique. Les différents types d'énergie fossile utilisée sont l'uranium et le plutonium [8]. La chaleur qui résulte de la fission est transmise à un fluide caloporteur qui est utilisé pour produire de la vapeur. Cette vapeur, est utilisée dans un alternateur pour produire l'énergie électrique [6].

I.3.2 Réseau du transport électrique :

Ce réseau lie les principaux centres de production avec les zones de consommations. Le réseau de transport est aérien à cause des contraintes d'isolement à très haute tension. Le nombre et l'emplacement des lignes et des postes sont limité. En fait, le rôle de ce réseau est de canaliser la puissance vers quelques postes régionaux où le réseau de répartition prend la relève. Ils sont souvent interconnectés, réalisant la mise en commun de l'ensemble des moyens de production à la disposition de tous les consommateurs [3].

I.3.3 Réseau de répartition :

Les réseaux de répartition assurent le transport de l'électricité à l'échelle régionale. Il est exploité aux autres niveaux de tension HTB. Ses lignes permettent d'acheminer l'électricité jusqu'aux consommateurs industriels et jusqu'aux réseaux de distribution [4], généralement, le réseau de répartition est aérien, il existe aussi certaine installation de répartition souterraines. Notons aussi, que certaines entreprises grandes consommatrices d'énergie sont parfois branchées directement au réseau de répartition sans passer de distribution [3].

I.3.4 Réseau de distribution :

Les réseaux de distribution de l'énergie sont les réseaux locaux qui permettent d'acheminer l'énergie directement vers les consommateurs, en amont des réseaux de distribution, ils sont les plus capillaires, ceux qui sont le plus intimement liés aux villes, suivent généralement le tracé des voiries, allant desservir l'ensemble des points de consommation du territoire. Les réseaux de distribution sont généralement raccordés aux réseaux de transport nationaux/régionaux, desquels provient la majeure partie de l'énergie dans le système actuel, fortement centralisé [1].

Les réseaux de distribution ont été conçus comme des réseaux bouclés mais exploités avec une configuration radiale. Cela se traduit par l'existence d'un seul chemin électrique, entre tout point du réseau et un point d'alimentation (le poste source) comme se présente la figure si dessous. L'architecture du réseau de distribution est définie par l'ensemble des principes (schéma, protection, mode d'exploitation) utilisés pour véhiculer l'énergie électrique en distribution

publique. Le choix de l'une ou l'autre de ces architectures dépend de deux facteurs majeurs qui caractérisent les paramètres du réseau. Ce sont les zones géographiques à couvrir (rurale ou urbaine, caractérisées par les densités de charges) et l'investissement pour la construction qui contraignent les développements [2].

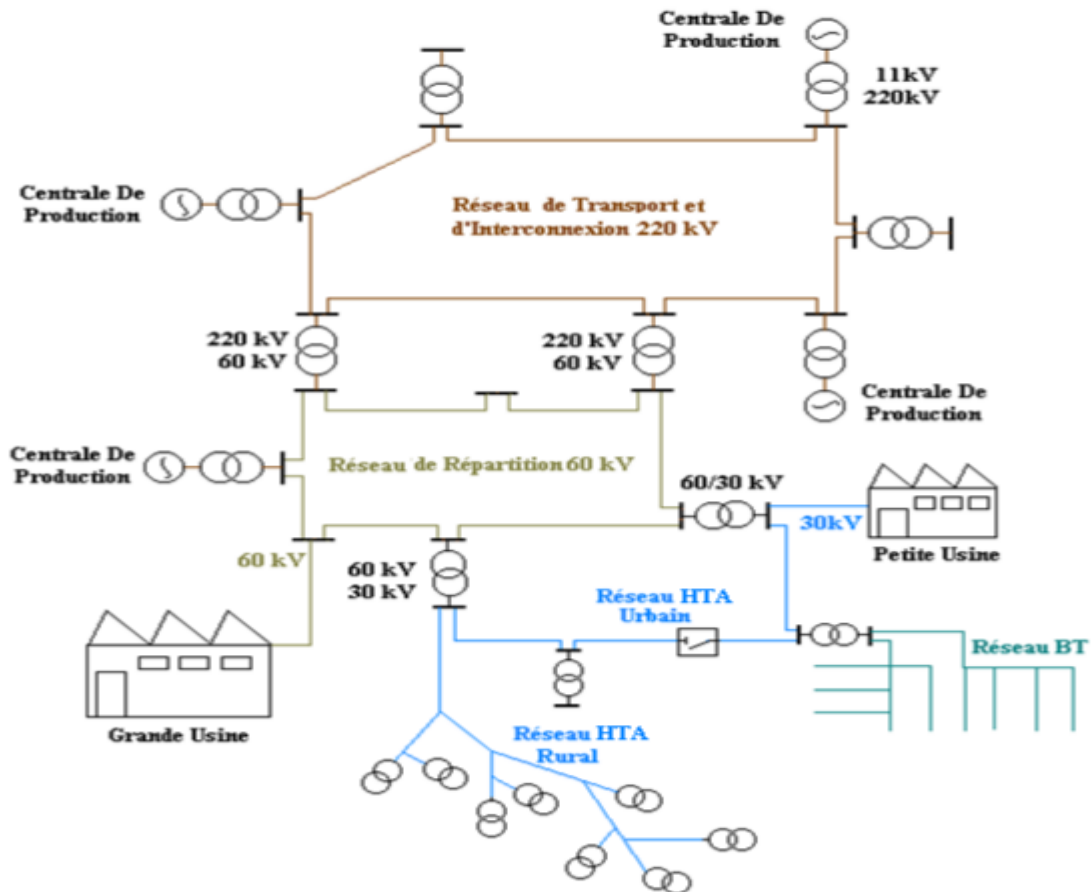


Figure I.2 : réseau électrique global [7].

I.4. Les différents types de distribution :

I.4.1. Distribution rurales :

Les réseaux ruraux ont une topologie très faiblement maillée, avec des boucles entre des différents postes source ou les ramifications, mais l'exploitation se réalise via une structure arborescente. Il existe ainsi des organes de manœuvre normalement ouverts, pouvant être manœuvrés pour isoler un défaut éventuel [9]. Une telle structure avec un poste source est illustrée sur la figure ci dessous.

En milieu rural on trouve des architectures arborescentes bouclées mais exploitées en radial, les boucles peuvent se situer entre les postes HTB et HTA ou entre départ voisins [10].

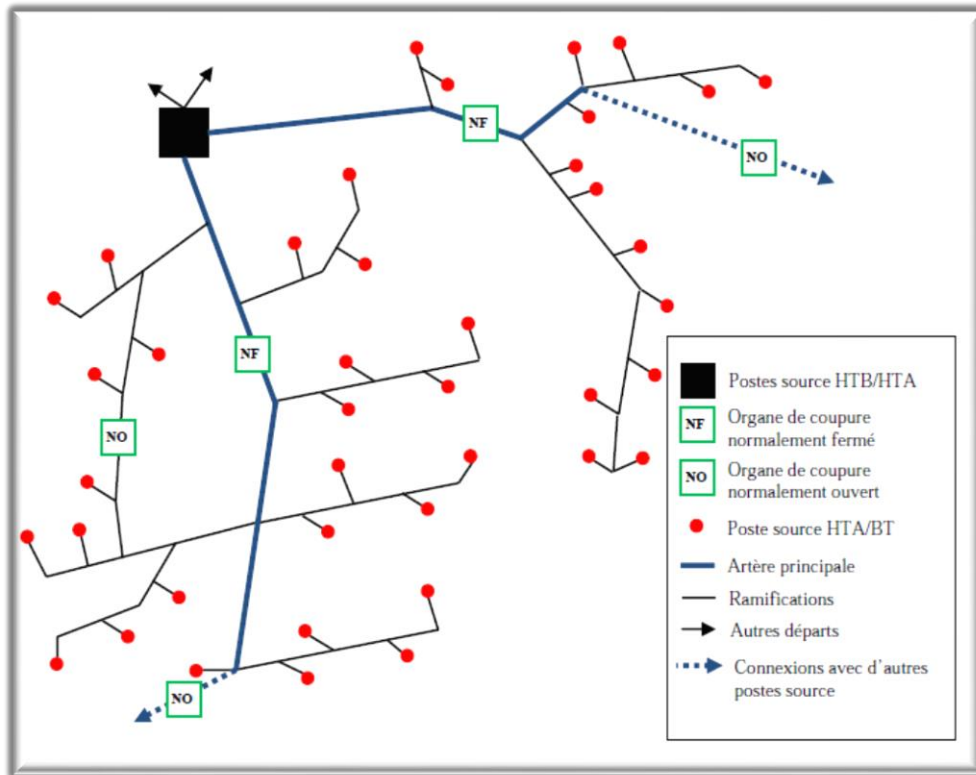


Figure I.3 : Topologies de réseau rural [6]

I.4.2. Les réseaux urbains :

La question du choix structurel est très importante pour le réseau urbain, car elle détermine les conditions de la qualité de l'approvisionnement des consommateurs. Par rapport à des réseaux ruraux, les réseaux urbains sont caractérisés principalement par une forte densité des charges. Cette caractéristique varie selon les zones, y compris au sein de la même localité. On peut distinguer les quatre groupes de topologies principales : les réseaux en dérivations multiples, les réseaux en double dérivation simple [10], les réseaux en coupure d'artère, les réseaux fortement bouclés [6].

I.4.3. Les groupe de topologie :

I.4.3.1. Les réseaux en dérivation multiples :

Ce type de réseaux se compose de deux postes source HTB/HTA qui sont connectés par deux ou plusieurs circuits triphasés placés en parallèle. Les charges (transformateurs HTA/BTA) sont connectées soit à un circuit, soit à un second qui peut être un circuit de secours dédié. L'exploitation du réseau ayant cette structure peut être facilement automatisée. La Figure I.4 montre un réseau en double dérivation [6].

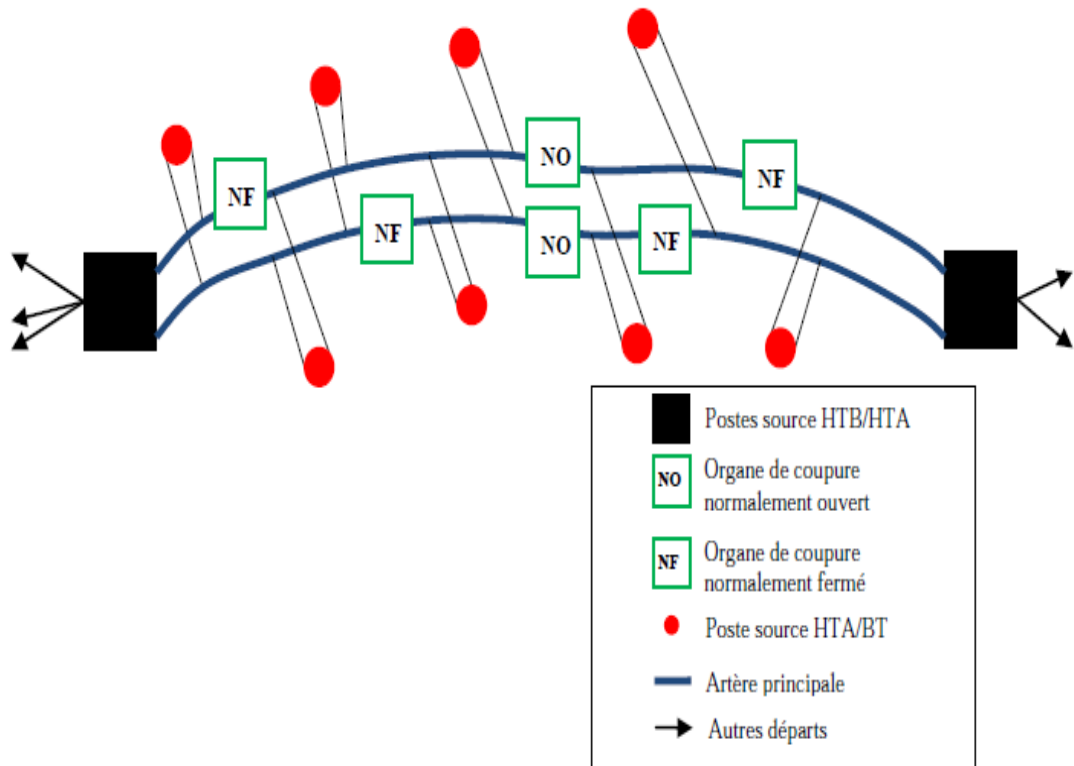


Figure I.4 : topologie de réseau urbain en dérivation multiple [6].

I.4.3.2. Les réseaux en double dérivation :

Le réseau radial en antenne est doublé à partir du jeu de barre du poste source HTB/HTA. Ainsi chaque transformateur HTA/BTA est connecté à un câble normal et à un câble de secours par le biais de dispositifs inverseurs comme le montre la Figure I.5. C'est une structure difficilement exploitable manuellement mais facilement automatisable malgré les coûts [10].

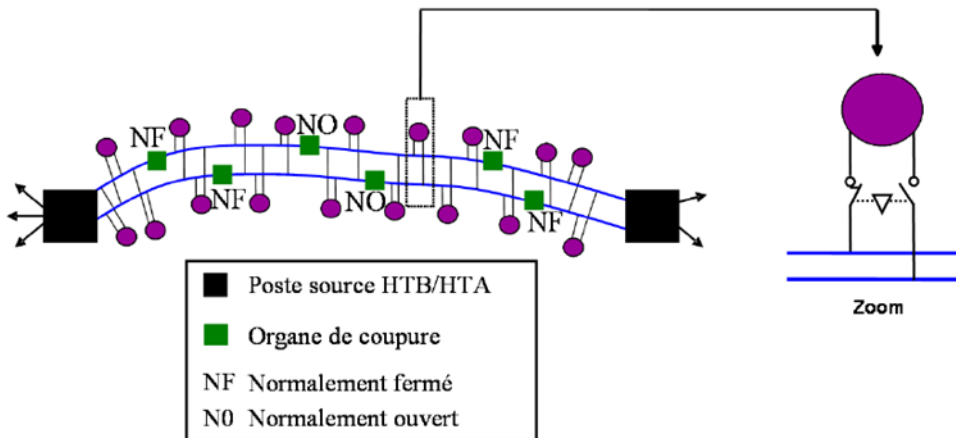


Figure I.5 : réseau en double dérivation [10].

I.4.3.3. Les réseaux en coupure d'artères :

Dans les réseaux de ce type, les postes source HTB/HTA sont raccordés deux à deux par des circuits dit artères. Chaque charge (postes HTA/BTA) est connectée directement à une artère qui contient un ou plusieurs organes de coupure ayant l'état normalement ouvert ou fermé afin de réaliser l'exploitation dans une structure radiale. Dans certains cas, la connexion entre les postes HTB/HTA peut être renforcée par un câble de secours. Il existe les variantes de la structure en coupure d'artère appelées le fuseau et l'épi, la figure I.6 présente les trois structures en coupure d'artère [11].

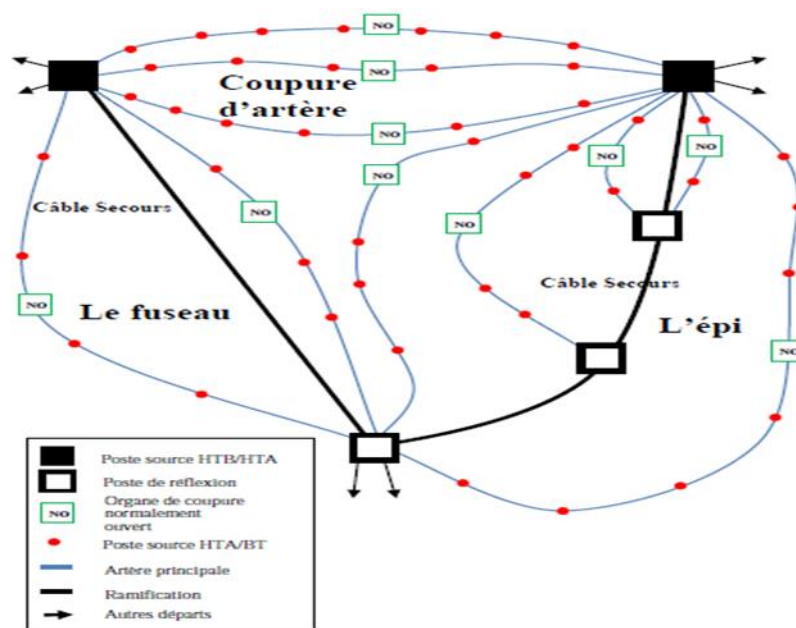


Figure I.6 : les trois variations de la topologie en coupure d'artère [11].

Dans la structure en fuseau (sur la gauche de la Figure), tous les câbles issus d'un même poste convergent vers un même point appelé point de réflexion [11]. Ce point peut être considéré comme un lieu privilégié pour la création, dans le futur, d'un nouveau poste source HTB/HTA. Le point de réflexion peut être aussi connecté par un câble secours (comme illustré sur la figure) avec le poste HTB/HTA. L'exploitation de cette structure simple est facile.

La structure en épi montrée sur la partie droite de la Figure se caractérise par la présence de plusieurs postes de réflexion connectés successivement par le câble de secours et ensuite par les câbles de travail avec le poste source HTB/HTA. Cette architecture permet de développer le réseau autour d'un même poste de façon plus économique et plus souple que dans le fuseau. De plus elle

tient compte de la répartition réelle des charges ce qui minimise, au final, la longueur totale des lignes par rapport à la structure en fuseau.

I.4.3.4. Les réseaux fortement bouclés :

Nous montrons ici deux types d'architecture fortement bouclée : la maille et les boucles (ou pétales de marguerite). Dans ces réseaux, chaque ligne qui forme une boucle doit être alimentée à partir d'un même poste source HTB/HTA (ou à partir des postes têtes de boucle). Les postes têtes de pétales sont eux connectés aux postes sources HTB/HTA par des conducteurs de section importante appelés câbles de structure. La figure I.7 représente ces structures [6].

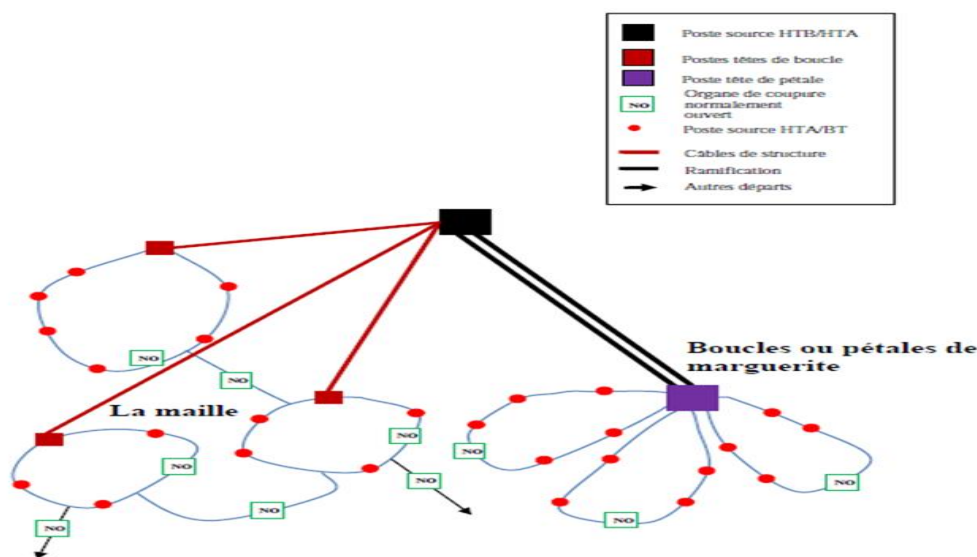


Figure I.7 : Exemple d'un réseau contenant les structures bouclées : la maille et les boucles (Ou pétales de marguerite) [6].

Dans le cas de structure boucles ou pétales de marguerite, on alimente un poste nommé poste tête de pétales par un ou deux départs issus du poste source HTB/HTA. Par ailleurs, la puissance des câbles est limitée à la puissance maximale divisée par deux pour que ceux-ci puissent tenir en cas de défaut contrairement à la maille, il n'y a plus de liaisons entre les boucles.

La structure maillée est composée de conducteurs intra postes et inter postes. Les Conducteurs intra postes relient deux postes sources HTB/HTA. Les conducteurs inter postes relient des conducteurs intra postes entre eux. Des organes de coupure normalement ouverts sont répartis dans la structure maillée afin de permettre une exploitation radiale [11].

I.5. Répartition de la clientèle par niveau de tension :

La consommation de l'électricité est répartie selon le niveau de tension en catégories on trouve la clientèle de basse tension, de moyenne tension et de haute tension.

- **La clientèle de basse tension** : L'électricité est utilisée par des abonnés comme le ménage, les petits commerces, l'administration, la santé, l'éducation et le niveau de tension est 230/400 volt.
- **La clientèle de la moyenne tension** englobe les moyennes entreprises d'industries légères avec une tension d'alimentation de 5.5, 10, 20 et 30 kV.
- **La clientèle de la haute tension** : L'électricité à haute tension est utilisée par de grands complexes industriels son niveau est supérieur ou égal à 60 kV [12].

I.6. Description des réseaux électriques :

I.6.1. Le réseau de transport THT :

Le réseau de transport ou réseau de haute tension de niveau B (HTB) connecté avec les centrales de production classiques comme les centrales nucléaires, thermiques, hydrauliques de l'ordre des milliers de MW [13]. Ces réseaux constituent une vaste grille couvrant le territoire, à laquelle sont raccordées les sources et les utilisations (groupes, transformateurs). Chaque nœud A, B et C (figure I.8) constitue un « poste d'interconnexion ». Ce poste est en général constitué par un collecteur principal appelé « jeu de barres » sur lequel se raccordent les lignes, au moyen d'appareils. Les protections de ces réseaux doivent être très performantes. Quant à leur exploitation, elle est assurée au niveau national par un centre de conduite ou dispatching à partir duquel l'énergie électrique est surveillée et gérée en permanence [14].

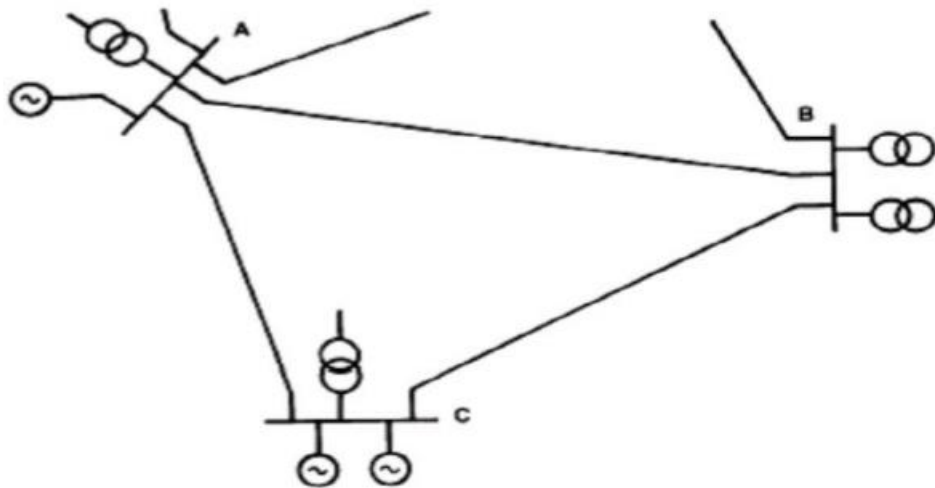


Figure 8 : Exemple d'une partie du réseau électrique [14].

I.6.2. Le réseau de transport HT :

La finalité de ce réseau est avant tout d'acheminer l'électricité du réseau de transport vers les grands centres de consommation qui sont :

- Soit du domaine public avec l'accès au réseau de distribution MT,
- Soit du domaine privé avec l'accès aux abonnés à grande consommation (supérieure à 10 MVA) livrés directement en HT. Il s'agit essentiellement d'industriels tels la sidérurgie, la cimenterie, la chimie, le transport ferroviaire, ...etc.

La structure de ces réseaux est généralement de type aérien (parfois souterrain à proximité des sites urbains). Les protections sont de même nature que celles utilisées sur les réseaux de transport, les centres de conduite étant régionaux [14].

I.6.3. Le réseau de répartition MT :

Les utilisateurs peuvent être groupés d'une façon très dense comme dans les villes ou bien séparés les uns des autres par des distances plus ou moins grandes comme dans les campagnes. Ils sont desservis par un réseau de distribution alimenté par un poste de répartition qui reçoit l'énergie, provenant des centrales éloignées, par l'intermédiaire du réseau de transport. Des lignes de distribution à moyenne tension (MT) partent des postes de répartition et alimentent des postes de transformation répartis en différents endroits de la zone à desservir, ces postes de transformation abaissent la tension à une valeur convenable pour alimenter le réseau de distribution publique auquel les abonnés sont raccordés par des branchements [13].

I.6.4. Le réseau de distribution BT :

C'est le réseau qui nous est en principe familier puisqu'il s'agit de la tension 230/400 Volt en Algérie. Nous le rencontrons dans nos maisons via la chaîne : compteur, disjoncteur, fusibles.

La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de distribution MT aux points de faible consommation dans le domaine public avec l'accès aux abonnés BT. Il représente le dernier niveau dans une structure électrique [14].

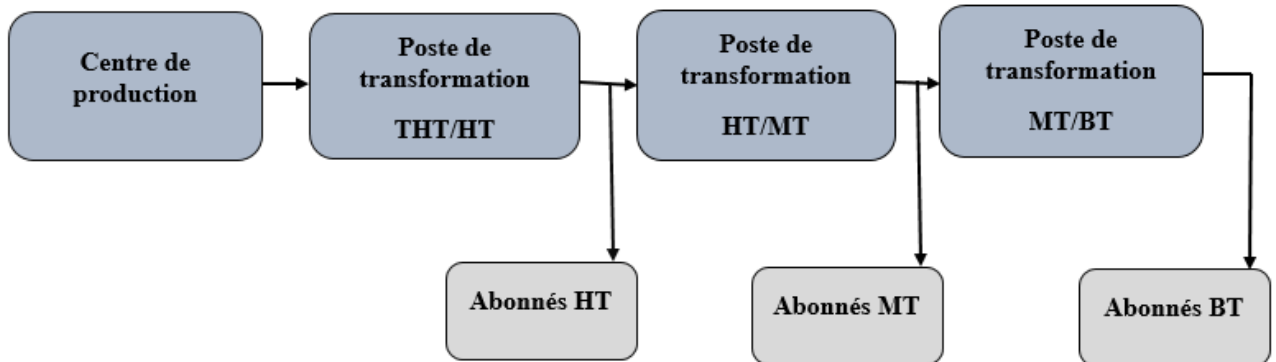


Figure I.9 : schéma de description des réseaux électriques.

I.7. Les niveaux de tension des réseaux électriques

La nouvelle norme en vigueur UTE C18-510 définit les niveaux de tension alternative, (voir la figure 10) comme suit :

- ✚ HTB → pour une tension composée supérieure à 50 kV.
- ✚ HTA → pour une tension composée comprise entre 1 kV et 50kV.
- ✚ BTB → pour une tension composée comprise entre 500 V et 1kV.
- ✚ BTA → pour une tension composée comprise entre 50 V et 500V.
- ✚ TBT → pour une tension composée inférieure ou égale à 50 V [14].

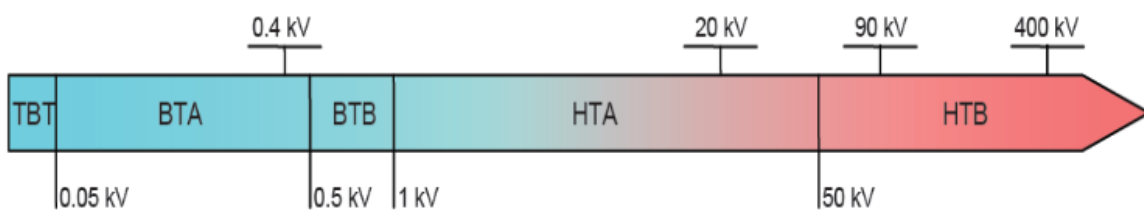


Figure I.10 : Niveaux de tension normalisés [13].

I.8. Les lignes de transport électrique :

Les lignes à haute tension sont la principale source de transport d'énergie. Ils peuvent être aériens ou souterrains. Ils permettent de transporter l'électricité produite sur de longues distances et d'interconnecter le réseau électrique.

I.8.1. Lignes aériennes :

Elle est composée de conducteur nus généralement en alliage d'aluminium, d'isolateurs, de pylônes et des câbles de garde pour les lignes de haute tension. Son rôle principal est de transporter l'énergie électrique de la source de production jusqu'à la zone de consommation. Elle possède les caractéristiques suivantes :

- La tension reste constante sur toute la longueur de la ligne et pour toutes les charges comprises entre zéro est la charge nominale.
- Un bon rendement.
- Les pertes joules ne doivent pas surchauffer les conducteurs [15]



Figure I.11 : les lignes électriques aériennes [13].

I.8.2. Lignes souterrains :

La structure des réseaux de distribution souterrains, employés dans des zones urbanisées à forte densité de charge, est caractérisée par le nombre de voies d'alimentation utilisables pour desservir une même charge (poste HTA/BTA). Les structures à deux voies d'alimentation sont les plus fréquentes. On distingue : la structure en coupure d'artère et la structure en double dérivation.



Figure I.12: des câbles souterrains.

I.9. Postes électriques :

Les postes électriques sont des éléments principaux du réseau électrique. Ils reçoivent l'énergie électrique, la transforment (en passant d'un niveau de tension à un autre) et la répartissent (en assurant la jonction des différents réseaux électriques). On y trouve un certain nombre d'appareils électriques qui participent au bon fonctionnement du réseau [16].

I.9.1. Type de postes :

On distingue suivant les fonctions qu'ils assurent plusieurs types de postes :

- **Les postes à fonction d'interconnexion :** qui comprennent à cet effet un ou plusieurs points communs triphasés appelés jeu de barres, sur lesquels différents départs (lignes, transformateurs, etc.) de même tension peuvent être aiguillés.
- **Les postes de transformation :** dans lesquels il existe au moins deux jeux de barres à des tensions différentes liés par un ou plusieurs transformateurs.
- **Les postes mixtes :** les plus fréquents, qui assurent une fonction dans le réseau d'interconnexion et qui comportent en outre un ou plusieurs étages de transformation [13] [14].

I.9.2. Objectifs des postes électriques :

Les postes électriques ont trois principaux objectifs :

- Le raccordement de plusieurs réseaux électriques.
- L'interconnexion entre les lignes électriques.
- La transformation de l'énergie en différents niveaux de tension.

I.9.3. Les différents éléments d'un poste électrique :

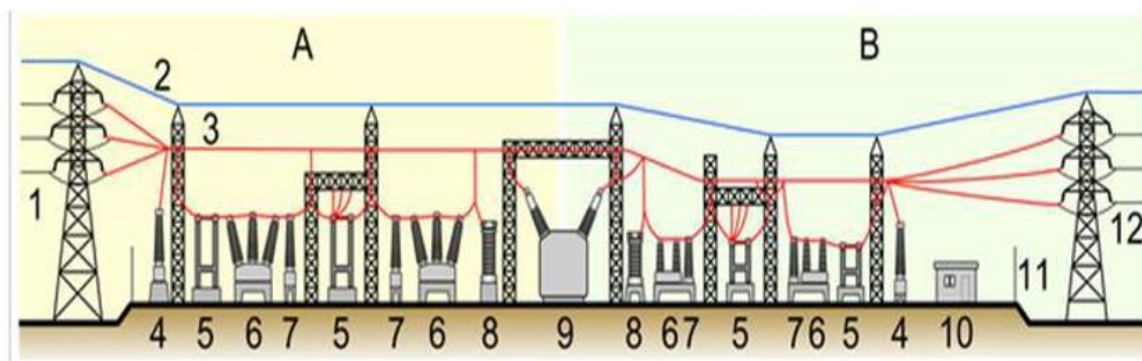
On distingue parfois les éléments d'un poste en "éléments primaires" (les équipements haute tension) et en "éléments secondaires" (équipements basse tension).

Parmi les équipements primaires, on peut citer :

- Transformateur électrique
- Autotransformateur électrique
- Disjoncteur à haute tension
- Sectionneur
- Sectionneur de mise à la terre
- Parafoudre
- Transformateur de courant
- Transformateur de tension
- Combiné de mesure (courant + tension)
- Jeux de barres.

Parmi les éléments secondaires on peut citer :

- Relais de protection
- Équipements de surveillance
- Équipements de contrôle
- Système de télé conduite
- Équipements de télécommunication
- Comptage d'énergie.



A : coté primaire B : coté secondaire 1. ligne électrique 2.cable de garde 3.ligne électrique 4. transformateur de tension 5.sectionneur 6.disjoncteur 7. Transformateur (de puissance) 10. Bâtiment secondaire 11.collecteur 12.Ligne électrique secondaire

Figure I.13 : les différents éléments d'un poste électrique [13].

I.10. La charge électrique (consommation) :

Dans un contexte marqué par une sensibilité croissante aux enjeux environnementaux liés à l'énergie et où l'équilibre entre la demande et la consommation en électricité est accentué par l'ouverture du marché énergétique [8], l'industrie électrique opère sous une forte contrainte, celle de l'ajustement, à tout instant, de l'offre à la demande dans les meilleures conditions de coûts et de sécurité.

I.11. Les différents types de charges :

I.11.1 Les charges dans les zones rurales :

La part des usages spécifiques électroménager et éclairage dans la consommation totale du secteur résidentiel est d'environ 47 %. Ces usages se sont développés rapidement durant les années 50-80, l'énergie électrique a pour ces usages des fonctions différentes : pour le froid elle assure le fonctionnement des compresseurs, pour le lavage (linge ou vaisselle) elle a une fonction essentiellement thermique puisque 80 % de l'énergie consommée durant un cycle de lavage est utilisée par le chauffage de l'eau [17], les usages domestiques spécifiques de l'électricité représentent aujourd'hui plus de la moitié de la consommation électrique du secteur résidentiel ; le terme électricité spécifique regroupe l'ensemble des usages dont le service rendu ne peut être satisfait qu'à partir de l'énergie électrique. Ainsi, contribuent aux consommations spécifiques, l'éclairage, tous les appareils électroménagers (lave-linge, sèche-linge, lave-vaisselle, réfrigérateurs, congélateurs, fours micro-ondes...), les appareils destinés aux loisirs (postes de télévision, chaînes Wifi, consoles de jeux...), la micro-informatique et les télécommunications (ordinateurs, Smartphones, tablettes, téléphones sans fil, box Internet...), ainsi que tous les équipements moins répandus et qui nécessitent à un moment ou à un autre, pour fonctionner, d'avoir recours à l'énergie électrique tirée du réseau de distribution (équipements de bricolage, jardinage, aquariums, piscines chauffées filtrées, robots de préparation culinaire, cuiseurs vapeur, aspirateurs...) [18].

I.11.2 Les charges dans les zones urbaines :

La consommation d'électricité de service général comprend toutes les usages communs de l'électricité dans les bâtiments d'habitation : l'éclairage des circulations, des halls, des parcs de stationnement, les ascenseurs, les auxiliaires de chauffage, les blocs autonomes d'éclairage de secours, ...etc. [19]. Dans les industries résidentielles et tertiaires, l'électricité peut jouer un rôle important dans le chauffage et la production des locaux d'eau chaude sanitaire sans parler de ses autres applications concurrentielles principalement dans le tertiaire (cuisson, boulangerie, agriculture), la bureautique, qui s'est fortement développée ces dernières années, a contribué au dynamisme de la croissance des consommations de ce secteur. D'importantes évolutions techniques devraient cependant, à moyen terme, réduire sensiblement cette contribution, la consommation unitaire des appareils étant appelée à décroître fortement [17].

I.11.3. Des grandes installations industrielles :

Celle-ci peut être connectée directement sur le réseau de transport car elles nécessitent une puissance élevée ou bien une puissance de court-circuit importante (ligne de chemin de fer par exemple). Ces installations sont essentiellement de nature inductive et résistive, du fait de la présence des transformateurs et des moteurs asynchrones qui sont fortement inductifs. Certaines installations contiennent des convertisseurs d'électronique de puissance qui aussi présentent un caractère inductif [17].

I.12. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons donné un aperçu sur le système électrique et ses constituants tels que, les différents types de réseaux électriques, de postes électriques et de charges électriques.

CHAPITRE II :
PREVISION DE LA CHARGE A COURT TERME

II.1. Introduction :

Afin de fournir une énergie électrique de haute qualité au client de manière sécurisée et économique, une entreprise d'électricité fait face à de nombreux problèmes économiques et techniques de fonctionnement, planification et contrôle d'un système d'énergie électrique.

Pour le but de la planification et de l'exploitation optimale de cette grande échelle, la théorie des systèmes modernes et les techniques d'optimisation sont appliquées dans l'espoir d'économies considérables. Pour atteindre cet objectif, la connaissance de la charge du futur système électrique est la première condition préalable par conséquent, les prédictions de la charge à long et à court terme sont des sujets très importants.

II.2. La Prévision de la charge électrique :

La prévision est définie comme l'ensemble des techniques ayant pour but d'envisager une situation à une échéance plus ou moins lointaine. La prévision de la consommation électrique représente une projection des profils temporels des consommations d'électricité sur une période prédéfinie. Cette prévision peut être envisagée soit en énergie consommée sur une période donnée (en kWh), soit en puissance maximale anticipée (en kW). D'un point de vue mathématique, si $P(t)$ désigne la puissance électrique moyenne consommée à l'instant (t), la prévision est l'action d'anticiper la consommation future $P(t + \Delta t)$ avec (Δt) l'horizon de la prévision [20].

Les prévisions aident un service public d'électricité à prendre des décisions, y compris les décisions d'achat et de production d'énergie électrique, de commutation de la charge et développement des infrastructures. Le sujet de la prévision de charge existait pendant des décennies pour prévoir la demande future. Cela implique la prédiction précise à la fois des grandeurs et des emplacements géographiques de la charge électrique sur les différents périodes de l'horizon de planification [21].

II.2.1. Horizons temporels de prévision :

Un horizon temporel d'une prévision définit l'intervalle de temps qui sépare l'instant d'application de la prévision et l'instant futur à prévoir. Il est d'usage de distinguer trois types de prévision : à long, moyen et court-terme. La signification de ces expressions est relative au contexte dans lequel elles s'appliquent.

En ce qui concerne la prévision de la consommation électrique, la plage de l'horizon temporel à court-terme dépend du contexte d'application de la prévision, selon que l'on s'intéresse à la demande électrique au niveau d'un poste de distribution ou bien à la consommation d'une maison individuelle. Dans le premier cas, dont l'objectif est de quantifier les risques de défaillances physiques, d'assurer l'équilibre de l'offre et de la demande au niveau du réseau de distribution, et

de réaliser les derniers achats et décisions d'effacement, le court terme est défini par un horizon temporel allant de 24h à 1 mois.

La prévision à moyen-terme de la consommation électrique s'applique à un horizon allant d'un mois à une année. Elle sert à planifier des investissements pour renforcer le réseau électrique tel que les opérations d'entretien et de maintenance des lignes ou des postes électriques.

La prévision de la consommation électrique à long-terme quant à elle s'exprime sur un horizon d'une année à quelques dizaines d'années. Parmi les principaux intéressés par ce type de prévision, le gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité. Ce dernier établit tous les deux ans un bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre offre/demande d'électricité, assurant ainsi l'équilibre entre l'offre et la demande pour les quinze prochaines années [22].

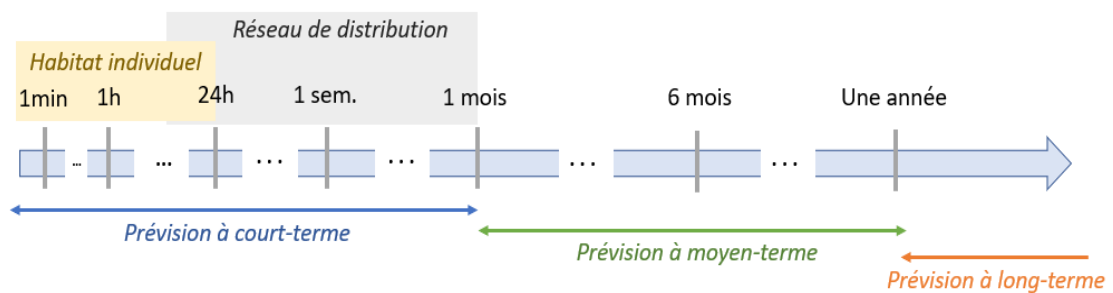


Figure II.1: Les différentes échéances de la prévision de la consommation électrique.

II.2.2. Indicateurs de la qualité de la prévision :

Les méthodes pour réaliser une prévision sont nombreuses et quel que soit l'outil utilisé, il est primordial de penser à évaluer la qualité du résultat obtenu. Néanmoins, celle-ci s'évalue à partir d'un calcul d'erreur qui permet de fournir une interprétation quantitative de la qualité attendue des prévisions. Cela peut avoir plusieurs intérêts et en particulier identifier, parmi les différentes méthodes existantes, le modèle le plus approprié à l'application choisie et fixer un indice de confiance que l'on peut accorder à la prévision.

Le calcul de l'erreur consiste à déterminer l'écart entre les données réelles et celles prédites. Parmi les nombreux indicateurs permettant de mesurer la précision des prévisions, les plus courants sont l'erreur absolue et l'erreur relative.

1. L'Erreur Absolue (EA) : représente l'écart à un instant t entre la valeur réelle $V(t)$ et la valeur prédite $V_p(t)$ en valeur absolue comme indiqué par la formule :

$$EA = |V(t) - V_p(t)| \dots \dots \dots (II.1)$$

2. L'Erreur Relative : représente l'écart entre la valeur réelle et la valeur prédite, rapporté à la valeur réelle :

$$ER = [V(t) - V_p(t)] / V_r(t) \dots \dots \dots (I.2)$$

A ceux-là, s'ajoutent d'autres indicateurs de performance de prévision. Nous avons choisi de présenter les indicateurs les plus répandus, de l'évaluation de la consommation de l'électricité résidentielle que nous avons répertoriée selon deux classements (Tableau II-1) : le premier regroupant les indicateurs calculés sur la base de l'erreur absolue et le deuxième rassemblant ceux définis sur la base de l'erreur relative [20].

	Intitulé	Formation
Erreur absolue	Mean square Error	$MSE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (Vi(t)^r - Vi(t)^p)^2$
	Root Mean Square Error	$RMSE = \sqrt{\left(\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (Vi(t)^r - Vi(t)^p)^2\right)}$
	Mean Absolute Error	$MSE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N Vi(t)^r - Vi(t)^p $
Erreur relative	Mean Pourcentage Error	$MPE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{Vi(t)^r - Vi(t)^p}{Vi(t)^r} * 100$
	Mean Absolute Pourcentage Error	$MAPE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left \frac{Vi(t)^r - Vi(t)^p}{Vi(t)^r} \right * 100$

Tableau II.1 : Les indicateurs calculés sur la base de l'erreur absolue et relative [20]

II.3. La Prévision de la charge à court terme :

La prévision de charge à court terme est essentiellement un système de prévision de charge avec un délai d'une heure à sept jours, ce qui est nécessaire pour une planification et un fonctionnement adéquats des systèmes d'alimentation. Il s'agit d'une composante essentielle des

systèmes de gestion de l'énergie (SGE). Pour une gestion appropriée et rentable des services publics d'électricité, la prévision de la charge à court terme a beaucoup d'importance.

Une précision et une vitesse de prévision élevées sont les deux exigences les plus importantes de la prévision de charge à court terme et il est important d'analyser les caractéristiques de la charge et d'identifier les principaux facteurs affectant la charge. Sur les marchés de l'électricité, la charge est affectée par les facteurs tels que la saison, le type de jour, la météo et le prix de l'électricité qui peuvent avoir une relation complexe avec la charge du système [23].

II.4. Méthodes d'optimisation de la prévision de la charge à court terme :

Un modèle ou une méthode est une description mathématique de la façon dont les éléments complexes d'une situation ou d'un problème de la vie réelle peuvent interagir à certaines dates ultérieures.

Diverses techniques de prévision ont été appliquées à la prévision de charge à court terme pour améliorer la précision et l'efficacité. En général, ces techniques peuvent être classées comme traditionnelles ou modernes. Les techniques traditionnelles de prévision de la charge statistique, telles que la régression, les séries chronologiques, la reconnaissance de formes, les filtres de Kalman, ...etc. ont été utilisées dans la pratique depuis longtemps, montrant la précision des prévisions qui dépend du système. Ces méthodes traditionnelles peuvent être combinées à l'aide de techniques de prévision multi-modèles pondérées, montrant des résultats adéquats dans des systèmes pratiques. Cependant, ces méthodes ne peuvent pas représenter correctement les relations non linéaires complexes qui existent entre la charge et une série de facteurs qui l'influencent, qui dépendent généralement des changements du système (par exemple, la saison ou l'heure de la journée).

Les méthodes de prévision de charge à court terme sont [23] :

II.4.1. Méthodes déterministes :

Les méthodes déterministes sont la méthode du jour similaire, la méthode de l'usage final, la méthode du lissage exponentiel, l'approche basée sur la régression. La particularité de ces méthodes est la capacité de prévoir la consommation électrique en fonction des paramètres qui l'influencent [20].

II.4.2. Méthodes probabilistes :

Comme leur nom l'indique, les méthodes probabilistes sont des méthodes de prévision s'appuyant sur le concept de probabilités et de variables aléatoires. La valeur future de la grandeur étudiée est définie par une distribution de probabilités. Dans cette catégorie se rangent : la méthode des séries temporelles et la méthode des chaînes de Markov [20].

II.4.3. Méthodes fondées sur l'Intelligence Artificielle :

D'autres techniques de prévision basées sur l'intelligence artificielle sont également utilisées comme les algorithmes génétiques, la machine à vecteurs de support (SVM), les réseaux de neurones, le système expert ou encore la logique floue [20].

II.4.4. Approche de recherche de jour similaire :

L'approche du jour similaire est basée sur la recherche de données historiques des jours d'un, deux ou trois ans ayant les mêmes caractéristiques que le jour de la prévision. Les caractéristiques comprennent des conditions météorologiques similaires, un jour de la semaine ou une date similaire. La charge du jour similaire est considérée comme la prévision. Désormais, au lieu de prendre un seul jour similaire, les prévisions se font au moyen de combinaisons linéaires ou de procédures de régression en prenant plusieurs jours similaires. Les coefficients de tendance des années précédentes sont extraites des jours similaires et la prévision du jour concerné est faite sur leur base.

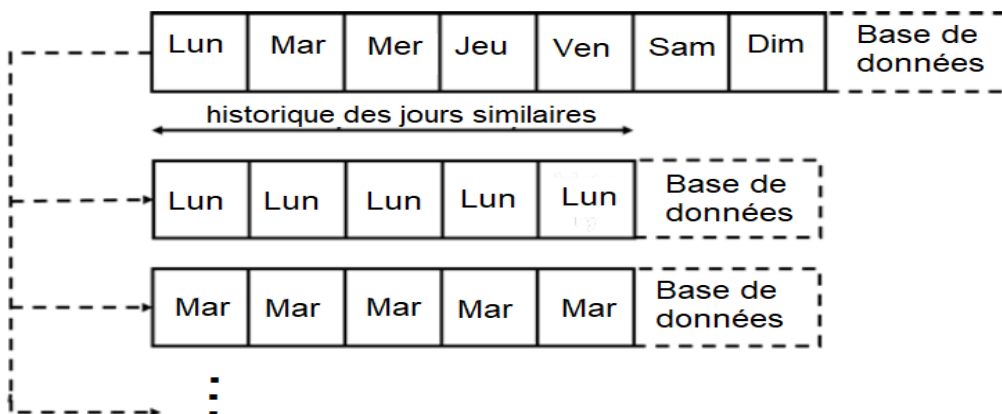


Figure II.2 : Stratégie du jour similaire [AD1-19].

II.4.5. Approche basée sur la régression :

Le terme « régression » a été utilisé au XIXe siècle pour décrire un phénomène biologique, à savoir que la descendance d'individus exceptionnels a tendance en moyenne à être moins exceptionnelle que leurs parents et plus proche de leurs ancêtres plus éloignés.

La régression linéaire est une technique qui examine la variable dépendante à l'indépendant spécifié. Les variables indépendantes sont d'abord considérées car des changements se produisent malheureusement en elles.

Dans la prévision énergétique, la variable dépendante est généralement la demande ou le prix de l'électricité car elle dépend de la production qui, par contre, dépend des variables indépendantes. Les variables indépendantes sont généralement liées aux conditions météorologiques, telles que la

température, l'humidité ou la vitesse du vent. Les coefficients de pente mesurent la sensibilité de la variable dépendante à la façon dont ils changent avec la variable indépendante. De plus, en mesurant l'importance historique de chaque variable indépendante dans sa relation avec la variable dépendante. La valeur future de la variable dépendante peut être estimée. Essentiellement, l'analyse de régression tente de mesurer le degré de corrélation entre les variables dépendantes et indépendantes, établissant ainsi les valeurs prédites de ces dernières.

La régression est l'une des techniques statistiques les plus utilisées. Pour la prévision de la charge électrique, les méthodes de régression sont généralement utilisées pour modéliser la relation entre la consommation de la charge et d'autres facteurs tels que la météo, le type de jour et la classe de client. Il existe plusieurs modèles de régression pour les prévisions de pointe du lendemain. Leurs modèles contiennent des influences déterministes telles que les vacances, des influences de variables aléatoires telles que les charges moyennes et des influences exogènes telles que la météo [24].

II.4.6. Usage final :

L'approche de l'usage final développe une méthodologie qui permet la reconstruction de la courbe de charge sur la base des données des charges électriques et du consommateur.

Pour le secteur résidentiel, ce type d'informations est renseigné par le nombre de personnes par foyer, la superficie du foyer, le nombre d'équipements électriques ou encore le profil de charge de chaque appareil, lui-même calculé sur la connaissance d'un ensemble de données liées à chaque appareil électrique telles que la puissance consommée, le nombre d'heures d'utilisation...

L'un des principaux inconvénients de cette méthode repose sur l'incertitude des informations concernant les consommateurs et leurs équipements, ce qui impacte la qualité de la prévision. D'autre part, la contrainte de connaître un ensemble d'informations sur chaque appareil électrique présent dans l'habitat, peut toucher à la vie privée des consommateurs [25].

Par ailleurs, la base des données utilisées par la méthode de l'usage final nécessite une mise à jour régulière capable de suivre l'évolution de la vie économique, culturelle et démographique des consommateurs [26].

Relativement au grand nombre d'appareils électriques dans chaque foyer, le modèle d'usage final risque enfin d'être difficile à concevoir, à analyser et à mettre à jour.

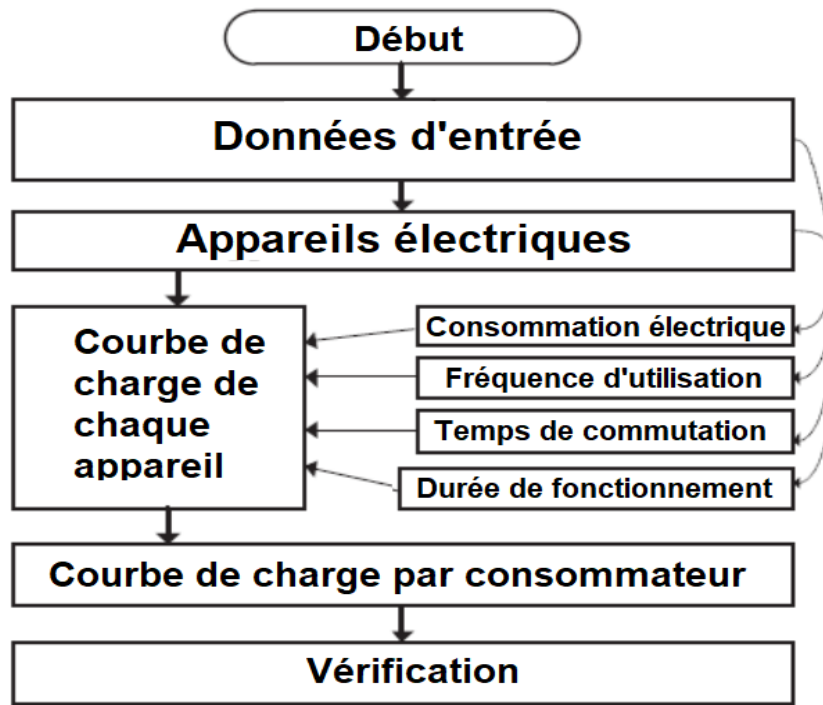


Figure II.3: Procédure de la reconstruction de la courbe de charge [DI-11]

II.4.7. Lissage exponentiel :

Le lissage exponentiel est un outil permettant de réaliser des prévisions à court terme. Son principe repose sur le fait que la valeur future de la variable étudiée ne dépend que de ses valeurs passées.

Les trois méthodes les plus connues du lissage exponentiel sont le lissage simple, le lissage de Holt et le lissage de Holt Winters [27]. On va donner le principe de la méthode du lissage exponentiel simple :

C'est la méthode la plus connue, elle consiste à déterminer la prévision à la période n, à partir des demandes des périodes précédentes n-1, n-2, ...

$$P_n = P_{n-1} + \alpha(D_n - P_{n-1}) \dots \dots \dots (II.3)$$

α : coefficient compris entre 0 et 1

La prévision de la période n est celle de la période n-1 corrigée de l'écart entre la demande et la prévision de la période précédente.

L'équation (1) peut être écrite :

$$P_n = \alpha D_{n-1} + P_{n-1}(1 + \alpha) \dots \dots \dots (II.4)$$

On peut facilement démontrer que :

$$P_n = \alpha D_{n-1} + \alpha(1 - \alpha) D_{n-2} + \alpha(1 - \alpha)^2 D_{n-3} \dots \dots \dots (II.5)$$

La méthode de lissage exponentiel effectue une moyenne mobile pondérée où les coefficients affectés aux données passés sont reliés par une loi de décroissance exponentielle.

Le choix de la méthode de lissage exponentiel se fait en fonction de la présence ou non d'une tendance et/ou d'une saisonnalité comme indiqué dans le tableau suivant :

Saisonnalité Tendance	Non	Oui
Non	Lissage exponentiel simple	Lissage de Holt Winters
Oui	Lissage exponentiel de Holt	Lissage de Holt Winters

Tableau II.2 : Choix de la méthode de lissage exponentiel en fonction de la saisonnalité et la tendance.

Lorsque les modèles de données n'ont ni variation cyclique ni tendance dans les données historiques. La méthode de Holt, également connue sous le nom de méthode de lissage exponentiel double, est utilisée dans les séries temporelles qui contiennent une tendance. Pour les séries chronologiques saisonnières, la technique Holt-Winter est avantageuse parce qu'elle permet de saisir à la fois la tendance et le caractère saisonnier des données historiques [20].

II.4.8. Chaîne de Markov :

Une chaîne de Markov est une suite de variables aléatoires $X(t)$ qui permet de modéliser l'évolution dynamique d'un processus aléatoire.

Ce processus est dit markovien s'il valide la propriété fondamentale des chaînes de Markov, selon laquelle l'évolution future du processus dépendrait du passé qu'au travers de sa valeur actuelle, signifiant en d'autres termes que l'histoire passée du processus est entièrement résumée dans sa valeur actuelle.

$$\forall n \geq 0 ; \forall (i_0 \dots i_{n-1}; i, j) \in E^{n+2} ; P(X_{n+1} = j | X_0 = i_0; X_1 = i_1; \dots; X_{n-1} = i_{n-1}, X_n = i) = P(X_{n-1} = j | X_n = i) \dots \dots \dots (II.5)$$

Une variante courante des chaînes de Markov est la chaîne de Markov homogène, pour laquelle la probabilité de transition est indépendante de n :

$$\forall n \geq 1; \forall (i, j) \in \llbracket E \rrbracket^2; P(X_{n+1} = j | X_n = i) = P(X_n = j | X_{n-1} = i) \dots \dots \dots (II.6)$$

Selon que le temps t est discret ou continu, on parlera de chaîne de Markov à temps discret, également appelée « Discrete Time Markov Chains » (DTMC) ou de chaîne de Markov à temps continu « Continuous Time Markov Chains » (CTMC).

Une DTMC est une suite de variables aléatoires $(X_k, k \in \mathbb{N})$ qui permet de modéliser l'évolution dynamique d'un système aléatoire sachant que X_k représente l'état du système à l'instant k . Le passage de X_k à X_{k+1} est aléatoire avec une probabilité de transition p_{ij} . Celle-ci peut se présenter sous forme de matrice ou sous forme de graphe. On parlera, alors, de matrice de transition $[P]$ dont l'expression est présentée en équation :

$$[P] = [p_{ij}], \quad p_{ij} = P[X_{k+1} = j | X_k = i] \dots \dots \dots (II.7)$$

Pour le cas du CTMC, les observations se font de façon continue plutôt qu'à des moments discrets. La différence se situe dans le fait que la chaîne peut changer d'état à n'importe quel moment t ($t \in [0, +\infty[$) et pas uniquement à des instants entiers ($k \in \mathbb{N}$) [20].

II.4.9. Analyse des séries chronologiques :

La prévision des séries chronologiques repose sur l'idée que des prédictions fiables peuvent être obtenues en modélisant des modèles dans un diagramme de séries chronologiques, puis en extrapolant ces modèles dans le futur. Utilisant des données historiques en entrée, l'analyse des séries chronologiques ajuste un modèle en fonction de la saisonnalité et de la tendance.

Les modèles de séries chronologiques peuvent être précis dans certaines situations, mais ils sont particulièrement complexes et nécessitent de grandes quantités de données historiques. En outre, des efforts minutieux doivent être faits pour garantir un calendrier précis tout au long des processus de modélisation et de rappel de filtrage de collecte de données. L'analyse de séries temporelles est largement utilisée dans la gestion commerciale pour la prévision de la demande des clients pour les services de biens. Les approches de séries chronologiques ne sont pas largement utilisées pour les prévisions de l'industrie énergétique. Parce qu'ils ne prennent généralement pas en compte d'autres facteurs clés, tels que les prévisions météorologiques [24].

Les séries chronologiques sont utilisées depuis longtemps dans des domaines tels que l'économie, le traitement numérique du signal et la prévision de la charge électrique. En particulier, ARMA (moyenne mobile autorégressive), ARIMA (moyenne mobile intégrée autorégressive), ARMAX (moyenne mobile autorégressive avec variables exogènes) et ARIMAX (moyenne mobile

intégrée autorégressive avec variables exogènes) sont les méthodes de séries chronologiques classiques les plus utilisées.

Les modèles ARMA sont généralement utilisés pour les processus stationnaires tandis que ARIMA est une extension d'ARMA pour les processus non stationnaires. ARMA et ARIMA utilisent le temps et la charge comme seuls paramètres d'entrée. Étant donné que la charge dépend généralement de la météo et de l'heure de la journée, ARIMAX est l'outil de prévision de charge le plus naturel parmi les modèles de séries chronologiques classiques [23].

II.4.10. Réseau neuronal artificiel :

Les réseaux de neurones artificiels sont encore à un stade très précoce des modèles électroniques basés sur la structure neuronale du cerveau. Nous savons que le cerveau apprend essentiellement de l'expérience. Les méthodes d'inspiration biologique sont considérées comme l'avancée majeure dans l'industrie informatique.

Dans un réseau de neurones, l'élément de traitement de base est le neurone. Ces neurones reçoivent des entrées d'une source, les combinent, effectuent toutes les opérations nécessaires et mettent les résultats finaux sur la sortie.

Les réseaux de neurones artificiels sont développés depuis le milieu des années 1980 et largement appliqués. Ils ont des applications très réussies dans la reconnaissance de formes et de nombreux autres problèmes.

La prévision est basée sur le modèle observé à partir de l'événement passé et estime les valeurs pour l'avenir. ANN (Artificiels Neural Networks) sont bien adaptée à la prévision pour deux raisons. Premièrement, il a été démontré que les ANN sont capables d'approximer numériquement n'importe quelle fonction continue avec la précision souhaitée. Dans ce cas, l'ANN est considérée comme des méthodes multi variées, non linéaires et non paramétriques. Deuxièmement, les ANN sont des méthodes basées sur la date, en ce sens qu'il n'est pas nécessaire pour le chercheur d'utiliser des modèles provisoires et d'estimer ensuite leurs paramètres. Les ANN sont capables de cartographier automatiquement la relation entre l'entrée et la sortie, ils apprennent cette relation et stockent cet apprentissage dans leurs paramètres [24].

La première consiste à prévoir à plusieurs reprises une charge horaire à la fois. La deuxième méthode consiste à utiliser un système avec 24 Neural Networks en parallèle, un pour chaque heure de la journée. Pour estimer un modèle qui correspond si bien aux données qu'il finit par inclure une partie de la structure MLP (In Multi Layer Perceptron) du réseau neuronal, l'algorithme de formation le plus couramment utilisé est l'algorithme de rétro-propagation. Ces algorithmes sont itératifs ; certains critères doivent être définis pour arrêter les itérations. Pour cela, la formation est arrêtée après un nombre fixe d'itérations ou après que l'erreur a diminué en dessous

d'une certaine tolérance spécifiée. Ce critère n'est pas adéquat, cela garantit que le modèle s'adapte étroitement aux données d'apprentissage mais ne garantit pas de bonnes performances ils peuvent conduire à un sur-ajustement du modèle. « Sur-ajustement » signifie le caractère aléatoire de l'erreur dans sa structure, peut produire de mauvaises prévisions.

Le modèle MLP est surentraîné ou parce qu'il est trop complexe. Une façon d'éviter le surentraînement consiste à utiliser la validation croisée. L'ensemble d'échantillons est divisé en un ensemble d'apprentissage et un ensemble de validation. Les paramètres du réseau de neurones sont estimés sur l'ensemble d'apprentissages et les performances du modèle sont testées, toutes les quelques itérations, sur l'ensemble de validation. Lorsque ces performances commencent à se détériorer (ce qui signifie que le réseau neuronal sur-ajuste les données d'apprentissage), les itérations sont arrêtées et le dernier ensemble de paramètres à calculer est utilisé pour produire les prévisions. De nos jours, outre les MLP pour éviter les problèmes de sur-ajustement et de sur-paramétrage, les architectures ANN utilisées pour la prédiction de la charge électrique sont le modèle FLN (Functional Link Network) [28].

Pour utiliser l'ANN dans les problèmes de prévision de charge électrique, les ingénieurs doivent décider d'un certain nombre de variables de base, ces variables incluent :

- Variable d'entrée à l'ANN (charge, température...etc.)
- Nombre de jours (en semaine, week-end, saison...etc.)
- Ce qu'il faut prévoir : charges horaires, charge de pointe du jour suivant, charge totale du jour suivant, etc.
- Structure du réseau neuronal (Feedforward, nombre de couches cachées, nombre de neurones dans la couche cachée...etc.)
- Méthode d'entraînement et critère d'arrêt
- Fonctions d'activation
- Taille des données d'entraînement
- Taille des données de test.

II.4.11. Système expert :

Les systèmes experts sont de nouvelles techniques issues des avancées dans le domaine de l'intelligence artificielle (IA) au cours des deux dernières décennies.

Un système expert est un programme informatique, qui a la capacité d'agir en tant qu'expert. Cela signifie que ce programme informatique peut raisonner, expliquer et élargir sa base de connaissances au fur et à mesure que de nouvelles informations sont disponibles.

Le modèle de prévision de charge est construit en utilisant les connaissances sur le domaine de prévision de charge d'un expert dans le domaine.

Le "Knowledge Engineer" extrait ses connaissances de l'expert de prévision de charge (domaine) qui est appelé module d'acquisition composant du système expert. Cette connaissance est représentée sous forme de faits et de règles en utilisant la première logique de prédicat pour représenter les faits et les règles de production IF-THEN. Cette représentation est construite dans ce qu'on appelle la composante base de connaissances du système expert. La recherche de solution ou le raisonnement sur la conclusion tirée par le système expert est effectué par le composant "Inférence Engine" du système expert. Pour tout système expert, il doit avoir la capacité de retracer son raisonnement si l'utilisateur le lui demande. Ce service est construit grâce à un composant d'interface explicatif [29].

II.7.12. Logique floue :

Logique floue basée sur la logique booléenne habituelle utilisée pour la conception de circuits numériques. En logique booléenne, l'entrée peut être la valeur de vérité sous la forme «0» et «1». En cas de logique floue, l'entrée est liée à la comparaison basée sur les qualités. Par exemple, nous pouvons dire qu'une charge de transformateur peut être « faible » et « élevée ». La logique floue nous permet de déduire les sorties des entrées de manière logique. En ce sens, le flou facilite le mappage entre les entrées et les sorties comme l'ajustement de courbe [23].

Sur la base des règles générales, des systèmes de logique floue correctement conçus sont très puissants pour la prévision de la charge électrique. Il existe de nombreuses situations où nous avons besoin des résultats précis. Une fois que tout le traitement est effectué en utilisant la logique floue, la « défuzzification » est faite pour obtenir les sorties précises.

Nous savons que la charge du réseau électrique est influencée par de nombreux facteurs de charge tels que les conditions météorologiques, les activités économiques et sociales et les différentes composantes de la charge. Par l'analyse des données de charge historiques, il n'est pas facile de faire des prévisions précises. L'utilisation de ces méthodes intelligentes comme la logique floue et les systèmes experts offre un avantage sur d'autres méthodes conventionnelles. Les aspects numériques et les incertitudes conviennent aux méthodologies floues [30].

II.4.13. Soutenir les machines vectorielles :

Les SVM (Support Vector Machines) sont les techniques les plus puissantes et les plus récentes pour résoudre les problèmes de classification et de régression. Cette approche a été connue grâce aux travaux de Vapnik, sa théorie de l'apprentissage statistique. D'autres du réseau neuronal et d'autres systèmes intelligents, qui tentent de définir les fonctions complexes des entrées, prennent en charge les machines vectorielles utilisent le mappage non linéaire des données vers des caractéristiques de haute dimension en utilisant principalement les fonctions du noyau.

Dans les machines vectorielles de support, nous utilisons des fonctions linéaires simples pour créer des frontières de décision linéaires dans le nouvel espace. Dans le cas du réseau de neurones, le problème est dans le choix de l'architecture et dans le cas de la machine à vecteurs de support, des problèmes surviennent dans le choix d'un noyau approprié [31].

II.4.14. Les algorithmes génétiques

Les algorithmes génétiques, comme les réseaux de neurones, font partie des "Réseaux Adaptatifs Non-linéaires" (RAN). Ils sont composés d'un grand nombre d'unités élémentaires ou agents, qui sont dans notre cas des neurones ou des chromosomes. Ces agents traitent l'information le plus souvent de façon parallèle et distribuée. Ils interagissent entre eux d'une manière non-linéaire et sans contrôle central. Si l'environnement extérieur dans lequel ils baignent est capable de leur fournir une rétroaction, alors les agents et leurs interactions sont modifiés par des "opérateurs" de telle sorte que le système global s'adapte progressivement à son environnement et améliore sa réponse [32].

II.5. Conclusion :

Le présent chapitre a commencé par l'évocation de quelques généralités sur la prévision en termes de définitions et horizons temporels. Les indicateurs de performance de la qualité de prévision les plus utilisés ont été définis et listés. Un ensemble de méthodes de prévision issues de la littérature a été présenté et classifié en trois groupes : déterministes, probabilistes et celles fondées sur l'intelligence artificielle.

CHAPITRE III :
METHODES DE PREVISION DE LA CHARGE A LONG
TERME

III.1. Introduction :

De nos jours, le développement dans tous les secteurs se fait à un rythme très rapide et la demande d'énergie augmente également. En parlant de l'énergie électrique, il est important de rappeler qu'elle comporte trois secteurs principaux, à savoir la production, la transmission et la distribution. L'énergie électrique produite par une source quelconque est ensuite transmise par des lignes de transmission à différents niveaux de tension, puis distribuée à différentes catégories de consommateurs. Le système n'est pas aussi simple qu'il n'y paraît, mais chaque étape est un système indépendant complet en soi. Des prévisions de charge efficaces peuvent aider à améliorer et à planifier correctement ces trois domaines des systèmes électriques [22].

Une prévision de la charge électrique à long terme signifie une prévision de la charge dont les unités de temps [31], elle est considérée comme une base importante pour la planification du système électrique [32]. Dans ce chapitre, nous allons nous intéresser à la prévision de la charge électrique à long terme, en utilisant différentes méthodes telles que la méthode d'analyse des tendances, analyse d'utilisation finale et l'approche économique.

III.2. La différence entre la demande et la charge électrique :

La demande d'électricité est mesurée en kilowatts (kW) et représente le taux auquel l'électricité est consommée. La consommation d'électricité, quant à elle, est mesurée en kilowattheures (kWh) et représente la quantité d'électricité consommée sur une certaine période.

Et la valeur de la demande maximale est la moyenne de la puissance instantanée (en kW ou kVA) pendant un intervalle de temps défini.

III.3. Prédiction de la charge électrique à long terme :

Une prévision de la charge électrique à long terme est la première étape de la planification d'un système électrique, elle s'exprime sur un horizon d'une année à quelques dizaines d'années. L'une des principales tâches d'un service public d'électricité est de prévoir avec précision les besoins en demande d'énergie à tout moment, en particulier à long terme. En fonction des résultats de ces prévisions, les services publics coordonnent leurs ressources pour répondre à la demande prévue en utilisant un plan au moindre coût.

En général, la planification des ressources est effectuée sous réserve de nombreuses incertitudes. L'opinion des experts indique qu'une source majeure d'incertitude dans la planification des besoins futurs en ressources de capacité et dans l'exploitation des ressources de production existantes est la prévision de la demande d'électricité [33].

III.4. Méthodes d'optimisation de la charge à long terme :

Ces méthodes sont utiles pour les prévisions à long terme. Les méthodes de prévision de la demande d'électricité sont les suivants :

1. Analyse des tendances
2. Analyse de l'utilisation finale
3. L'approche économique.
4. Modèles de prévision on ACP (Analyse en composant principales)
5. Les réseaux Neuronaux Retro propagation
6. Les réseaux neuronaux ondelettes
7. Systèmes de logique floue

Dans le reste de ce chapitre on va donner une idée sur les méthodes classiques (Analyse de tendance, analyse de l'utilisation finale et l'approche économique) Chacune des trois méthodes de prévision utilise une approche différente pour prévoir la demande d'électricité. Chaque méthode se distingue par sa façon de traiter les problèmes de prévision :

- ✓ Les expressions mathématiques de la relation entre la demande d'électricité et les facteurs qui l'influencent ou l'affectent (la fonction).
- ✓ Les facteurs qui influencent réellement la demande d'électricité (population, revenus, prix, ...etc.) (les variables indépendantes).
- ✓ La demande d'électricité elle-même (la variable dépendante).
- ✓ Dans quelle mesure la demande d'électricité varie-t-elle en fonction de la croissance démographique, de revenu, de prix, ...etc. (les élasticités).

La seule façon de déterminer l'exactitude d'une prévision de charge est d'attendre la fin de l'année de prévision, puis de comparer la charge réelle à la charge prévue. Même si l'idée des prévisions est l'exactitude, rien n'a été dit dans la comparaison des trois méthodes de prévision sur la base des prévisions les plus précises. La seule chose certaine qui bloque toute prévision à long terme, est qu'elle ne peut jamais être absolument précise.

La précision des prévisions dépend de la qualité et de la quantité des données historiques utilisées, de la validité des hypothèses de base des prévisionnistes et de la précision des facteurs influençant la demande (population, revenu, prix, etc.). Aucun de ceux-ci n'est jamais parfait.

En conséquence, les prévisions de charge régionales sont revues, certaines sont révisées annuellement [34].

III.4.1 Analyse des tendances :

L'analyse des tendances prolonge les taux de croissance passés de la demande d'électricité dans le futur, en utilisant des techniques qui vont des lignes droites tracées à la main aux courbes complexes produites par ordinateur. Ces extensions constituent la prévision. L'analyse des tendances se concentre sur les changements ou les mouvements passés de la demande d'électricité et les utilise pour prévoir les changements futurs de la demande d'électricité.

Habituellement, il n'y a pas beaucoup d'explications sur les raisons pour lesquelles la demande agit comme elle le fait, dans le passé ou dans le futur. Les tendances sont fréquemment modifiées par un jugement éclairé, dans lequel les prévisionnistes des services publics modifient leurs prévisions en fonction de leur connaissance des développements futurs qui pourraient faire en sorte que la demande d'électricité future se comporte différemment par rapport au passé.

L'avantage de l'analyse des tendances est qu'elle est simple, rapide et peu coûteuse à réaliser. Elle est utile lorsqu'il n'y a pas assez de données pour utiliser des méthodes plus sophistiquées ou lorsque le temps et le financement ne permettent pas d'adopter une approche plus élaborée.

L'inconvénient d'une prévision de tendance est qu'elle ne produit qu'un seul résultat la demande future d'électricité. Elle n'aide pas à analyser pourquoi la demande d'électricité se comporte comme elle le fait, et il ne fournit aucun moyen de mesurer avec précision comment les changements dans les prix de l'énergie ou les politiques gouvernementales (par exemple) influencent la demande d'électricité. Étant donné que les hypothèses utilisées pour établir les prévisions (jugements éclairés) ne sont généralement pas précisées, il n'y a souvent aucun moyen de mesurer l'impact d'un changement dans l'une des hypothèses. Une autre lacune de l'analyse des tendances est qu'elle s'appuie sur les modèles passés de la demande d'électricité pour projeter les modèles futurs.

Cette vue simplifiée de l'énergie électrique pourrait conduire à des prévisions inexactes en période de changement, en particulier lorsque de nouveaux concepts tels que la conservation et la gestion de la charge doivent être inclus dans l'analyse [34] [22].

Un exemple simple est présenté sur la (figure III.1), dans laquelle la charge est indiquée pour les 10 dernières années et prédite à 2906 MW en 2015. Une approche d'ajustement de courbe peut être employée pour trouver la charge de l'année cible [35].

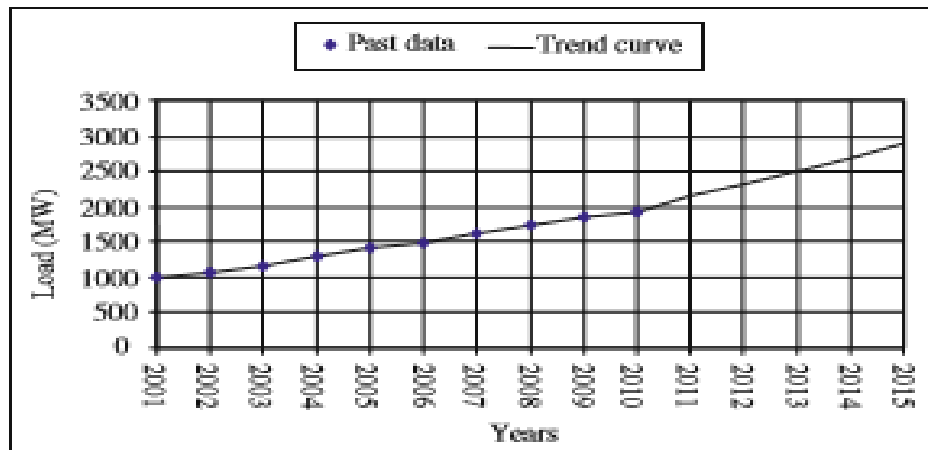


Figure III.1 : Analyse des tendances [13].

II.4.2. Modèles d'utilisation finale :

L'approche fondée sur l'utilisation finale permet d'estimer directement la consommation d'énergie en utilisant de nombreuses informations sur l'utilisation finale et les utilisateurs finaux, comme les appareils, l'utilisation des clients, leur âge, la taille des maisons, ...etc. Les informations statistiques sur les clients ainsi que la dynamique du changement constituent la base de la prévision.

Les modèles d'utilisation finale se concentrent sur les différentes utilisations de l'électricité dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel. Ces modèles sont basés sur le principe que la demande d'électricité est dérivée de la demande des clients pour l'éclairage, le refroidissement, le chauffage, la réfrigération, ...etc. Ainsi, les modèles d'utilisation finale expliquent la demande d'énergie en fonction du nombre d'appareils sur le marché.

Les avantages de l'analyse de l'utilisation finale sont qu'elle identifie exactement où va l'électricité, quelle quantité est utilisée pour chaque usage et le potentiel de conservation supplémentaire pour chaque utilisation finale. Un modèle d'utilisation finale décompose également l'électricité en demandes résidentielles, commerciales et industrielles.

Un tel modèle peut être utilisé pour prévoir les changements de charge causés par les changements au sein d'un secteur (résidentiel, par exemple) et les changements de charge résultant indirectement des changements dans les deux autres secteurs. Les modèles d'utilisation finale du secteur commercial en cours d'élaboration ont la capacité de faire des prévisions de la demande d'énergie par utilisations finales aussi spécifiques que le type d'entreprise et le type du bâtiment. Il s'agit d'une amélioration majeure par rapport à la projection uniquement de la consommation d'énergie à l'échelle du secteur et à l'utilisation de données économiques et démographiques pour de vastes zones géographiques [1] [22].

L'inconvénient de l'analyse de l'utilisation finale est que la plupart des modèles d'utilisation finale supposent une relation constante entre l'électricité et l'utilisation finale (électricité par appareil ou électricité utilisée par dollar de production industrielle). Cela pourrait être vrai sur quelques années, mais sur une période de 10 ou 20 ans, les technologies d'économie d'énergie ou les prix de l'énergie changeront sans aucun doute, et les relations ne resteront pas constantes. L'analyse de l'utilisation finale nécessite également de nombreuses données, car toutes les relations entre la charge électrique et toutes les nombreuses utilisations finales doivent être calculées aussi précisément que possible. De plus, si les données nécessaires à l'analyse de l'utilisation finale ne sont pas actuelles, elles peuvent ne pas refléter avec précision les conditions présentes ou futures, ce qui peut affecter l'exactitude des prévisions.

Enfin, l'analyse de l'utilisation finale, sans composante économétrique expliquée ci-dessus, ne tient pas compte des variations de prix (élasticité de la demande) de l'électricité ou d'autres combustibles concurrents [32].

Idéalement, cette approche est très précise. Cependant, elle est sensible à la quantité et à la qualité des données sur l'utilisation finale. Par exemple, dans cette méthode, la distribution de l'âge des appareils est importante pour certains types d'appareils. La prévision de l'utilisation finale nécessite moins de données historiques mais plus d'informations sur les clients et leurs équipements [36].

Cette méthode permet de prévoir les consommations d'énergie. Si nous voulons calculer la charge, nous devons connaître le facteur de charge de chaque section et les différents types de consommation d'énergie, puis, grâce au facteur de charge, nous pouvons calculer la charge de chaque section.

Le facteur de charge annuel du système est défini par l'équation suivante [33] :

$$\begin{aligned} \text{facteur de charge} &= \frac{\text{la demande moyenne de la charge}}{\text{le pick de la demande de charge}} \\ &= \frac{\text{énergie totale en MWh}}{\text{le pick de la charge (en MW)} \times 8760 \text{ heures/an}} \end{aligned}$$

III.4.3. L'approche économétrique :

L'approche économétrique combine la théorie économique et les techniques statistiques pour prévoir la demande d'électricité. Elle estime la relation entre la consommation d'énergie (variables dépendantes) et les facteurs influençant la consommation. Les relations sont estimées par la méthode des moindres carrés ou par des méthodes de séries chronologiques.

L'approche économétriques est une combinaison d'analyse de tendance et d'analyse de l'utilisation finale, mais elle ne fait pas l'hypothèse de l'analyse de tendance que la demande future

d'électricité peut être projetée sur la base de la demande passée. De plus, contrairement à de nombreux modèles d'utilisation finale, l'approche économétrique peut permettre des variations dans la relation entre la consommation d'électricité et l'utilisation finale.

L'approche économétrique utilise des équations mathématiques complexes pour montrer les relations passées entre la demande d'électricité et les facteurs qui influencent cette demande. Par exemple, une équation peut montrer comment la demande d'électricité dans le passé a réagi à la croissance démographique, aux changements de prix d'électricité, ...etc. Pour chaque facteur d'influence, l'équation peut montrer si le facteur a provoqué une augmentation ou une diminution de la demande d'électricité, ainsi que la taille (en pourcentage) de l'augmentation ou de la diminution. Pour les changements de prix, l'équation peut également montrer combien de temps il a fallu aux consommateurs pour réagir aux changements. L'équation est ensuite testée et affinée pour s'assurer qu'il s'agit d'une représentation aussi fiable que possible des relations passées. Une fois cela fait, les valeurs projetées des facteurs influençant la demande (population, revenu, prix) sont intégrées dans l'équation pour faire la prédiction. Une procédure similaire est suivie pour toutes les équations du modèle.

Les avantages de l'approche économétrique sont qu'elle fournit des informations détaillées sur les niveaux futurs de la demande d'électricité, pourquoi la demande d'électricité future augmente ou diminue, et comment la demande d'électricité est affectée par les divers facteurs. De plus, elle fournit des prévisions de charge distinctes pour les secteurs résidentiel, commercial et industriel. Parce que le modèle économétrique est défini en termes d'une multitude de facteurs (facteurs de politique, facteurs de prix, facteurs d'utilisation finale), il est flexible et utile pour analyser la croissance de la charge dans différents scénarios.

Un inconvénient de la prédiction économétrique est que pour qu'une prédiction économétrique soit précise, les changements de la demande d'électricité causés par les changements des facteurs influençant cette demande doivent rester les mêmes dans la période de prédiction que par le passé. Cette hypothèse (appelée élasticité constante) peut être difficile à justifier, en particulier lorsque de très grandes variations des prix de l'électricité (par opposition à de petites variations progressives) rendent les consommateurs plus sensibles aux prix de l'électricité [34].

Enfin, de nombreux facteurs influençant la demande qui peuvent être traités et projetés individuellement dans les équations mathématiques pourraient en réalité dépendre les uns des autres, et il est difficile de déterminer la nature de ces interrelations. Par exemple, des tarifs d'électricité industriels plus élevés peuvent réduire l'emploi industriel, et il peut être incorrect de prévoir que les deux augmenteront en même temps. Un modèle qui traiterait séparément les tarifs d'électricité industriels projetés et l'emploi industriel ne montrerait pas ce fait. [22]

Les modèles économétriques fonctionnent mieux lors de la prévision au niveau national, régional ou étatique. Pour les zones géographiques plus petites, le respect du modèle peut être un problème. Il s'agit de zones de service aux formes étranges pour lesquelles il existe des données démographiques [36].

III.4.4. Comparatif des méthodes de prévision de charge à longue terme :

Méthodes	Avantages	Inconvénients
Analyse des Tendances	<ul style="list-style-type: none"> • Simplicité • Objectivité • Clarté • Flexibilité 	<ul style="list-style-type: none"> • Invalide pour la tendance à long terme • Incertitude des signaux d'achat et de vente • Prix et temps incertains
Analyse de l'utilisation finale	<ul style="list-style-type: none"> • Donne une prédiction précise • Fournit une prévision de la demande sectorielle pour différentes industries 	<ul style="list-style-type: none"> • Nécessite un calcul complexe et diversifié • Les données de l'industrie peuvent ne pas être facilement disponibles • Gain de temps
L'approche économique	<ul style="list-style-type: none"> • Produit des résultats fiables et précis • Prévoit non seulement la direction mais aussi l'ampleur du changement 	<ul style="list-style-type: none"> • Utilise des calculs complexes • Coûteux

Tableau III.1 : tableau comparative des méthodes à long terme

III.5. Les facteurs de prévision de la charge à longue terme :

Pour la prévision de la charge à long terme, plusieurs facteurs doivent être pris en compte, tels que :

III.5.1. Facteurs affectant les modèles de charge :

Un grand nombre de facteurs influencent considérablement la demande d'électricité. Les effets de tous ces facteurs doivent être étudiés afin d'améliorer un modèle de prévision de charge précis [37].

III.5.2. Facteurs météorologiques :

La prévision de la charge est considérablement affectée par les conditions météorologiques telles que la température (température sèche et humide), l'humidité, la couverture nuageuse, ...etc. Le facteur météorologique le plus essentiel est la température. Les variations affectent considérablement les besoins de puissance pour le chauffage en hiver et la climatisation en été. La prévision de la charge est également affectée par d'autres facteurs tels que l'humidité, en particulier dans les régions chaudes et humides, la vitesse du vent et l'intensité lumineuse de la journée [37].

III.5.3. Facteur économique :

Plusieurs facteurs économiques tels que le type de clients (résidentiels, agricoles, commerciaux et industriels), les conditions démographiques, la population, la croissance du PIB, la croissance économique nationale et les activités sociales, ...etc. Ces facteurs économiques affectent généralement les prévisions de charge à long terme [37].

III.5.4. Produit Intérieur Brut :

Le Produit Intérieur Brut (P.I.B) est un indicateur économique qui permet de mesurer la production économique intérieure réalisée par un pays. Il a pour objet de quantifier la production de richesses réalisées par un pays sur une période donnée, généralement un an ou un trimestre, grâce aux agents économiques résidant dans le pays concerné. Il s'agit donc d'un indicateur qui reflète l'activité économique interne d'un pays.

La variation du P.I.B d'une année à l'autre permet de mesurer le taux de croissance économique d'un pays. Le P.I.B mesure la valeur de tous les biens et services produits par des agents économiques dans un pays sur une année, calculée selon le prix du marché. Il convient d'ajouter la valeur ajoutée récupérée par l'état.

Une augmentation du PIB signifie qu'un pays connaît une croissance économique, à l'inverse, une diminution du P.I.B est l'indicateur d'une décroissance. Il se calcule par l'équation suivante [1] :

$$\text{PIB} = \text{somme des valeurs ajoutées} + \text{TVA} + \text{droits et taxes sur les importations} - \text{subventions sur les produits}$$
 [38].

III.5.5. Taux d'Occupation par logement et client :

Le Taux d'Occupation par Logement (TOL) caractérise le taux d'occupation de la population non sédentaire par chaque logement, il est calculé par la formule suivante :

$$TOL = \frac{\text{Nombre d'habitants}}{\text{Nombre de logements}}$$

Le TOL est un bon indicateur de la moyenne du nombre de personnes dans un logement, il est généralement utilisé dans la basse tension qui est essentiellement constituée du secteur résidentiel. Chaque logement est considéré comme un client pour les fournisseurs d'électricité.

Le TOL est lié au nombre de logements, et les constructions de logements sont généralement planifiés sur plusieurs années, étant donné que c'est un processus long. Les gouvernements ont des plans de construction qui sont des objectifs de logements à réaliser sur une période donnée. Ce qui revient à dire que l'estimation des logements prévus à la construction n'est pas une tâche difficile, par conséquent cela donne une estimation de la clientèle BT dans le futur [1].

III.6. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons pris une idée sur la prévision de la charge électrique à long terme les méthodes utilisés analyse des tendances, analyse d'utilisation final, l'approche économétrique et les facteurs influents.

CHAPITRE IV :
PREVISION DE LA CHARGE ELECTRIQUE A LONG
TERME DE L'ALGERIE

VI.1. Introduction:

La demande d'énergie électrique n'a cessé d'augmenter en Algérie ces dernières années, cela est dû à plusieurs facteurs tels que la croissance démographique, l'augmentation du nombre de logements, l'augmentation de la température et un fort recours à la climatisation, etc.

La prévision de la demande à long terme permet de garantir la couverture à long terme, des besoins en électricité du pays, le développement du parc de production électrique et des infrastructures de transport et de distribution de l'électricité, elle permet aussi de définir la stratégie politique pour le développement du secteur.

Dans ce chapitre on va prévoir la demande d'énergie électrique à long terme de l'Algérie en utilisant la méthode d'analyse des tendances.

VI.2. L'évolution de la consommation en Algérie :

Dès son indépendance en 1962, l'Algérie avait opté pour le développement du secteur de l'énergie dans le cadre d'une politique nationale visant au développement des infrastructures électriques et gazières. Cette politique prévoyait l'accès de la population à l'électricité et au gaz naturel comme une priorité absolue pour l'amélioration de la qualité de vie du citoyen et de la situation économique du pays.

L'Algérie a adopté des politiques de développement pour améliorer les conditions de vie de la population et assurer le bien-être social. Une série de programmes d'investissement a été entreprise dans de nombreux secteurs dont celui de l'électricité qui est caractérisé par la volonté de l'État à électrifier tous les ménages algériens.

La charte nationale de 1976, annonça la volonté de la généralisation de l'électrification des ménages à travers tout le territoire national.

Ces dernières années, la demande d'électricité a connu une évolution importante et particulièrement en période estivale, atteignant des pics de consommation importants. Cette forte augmentation de la demande est une conséquence directe du changement des habitudes du consommateur, de l'amélioration de sa qualité de vie, ainsi que la pulsion donnée aux secteurs économiques et industriels [1]. La courbe suivante montre l'évolution continue de la consommation d'énergie électrique en Algérie surtout les dernières années.

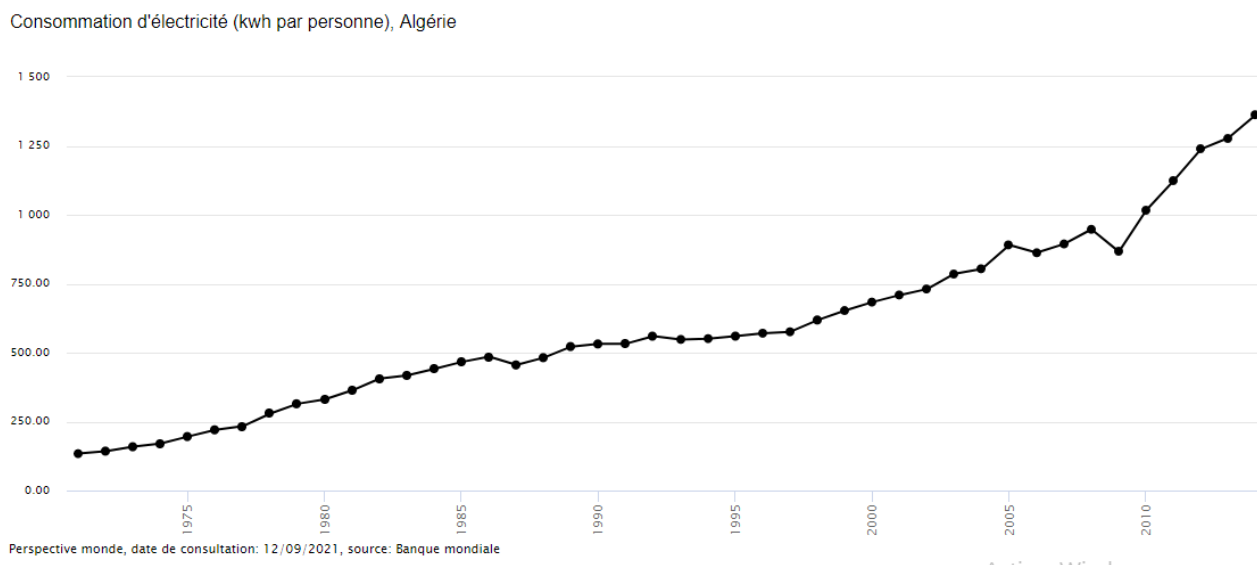
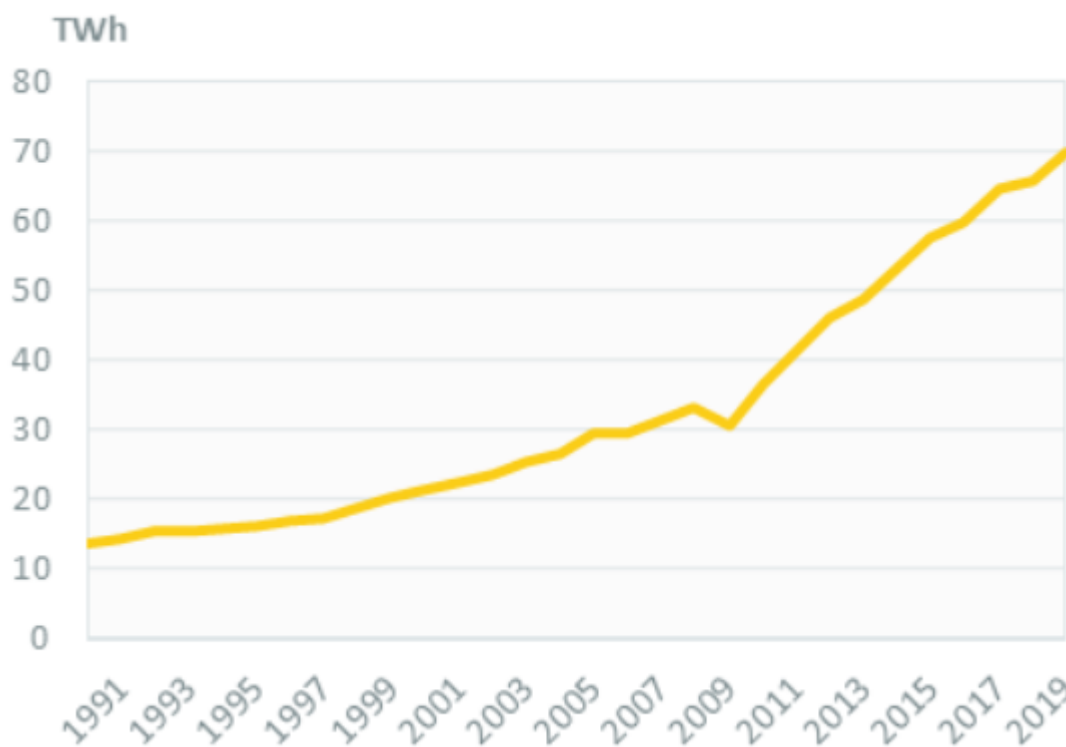


Figure IV.1 : évolution de la consommation en Algérie

VI.3. Prévision de la consommation électrique de l'Algérie :

VI.3.1. Choix de la méthode :

Dans la littérature, les données de consommation électrique en Algérie manquent énormément et il n'a pas des études précises qui donnent des modèles en fonction des facteurs influents cités ci-dessus. Nous disposons seulement de la courbe de la consommation électrique d'Algérie entre 2008 et 2017 d'après les données de la banque mondiale (figure VI.2) par conséquent la seule méthode qu'on peut utiliser la méthode de tendance basée sur les données historiques.



FigureIV.2: Evolution de la consommation en Algérie de 1991 jusqu'à 2019 [43]

En observant la courbe, on remarque que la consommation augmente linéairement, donc on va faire l'ajustement par la méthode des moindres carrés linéaires.

VI.3.1 description de la méthode utilisée :

La méthode des moindres carrés, indépendamment élaborée par Gauss et Legendre, permet de comparer des données expérimentales, généralement entachées d'erreurs de mesure à un modèle mathématique censé décrire ces données

Ce modèle peut prendre diverses formes. Il s'agit en général de lois de conservation que les quantités mesurées doivent respecter. La méthode des moindres carrés permet alors de minimiser l'impact des erreurs expérimentales et évaluer les valeurs plus probables des paramètres de la loi recherchée, ainsi « ajoutant de l'information » dans le processus de mesure.

La méthode consiste en une prescription (initialement empirique) qui est que la fonction $f(x; \theta)$ qui décrit " le mieux " les données est celle qui minimise la somme quadratique des déviations des mesures aux prédictions de $f(x; \theta)$. Si par exemple, nous disposons de N mesures, $(y_i), i = 1, N$ les paramètres θ " optimaux " au sens de la méthode des moindres carrés sont ceux qui minimisent la quantité :

$$S(\theta) = \sum_{i=1}^N (y_i - f(x_i; \theta))^2 = \sum_{i=1}^N r_i^2(\theta) \dots \dots \dots (IV.1)$$

$r_i(\theta)$: sont les résidus au modèle

i : Les écarts entre les points de mesure y_i et le modèle $f(x; \theta)$.

$S(\theta)$: Peut être considéré comme une mesure de la *distance* entre les données expérimentales et le modèle théorique qui prédit ces données. La prescription des moindres carrés recommande que cette distance soit minimale [41].

VI.3.1.1. Régression linéaire :

Une régression linéaire est l'ajustement d'une loi linéaire du type $(y = ax + \beta)$ sur des mesures indépendantes, fonction d'un paramètre connu x.

Les données suivent la loi figurée en pointillés et sont affectées d'erreurs gaussiennes. L'ajustement déterminé (courbe rouge) est le meilleur estimateur de la pente et de l'ordonnée à l'origine compte tenu de la quantité d'information contenu dans les points de mesure [41].

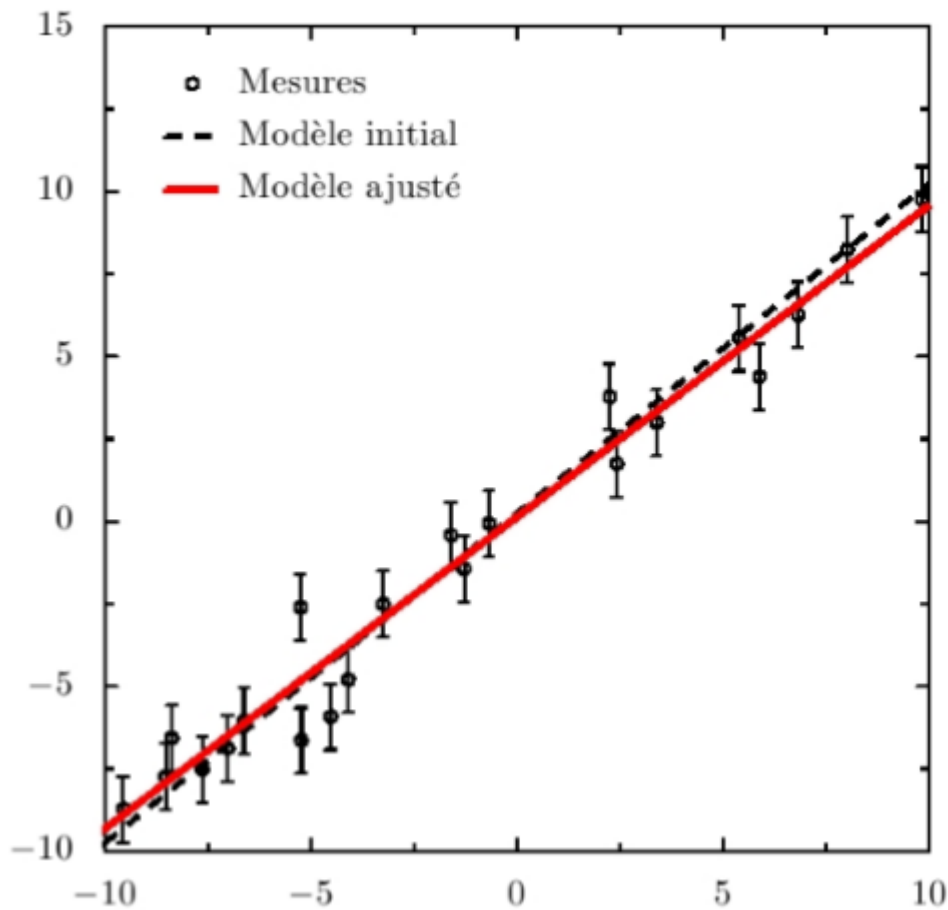


Figure IV.3 : Ajustement d'un modèle de type $y = \alpha x + \beta$ par la méthode des moindres carrés

VI.3.1.2. Régression linéaire (calcul des coefficients) :

➤ Prescription des moindres carrés s'écrit pour ce type de modèle :

$$S = \sum_{i=1}^N (y_i - f(x_i; \theta))^2 = \sum_{i=1}^N (y_i - \alpha x_i - \beta)^2 \dots \dots \dots (IV.2)$$

➤ Le minimum de cette expression est trouvé quand les deux dérivées partielles $\partial S / \partial \alpha$ et $\partial S / \partial \beta$ sont égales à zéro :

$$\frac{\partial S}{\partial \alpha} = \sum_{i=1}^N 2(y_i - \alpha x_i - \beta)(-x_i) = 0 \dots \dots \dots (IV.3)$$

$$\frac{\partial S}{\partial \beta} = \sum_{i=1}^N 2(y_i - \alpha x_i - \beta)(-1) = 0 \dots \dots \dots (IV.4)$$

➤ Ce qui donne le système d'équations suivant:

$$\alpha \sum_{i=1}^N x_i^2 + \beta \sum_{i=1}^N x_i = \sum_{i=1}^N x_i y_i \dots \dots \dots (IV.5)$$

$$\alpha \sum_{i=1}^N x_i + \beta = \sum_{i=1}^N y_i \dots \dots \dots (IV.6)$$

- Peut-être écrit en forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} \alpha \\ \beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_{i=1}^N x_i^2 & \sum_{i=1}^N x_i \\ \sum_{i=1}^N x_i & 1 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \sum_{i=1}^N x_i y_i \\ \sum_{i=1}^N y_i \end{bmatrix} \dots\dots\dots (IV.7)$$

VI.3.1.3. Algorithme pratique de la méthode :

- Si on définit les sommes suivantes :

$$S_X = x_1 + x_2 + x_3 + \dots + x_N \dots\dots\dots (IV.8)$$

$$S_Y = y_1 + y_2 + y_3 + \dots + y_N \dots\dots\dots (IV.9)$$

$$S_{XX} = x_1^2 + x_2^2 + x_3^2 + \dots + x_N^2 \dots\dots\dots (IV.10)$$

$$S_{XY} = x_1 y_1 + x_2 y_2 + x_3 y_3 + \dots + x_N y_N \dots\dots\dots (IV.10)$$

- Les coefficients α et β sont ensuite calculés par :

$$\alpha = \frac{NS_{XY} - S_X S_Y}{NS_{XX} - S_X^2} \dots\dots\dots (IV.11)$$

$$\beta = \frac{S_Y - \alpha S_X}{N} \dots\dots\dots (IV.12)$$

VI.3.2 Application de la méthode :

Le tableau suivant donne la consommation d'électricité en Algérie entre les années 2008 jusqu'à 2017 : [43]

Années	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Consommation(TW)	32.90	30.61	36.58	41.18	46.28	48.78	53.05	57.57	60.06	64.81

Tableau IV.1 : les données de la consommation d'électricités en Algérie entre 2008 jusqu'à 2017

- En appliquant la méthode décrite ci-dessus on trouve les coefficients α et β qui permettent de trouver le modèle qui reproduit le mieux la courbe de consommation réelle.

$\alpha = 3.86$

$\beta = 25.97$

- La figure suivante représente à la fois la consommation réelle et le modèle linéaire reproduisant cette consommation

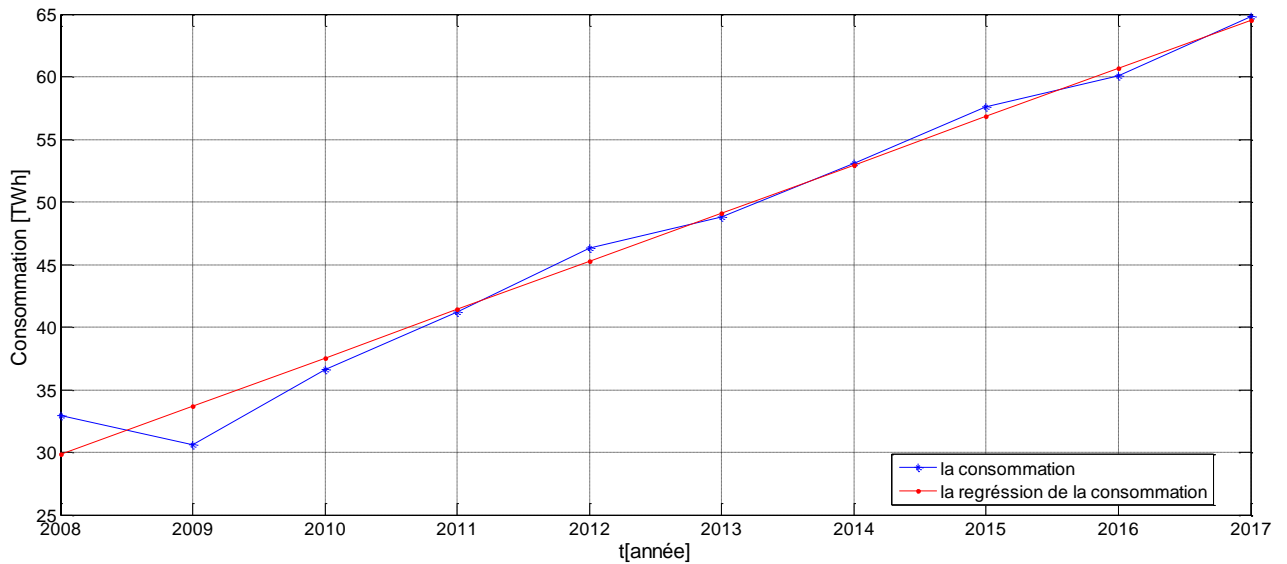


Figure VI.2: la consommation d'électricité et la régression linière de cette consommation.

- A partir du modèle linéaire $y = a \cdot \text{consommation} + b$, on a fait la prévision de consommation des années 2021 à 2030 (figure 20). Les résultats sont regroupés dans le tableau suivant :

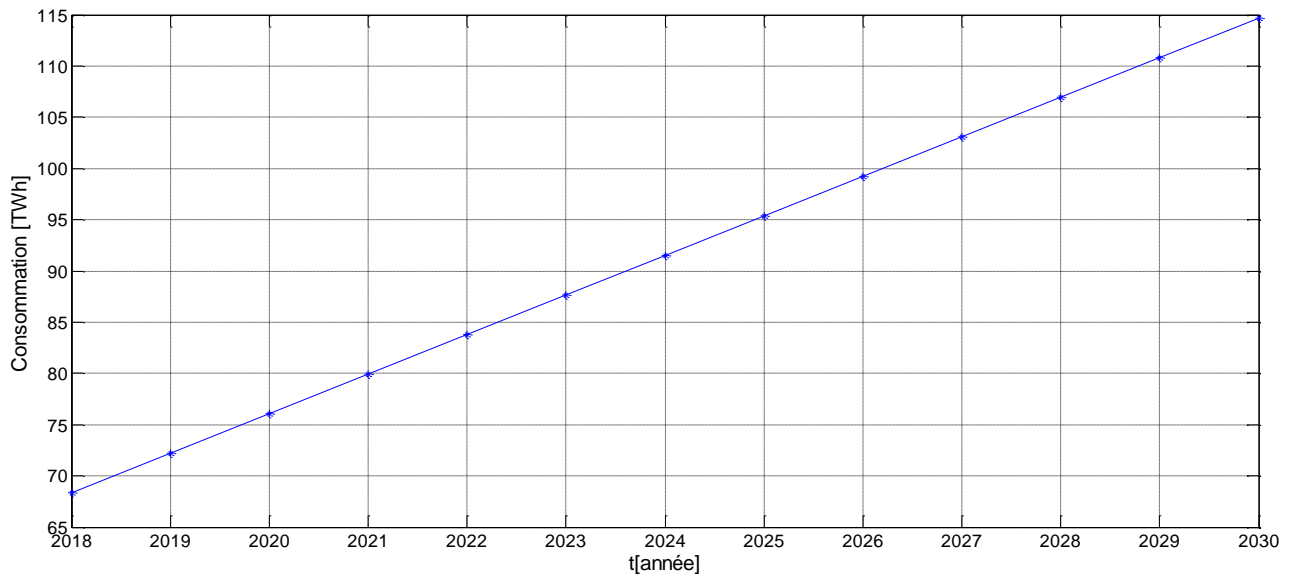


Figure VI.3: evolution de la consommation d'électricité en Algérie de 2018 jusque'à 2030

- Ce tableau présente les valeurs trouvés à partir de la méthode précisée :

Année	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Prévision(Twh)	83.82	87.68	91.54	95.39	99.25	103.11	106.97	110.82	114.68

Tableau VI.2: résultat obtenu de la prévision

VI.3.4. Interprétation des résultats :

Conformément aux résultats obtenues à partir du modèle de l'ajustement linéaire par les moindres carrés on remarque que la consommation d'énergie électrique en Algérie augmente d'une façon rapide à cause de l'augmentation démographique et aussi manques d'investissement dans ce secteur et les facteurs saisonniers (dans l'été et l'hiver la consommation augmente), par exemple la demande de l'énergie électrique dans le mois de juillet 2021 a été augmentée de 10,30% par rapport au pic 2020 a indiqué l'Opérateur du système électrique relevant du groupe Sonelgaz[42].

A travers cette étude bibliographique, et les résultats de simulations obtenus nous avons été amenés à proposer des solutions pour aborder la problématique de cette augmentation d'énergie par installation de nouvelles moyennes de production d'énergie électrique renouvelable ou non renouvelable.

Et l'effacement est facilité par le développement des réseaux intelligents avec l'utilisation d'automates industriels ou de compteurs intelligents dans une dynamique de type troisième révolution industrielle. Aussi on fait un modèle du prix d'énergie électrique, et tenir compte d'autres types de charges, telles que les charges de stockage d'énergie exemple batteries... dans la démarche de gestion, et réduire la consommation de certains secteurs

VI.4. Conclusion :

Dans ce chapitre on a commencé par une présentation de fonctionnement de la méthode des moindres carrés. Dans un second temps, la méthode a été appliquée sur la consommation d'électricité en Algérie en décrivant les différentes interactions temps réel entre la gestion des charges et la prévision des consommations électriques. La mise en œuvre de la méthode a été réalisée sur un horizon de prévision 10 années à venir.

Conclusion générale :

La prévision à long terme de la charge électrique a un rôle vital constitue la première étape de la planification du système de production, de transmission et de distribution de l'énergie électrique, c'est pour cette raison que de nombreuses méthodes ont été élaborés dans le but de faire de bonnes prévisions.

A travers ce travail, on a fait la prévision de la charge à longue terme en Algérie, pendant les dix années à venir, en utilisant la méthode d'analyse de tendance. Les données historiques de la consommation de l'énergie électrique en Algérie ces dernières années avaient pour source le site de la banque mondiale.

On a réalisé un programme en se basant sur la méthode des moindres carrés linéaires.

D'après les résultats trouvés, on a constaté que la consommation continue à augmenter rapidement.

- [1] **Nadia MAÏZI** « Intégration du renouvelable et stratégie de déploiement du réseau électrique réconciliation d'échelles spatio-temporelles dans des exercices prospectif de long terme » THÈSE DE DOCTORAT de l'Université de recherche Paris Sciences et Lettres PSL Research University.
- [2] **Vincent Rioux** « Le développement du réseau de transport dans un système électrique libéralisé, un problème de coordination avec la production » Université Paris Sud - Paris XI, 2007. Français. tel-00218150
- [3] **S.Sivanagaraja, S.Satyanarayana** « Electric power transmission and distribution »
- [4] TRAN KHANH VIET DUNG « Interconnexion des sources d'énergie renouvelable au réseau de distribution électrique » THÈSE PRÉSENTÉE À L'UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES.
- [5] **MEKKI MOUNIRA** « Récupération des déperditions d'énergie dans les complexes industriels et leur conversion en énergie électrique exploitable » UNIVERSITE BADJI MOKHTAR ANNABA .
- [6] **Egor Gladkikh** « Optimisation de l'architecture des réseaux de distribution d'énergie électrique » Université Grenoble Alpes, 2015. Français. NNT: 2015GREAT055. tel-01219327
- [7] **Aissaoui Ahmed** « planification des réseaux électrique de distribution pour une présence massive de la génération d'énergie dispersée » UNIVERSITE DJILLALI LIABES DE SIDI-BEL-ABBES.
- [8] **JMBELBARRE** « poste à HT et THT rôle et structure » technique de l'ingénieur, traite génie électrique, D4570,2004.
- [9] **Florin Bogdan Enacheanu** « Outils d'aide à la conduite pour les opérateurs des réseaux de distribution » Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2007. Français. fftel-00245652f
- [10] **Marie-Cécile Alvarez-Hérault** « architectures des réseaux de distribution du futur en présence de production décentralisée » Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2009. Français. fftel-00471172v1f
- [11] : **P. Carrive et A. Doulet** « Réseaux de distribution, » Ed. Techniques Ingénieur [En ligne].
- [12] **DAHMANI Souria** « Essai d'analyse des facteurs déterminants de la consommation de l'électricité : cas de la wilaya de Bejaia » mémoire de fin cycle universités de Bejaïa option : économie du développement et gouvernance (Année : 2015-2016).
- [13] **Drici Manel, Djenane Chaima** « Amélioration du plan de tension de réseau 220 kV par dispositif FACTS <<SVC>> » mémoire de master domaine : Sciences et Technologies, universite badji Moukhtar- ANNABA
- [14] **BELLAREDJ Amina et GAOUAR Youcef** « Conception et simulation d'une ligne aérienne de transport électrique 220KV » Université AboubakrBelkaïd– Tlemcen – Faculté de TECHNOLOGIE.

[15] : **LAIB FARAH, AMRAOUI FATAH** « ELABORATION D'OUTILS DE PLANIFICATION EN VUE DE L'OPTIMISATION DES INVESTISSEMENTS DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES EN ALGERIE » DEPARTEMET DE GENIE ELECTRIQUE OPTION : RESEAUX ELECTRIQUES.

[16] **CHAOU Sami, BOUNECER Massinissa** « Etude et dimensionnement technique d'une installation électrique industrielle » mémoire fin d'étude en génie électrique.

[17] Jean BERGOUGNOUX, Max ERNOULT, Denis FOUQUET, francois MESLIER, William VAROQUAUX « demande d'électricité et prevision à long terme » www.techniques-ingenieur.fr publier le 10 déc.1984.

[18] **Guillaume BinetJean-Michel Cayla** « Connaître les usages électriques résidentiels : un enjeu majeur » La Revue de l'Énergie n° 641 – novembre-décembre 2018.

[19] **Imane IHSANE** « Prévion à court terme et gestion des consommations d'énergie électrique dans l'habitat » L'UNIVERSITE DE NANTES ,ECOLE DOCTORALE N° 601 Mathématiques et Sciences et Technologies de l'Information et de la Communication.

[20] **Arunesh Kumar Singh, Ibraheem, S. Khatoon, Md. Muazzam , D. K.Chaturvedi** « Load Forecasting Techniques and Methodologies: A Review »2012 2nd International Conference on Power, Control and Embedded Systems.

[21] **Vincent Thouvenot**« Estimation et sélection pour les modèles additifs et application à la prévion de la consommation électrique » Statistiques [math.ST]. Université Paris-Saclay, 2015. Français. NN 2015SACLS184 . tel-01280289 <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01280289>

[22] **Badar-Ul-Islam, Dr. Suhail Aftab Qureshi** « comparison of conventional and modern load forecasting techniques based on artificial intelligence and expert system »

[23] **H.Willis** « distribution load forecasting » IEEE Tutorial course on power distribution planning, EHO 361-6-PWR, 1992.

[24] **Eugene A. Feinberg** « LOAD FORECASTING » State University of New York, Stony Brook Eugene.Feinberg@sunysb.edu.

[25] : **George Kourtis, Ioannis Hadjipaschalis, Andreas Poulikkas** « Anoverview of load demand and price forecasting methodologies » Electricity Authority of Cyprus, P.O. Box 24506, 1399 Nicosia, Cyprus. Volume 2, Issue1, 2011 pp.123-150 Journal homepage: www.IJEE.IEEFoundation.org.

[26] **P. R. WINTERS** « Forecasting sales by exponentially weighted moving averages », Management Science, vol. 6, pp. 324-342, 1960.

[27] **Ajoy K. Palit, Dobrivoje Popovic** « Computational Intelligence in Time Series Forecasting » © Springer-Verlag London Limited 2005, Typesetting: Electronic text files prepared by author Printed in the United States of America 69/3830-543210 Printed on acid-free paper SPIN 10962299

[28] **J.V. Ringwood** « **Intelligent Forecasting of Electricity Demand** » Department of Electronic Engineering NUI Maynooth Maynooth, Co. Kildare,Ireland john.ringwood@eeng.may.ie

[29] **Andrew P. Douglas, Arthur M. Breipahl, Fred N. Lee, Rambabu Adapa** «Risk Due to Load Forecast Uncertainty in Short Term Power System Planning» School of Electrical and Computer Engineering, University of Oklahoma 202W. Boyd Rm. 219 Norman, OK 73019
**Electric Power Research Institute Palo Alto, CA, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 4, November1998

[30] **K. BOUTHEVILLAIN, A. MATHIS** « Prévisions : mesures, erreurs et principaux résultats », Economie et Statistique, pp. 89-10, 1995.

[31] **Qian Zhang, Tongna Liu** « Researchon Mid-long Term LoadForecastingbase on Wavelet Neural Network » 2010 Second International Conference on Computer Engineering and Applications.

[32] **Shi Zhang, Dingwei Wang** « Medium and Long-Term Load Forecasting Based on PCA and BP Neural Network Method » 2009 International Conference on Energy and Environment Technology.

[33] **Ghods , M. Kalantar** « Different Methods of Long-Term Electric Load Demand Forecasting; A Comprehensive Review » Iranian Journal of Electrical & Electronic Engineering, Vol. 7, No. 4, Dec. 2011.

[34] **S.Sivanagaraju, S.Satyanarayana** « Electric power transmission and distribution » Copyright 2012 Dorling Kindersley (India) Pvt Ltd.

[35] **Hossein Seifi, Mohammad Sadegh Sepasian** « Electric Power System Planning Issues, Algorithms and Solutions » Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2011.

[36] **JOE H. CHOW, FELIX I. WU, JAMES A. MOMOH** « APPLIED MATHEMATICS FOR RESTRUCTURED ELECTRIC POWER SYSTEMS Optimization, Control, and Computational Intelligence » 2005 Springer Science+Business Media, Inc.

[37] **Ladan.Ghods, Mohsen.Kalantar** « Methods For Long-Term Electric Load Demand Forecasting; A Comprehensive Investigation » 978-1-4244-1706-3/08/\$25.00 ©2008 IEEE.

[38] **Mahmoud Y. Khamaira , Adnan S. Krzma, A. M. Alnass** « Long Term Peak Load Forecasting for the Libyan Network » Department of Electrical and Computer Engineering, Faculty of Engineering, Elmergib University, Libya

[39] Reda Mohamed Nezzar « Approches multi-modèle pour la prévision de la charge électrique a moyen long terme » THESE , Université Badji Mokhtar département d'informatique,2016,Annaba.

[40] http://fr.wikipedia.org/wiki/M%C3%A9thode_des_moindres_carr%C3%A9s

[41] « Méthode des moindres carrés - Définition et Explications » Wikipédia sous licence CC-BY-SA 3.0

[42] <http://www.aps.dz/economie/126319-un-pic-record-de-la-demande-en-electricite-estime-a-16-224-mw>

[43] https://fr.wikipedia.org/wiki/energie_en_Algerie