

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

Faculté de Technologie

Département de Génie Electrique



Mémoire de Fin D'études

En vue d'obtention du diplôme de Master en Electrotechnique

Option : Réseaux Electriques

Thème

Etude des capacités et perspectives de production
d'énergie électrique en Algérie

Réalisé par :

Mr: BENBOUDJEMA Toufik

Mr: AGRI Ouassim

Encadré par :

Mr. BOUZIDI .A

Mr. MEDJDOUB .A

Année universitaire: 2014/2015

Remerciements

Le plus grand Merci tout d'abord revient à « Dieu » qui, lui seul, nous a guidé dans le bon sens durant notre vie et qui nous a donné le courage, la volonté, et la force pour élaborer ce travail de recherche.

Nous exprimons nos profonds remerciements et tous nos respect pour nos beaux parents, qui nous ont éduqués et encadrés et soutenus, jours après jours, depuis la première classe jusqu'à la fin de nos études.

Nous sincères remerciements pour notre Promoteur, Mr. BOUZIDI Athmane, qui a fait preuve de beaucoup d'engagement pour la réalisation et la réussite de notre projet de fin d'études, malgré sa lourde charge de travail.

Nos remerciements vont aussi à notre Co-Promoteur, Mr. MEDJDOUB Abdellah, qui lui aussi a apporté son aide pour la réalisation de ce travail.

Nous remercions Mme MERABET.S et Mme ZIDANE.F d'avoir bien voulu accepter d'examiner notre travail.

Nous remercions infiniment Mme IBBERAKEN Fairouz, doctorante à l'université de Bejaia, qui nous a vraiment aidé à la concrétisation de notre projet.

Nous remercions tous nos enseignants qui ont collaboré à notre formation et à l'élargissement de nos connaissances pendant notre cursus.

Nos remerciements vont à toutes personnes du département de Génie électrique de l'Université de Bejaia, qui ont contribué chacun à sa manière pour l'accomplissement de nos études.

Nous remercions aussi toute personne qui nous a aidé à la réalisation de notre travail.

Dédicaces

Je dédie ce travail

A ma très chère mère en particulier

A mon père

A mon frère

A mes sœurs

A toute ma famille et mes amis.

*A tous les membres de l'association Tiddukla Tadelsant
Timegdal (ACT)*

BENBOUDJEMA Toufik

Je dédie ce travail

A mon oncle Fateh ALLAH IRRHMOU

A ma très chère mère en particulier

A ma petite famille en général

A mes grands parents

A ma petite copine Tafsut

A mon meilleur Ami Nabil KAID

A tous les membres de l'association Amazday Adelsan

Inelmaden

A tous mes amis

Ouassim AGRI

SOMMAIRE

Introduction générale.....	1
-----------------------------------	----------

Chapitre I :***Généralités sur les réseaux électriques***

I.1	Introduction.....	3
I.2	Introduction aux réseaux électriques	4
I.2.1	Description des réseaux électriques.....	4
I.2.2	Architecture des réseaux électriques	5
I.2.3	Types de réseaux électriques	6
I.3	Constitution des réseaux électriques.....	9
I.3.1	La production	9
I.3.2	Caractéristiques principales des moyens de production.....	13
I.4	Le transport.....	16
I.4.1	Les lignes aériennes.....	16
I.4.2	Les lignes souterraines	20
I.5	La distribution.....	20
I.6	La Charge.....	21
I.6.1	Catégories des charges	21
I.7	Les centres de conduite.....	22
I.9	Conclusion	29

Chapitre II***Capacités nationale de production d'énergie électrique***

II.1	Introduction.....	30
II.2	Les principaux acteurs du marché de production de l'électricité en Algérie.....	31
II.2.1	Les producteurs	31
II.2.2	Gestionnaires et les opérateurs du réseau électrique.....	31
II.2.3	Les distributeurs	31
II.2.4	Les clients	32
II.3	Capacité de production et potentialités en énergie électrique.....	32

II.3.1	Les centrales de production nationale	32
II.3.2	Potentiels énergétique	34
II.4	Evolution de La production et de la consommation électrique	39
II.4.1	La production	39
II.4.2	La consommation	42
II.5	Evolution du réseau de transport et de distribution	43
II.6	Conclusion	45

Chapitre III

Analyse des séries chronologiques et des processus aléatoires

III.1	Introduction.....	46
III.2	Introduction à l'étude des séries chronologiques.....	47
III.2.1	Définition d'une série chronologique.....	47
III.2.3	Caractéristiques et propriétés statistiques d'une série chronologique	50
III.3	Les processus aléatoires.....	52
III.3.1	Quelques définitions et outils pour l'analyse des séries temporelles	52
III.3.2	Différents types de processus aléatoire stationnaire.....	53
III.3.3	Processus aléatoires non stationnaires.....	58
III.4	Méthode de prévision Box-Jenkins.....	61
III.4.1	Identification.....	62
III.4.2	Estimation.....	64
III.4.3	Validation du modèle	64
III.5	Conclusion	66

Chapitre IV

Etude prévisionnelle de la consommation d'énergie électrique en Algérie

IV.1	Introduction.....	67
IV.2	Consommation d'électricité : Caractéristiques et méthodes de prévision	67
IV.2.1	Solution technique adopté à la prévision de la consommation électrique	67
IV.2.2	Les concepts de base des prévisions :	68
IV.2.3	Paramètres influençant la consommation d'électricité	68

IV.3 Application de méthodologie Box-Jenkins sur la série de consommation d'électricité en Algérie	71
IV.3.1 Définition de la série	71
IV.3.2 Introduction des données	72
IV.3.3 Les prévisions	76
IV.4 Conclusion	77

Chapitre V

Perspectives

V.1 Plan d'investissement de Sonelgaz.....	78
V.1.1 Pour le réseau interconnecté nord RIN	79
V.1.2 Pour les Réseaux Isolés du Sud (R.I.S)	80
V.1.3 Pour le Pôle In Salah- Adrar-Timimoun (P.I.A.T)	80
V.1.3 Pour les énergies renouvelables (EnR)	80
V.2 Analyse et interprétation du plan d'investissement de Sonelgaz	82
V.3 Suggestion d'investissement	82
V.3.1 Energie solaire	84
V.3.2 Eolienne	85
V.3.3 Energie géothermique.....	86
V.3.4 Energie biomasse	87
Conclusion générale	89
Bibliographie	91
Annexes	93

Liste des figures

Fig. I. 1 : Schéma d'un réseau électrique.	4
Fig. I. 2 : Structure des réseaux de transport et de distribution (schéma unifilaire).	5
Fig. I. 3 : Architectures des réseaux électriques.	6
Fig. I. 4 : Hiérarchisation d'un réseau.	7
Fig. I. 5 : Centrales thermiques à flamme.	9
Fig. I. 6 : Centrale hydroélectrique.	10
Fig. I. 7 : Centrale nucléaire.	11
Fig. I. 8 : Centrale solaire.	12
Fig. I. 9 : Centrale éolienne.	12
Fig. I. 10 : Modèle du générateur.	23
Fig. I. 11 : Modèle d'une ligne courte.	24
Fig. I. 12 : Ligne de longueur moyenne, représentation en Π	25
Fig. I. 13 : Schéma unifilaire d'une ligne longue avec les paramètres par unité de longueur.	26
Fig. I. 14 : Modèle général d'un transformateur.	27
Fig. I. 15 : Modèle approximatif du transformateur.	27
Fig. I. 16 : Modèle de la charge.	28
Fig. II. 1 : Cartes de l'irradiation globale et de l'ensoleillement en Algérie.	34
Fig. II. 2 : Tracé des vitesses moyennes du vent à 10 m du sol en Algérie.	35
Fig. II. 3 : Carte représentant les nappes du Continental Intercalaire et du Complexe Terminal	36
Fig. II. 4 : Evolution de la production d'électricité en GWh.	39
Fig. II. 5 : La production par type de centrale pour l'année 2013.	40
Fig. II. 6 : La production par types de producteurs pour l'année 2013.	40
Fig. II. 7 : Evolution de la consommation de l'énergie électrique en GWh.	42
Fig. II. 8 : Evolution annuelle de la longueur du réseau transport électricité en km.	44
Fig. II. 9 : L'évolution de la longueur du réseau de transport électricité en km.	44
Fig. III. 1 : Graphique des quatre composantes d'une série chronologique.	48
Fig. III. 2 : Modèle de données général d'une série chronologique.	49
Fig. III. 3 : Représentation graphique de la valeur de l'autocorrélation.	51
Fig. III. 4 : Corrélogramme pour une série MA (1).	54
Fig. III. 5 : Corrélogramme pour une série MA(q).	55
Fig. III. 6 : Corrélogramme pour des séries AR(1).	56
Fig. III. 7 : Méthode de Box-Jenkins.	61
Fig. IV. 1 : Graphe de la consommation annuelle de l'électricité en Algérie.	72
Fig. IV. 2 : Corrélogramme et Corrélogramme partielle de la série transformée.	73
Fig. IV. 3 : Corrélogramme et Corrélogramme partielle des résidus.	75
Fig. IV. 4 : Graphe des prévisions de consommation d'énergie électrique.	77

Liste des tableaux

Tableau I. 1 : Puissances installées, rendement et la durée de vie de quelques centrales.	14
Tableau I. 2 : Coût de revient d'un MWh pour certains équipements.	15
Tableau I. 3 : Surface occupée pour une installation de base classique.	15
Tableau I. 4 : Disponibilité des différents systèmes.	16
Tableau I. 5 : Sources d'énergies et quantités du CO ₂ émises.....	16
Tableau II. 1 : Les centrales de production nationale et leurs capacités.....	33
Tableau II. 2 : Potentiel Solaire en Algérie.	34
Tableau II. 3 : Caractéristiques de quelques sources thermales du Nord de l'Algérie	36
Tableau II. 4 : Bassins versants par bassins hydrographiques	37
Tableau II. 5 : Répartition de la production par type des centrales en 2013.	39
Tableau II. 6 : Répartition de la production par producteur pour l'année 2013.	40
Tableau III. 1 : Les différents cas des modèles ARMA.	62
Tableau III. 2 : Propriétés des fonctions d'autocorrélation et d'autocorrélation partielle	63
Tableau IV. 1 : Consommation d'énergie électrique en Algérie en (GWh).	71
Tableau IV. 2 : Prévion par la méthode de box-Jenkins sur la consommation de l'énergie électrique en Algérie.	76
Tableau V. 1 : Investissements de Sonelgaz sur la période 2015-2024, selon les types de centrales [29].	78
Tableau V. 2 : Moyens de production par le RIS	80
Tableau V. 3 : La puissance énergie renouvelable à installer par type et par site	81

Introduction générale

A notre époque, la vie quotidienne est difficilement envisageable sans électricité, il est donc nécessaire de savoir la produire de manière efficace et continue. Il faut sans cesse prévoir la demande en énergie électrique nécessaire actuelle et future et prévoir les installations nécessaires (Centrales, Lignes, Postes, Eléments de protections etc...) ainsi que les investissements qui les accompagnent afin de répondre à cette demande.

L'énergie électrique n'est pas une énergie primaire, il faut une autre énergie en amont pour la produire. L'énergie électrique peut être produite par le nucléaire (centrale nucléaire) ou par des centrales thermiques utilisant les énergies fossiles (gaz et le fioul). Elle peut être aussi produite par les énergies renouvelable, comme l'hydro-accumulateur utilisant les barrages, la force du vent (éolienne), le photovoltaïque (panneaux photovoltaïques), rayonnement solaire (accumulateur de chaleur par rayonnement), ou bien par des pompes à chaleur utilisant des sources géothermales etc....

En Algérie, avec le développement démographique et économique la production d'énergie électrique n'a pas cessé d'augmentée, passant de 568 MW en 1962 à 15160 MW en 2013[1]. La demande en énergie et particulièrement en énergie électrique va augmenter et s'accroître d'avantage, car l'Afrique et l'Algérie particulièrement vont connaître une croissance économique importante. Les capacités de production actuelles sont insuffisantes pour satisfaire cette augmentation particulièrement en périodes de pics et de fortes consommations.

L'Algérie n'a pas d'autres choix que celui de se préparer pour faire face à cette augmentation sans cesse croissante. Un plan d'investissement à moyen et long terme est indispensable. Ce plan doit être justifié par une étude des potentialités des différents types de production d'énergie électrique possibles, sur tout le territoire national que ce soient des ressources hydrauliques (barrages, bassins versant, lacs, ...), d'ensoleillement de chaque parcelle (centrales PV et par rayonnement), des couloirs de vent (éoliennes), des sources géothermales (centrales géothermique), des ressources gazières et pétrolières etc... Les études permettront un choix judicieux et approprié du type des centrales, des postes et des lignes à installer et de l'endroit adéquat à cette installation. Cela doit être accompagné par une étude technico-économique avec des critères respectant l'environnement en réduisant la pollution et en prenant en compte que les énergies fossiles sont épuisables. Pour réaliser cela il est indispensable d'avoir une connaissance parfaite de tous le système électrique ; de la production et des différents type de centrales, des différents niveaux des tensions (HTB, HTA, BTB, BTA et TBT), des postes électriques (d'interconnexion, de transformation de

distribution etc...), des lignes électriques ainsi que des éléments de protection (disjoncteurs, sectionneurs) et des éléments de surveillance et de communication.

L'objectif de notre travail est d'abord la prévision de la consommation d'énergies électrique en Algérie à l'horizon 2024 en tenant compte de l'historique des consommations. La prévision de la consommation nous permettra d'envisager les perspectives en un plan d'investissement dans la production de l'énergie électrique avec le choix de différents types de centrales en tenant compte des contraintes techniques, environnementales et économiques.

La réalisation de cet objectif nécessite d'abord une connaissance parfaite des différents éléments composant un système électrique. Une description détaillée des différents éléments le composant (type d'architecture de réseau électrique, la production, les lignes, les postes, le transport, les éléments de protection), ainsi que la modélisation des éléments principaux du système électrique (générateurs, transformateurs, lignes électriques et les charges) sont présentés dans le premier chapitre.

Le deuxième chapitre est consacré aux capacités de production nationales. On commence par la désignation et la description des différents acteurs du marché de l'électricité en Algérie (producteurs, gestionnaire, distributeurs et clients), des capacités et de potentialités de production d'énergie électrique, on termine par l'évolution du réseau de transport et de distribution.

Dans le troisième chapitre, nous abordons les séries chronologiques et les processus aléatoires (stationnaire et non stationnaire), nous terminons par la description et la validation du modèle de prévision de Box-Jenkins.

Le quatrième chapitre est consacré à l'étude prévisionnelle de la consommation d'énergie électrique en Algérie. Nous commençons par la définition de la prévision ainsi que la description des différents facteurs affectant la consommation d'énergie électrique. Nous terminons par l'application du modèle de Box-Jenkins pour la prévision de la consommation de l'énergie électrique en Algérie.

Le chapitre cinq est consacré aux perspectives d'investissements de l'énergie électrique en Algérie. Ce chapitre commence par la description des différents investissements prévue par l'Etat à l'horizon de 2024. Nous terminons ce chapitre par une analyse du plan d'investissement des suggestions et des perspectives.

Nous terminons notre travail par une conclusion générale.



Chapitre I

Généralités sur les réseaux électriques

I.1 Introduction

Un plan d'investissement sur la production d'énergie électrique ne peut pas être réussi sans la maîtrise et la connaissance de tous les éléments composants le réseau électrique.

Ce chapitre traite les éléments principaux d'un système de puissance électrique qui sont les générateurs, les transformateurs, les lignes de transport, les charges ainsi que les protections. Ces éléments sont reliés ensemble afin de permettre la production de l'électricité en quantité suffisante afin de satisfaire la demande des clients et de fournir une bonne qualité de cette énergie aux prix concurrentiels.

I.2 Introduction aux réseaux électriques

I.2.1 Description des réseaux électriques

Les réseaux électriques sont constitués par l'ensemble des appareils destinés à la production, au transport, à la distribution et à l'utilisation de l'électricité depuis les centrales de génération jusqu'aux maisons de campagne les plus éloignées (*Figure.I.2*)

Les réseaux électriques ont pour fonction d'interconnecter les centres de production tels que les centrales hydrauliques, thermiques... avec les centres de consommation (villes, usines...). L'énergie électrique est transportée en haute tension, voire très haute tension pour limiter les pertes Joules (les pertes étant proportionnelles au carré de l'intensité) puis progressivement abaissée le niveau de la tension de l'utilisateur final.

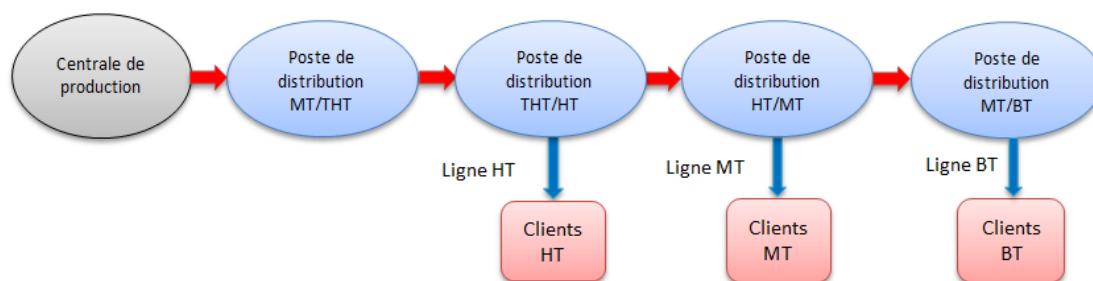


Fig. I. 1 : Schéma d'un réseau électrique.

Le réseau de transport est maillé afin que la perte d'un de ses éléments n'interrompe pas la fourniture d'énergie aux consommateurs ou aux réseaux de distribution qui y sont connectés. Ce maillage se retrouve au niveau des interconnexions entre pays sont réalisées par des lignes à courant alternatif à très haute tension ou par des liaisons à courant continu. Ce maillage ne se justifie pas économiquement dans les réseaux de distribution, étant donné le nombre limité de consommateurs touchés par la perte d'une liaison. Ces réseaux fonctionnent donc selon une structure radiale, pendant les manœuvres visant à modifier leur topologie. Ces différentes structures sont schématisées dans la (*Fig. I. 1*). [2]

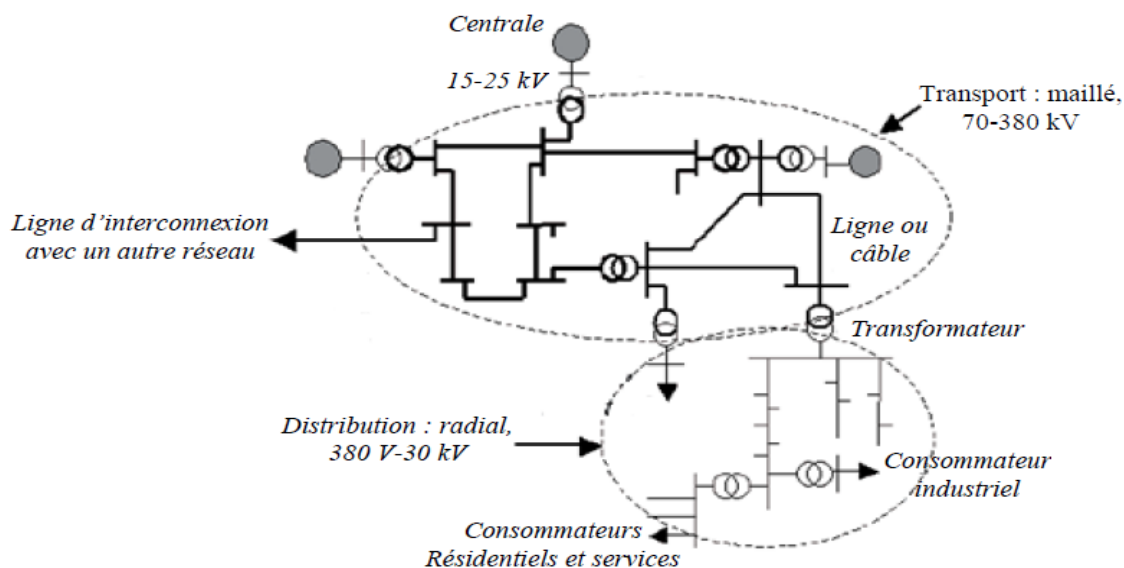


Fig. I. 2 : Structure des réseaux de transport et de distribution (schéma unifilaire).

I.2.2 Architecture des réseaux électriques

L'énergie électrique produite est directement injectée sur le réseau de transport maillé à très haute tension pour être transportée sur de grandes distances avec un minimum de pertes. Elle "descend" ensuite sur les réseaux de répartition, puis ceux de distribution où elle est distribuée aux gros consommateurs et aux réseaux de distribution basse tension.

Les réseaux de transport d'énergie et d'interconnexion sont liés entre eux sous forme des boucles, réalisant ainsi une structure semblable aux mailles d'un filet (*Fig.I.3.a*).

Les réseaux de répartition qu'ils alimentent ont fréquemment une structure bouclée (*Fig.I.3.b*) et peuvent alors être exploités soit en boucle fermée (le réseau est dit bouclé) soit en boucle ouverte (le réseau est alors dit débouclé). Certaines alimentations se font aussi en antenne (poste G, *Fig.I.3.b*) ou encore en piquage en prélevant une partie de l'énergie circulant sur une ligne reliant deux postes (poste H, *Fig.I.3.b*).

Ces réseaux de répartition à caractère régional fournissent l'énergie aux réseaux de distribution à moyenne tension assurant l'alimentation d'un grand nombre d'utilisateurs, soit directement, soit après transformation en basse tension. Leur configuration et leur mode d'exploitation sont variables. On peut trouver, selon les pays, des réseaux maillés exploités débouclés, des réseaux à structure radiale (*Fig.I.3.d*) ou des réseaux à structure arborescente (*Fig.I.3.c*). [3]

D'une façon générale, ce sont les caractéristiques des sources de production, les besoins des utilisateurs et l'expérience d'exploitation qui, ajoutés à des considérations économiques, conduisent à choisir la structure topologique des réseaux.

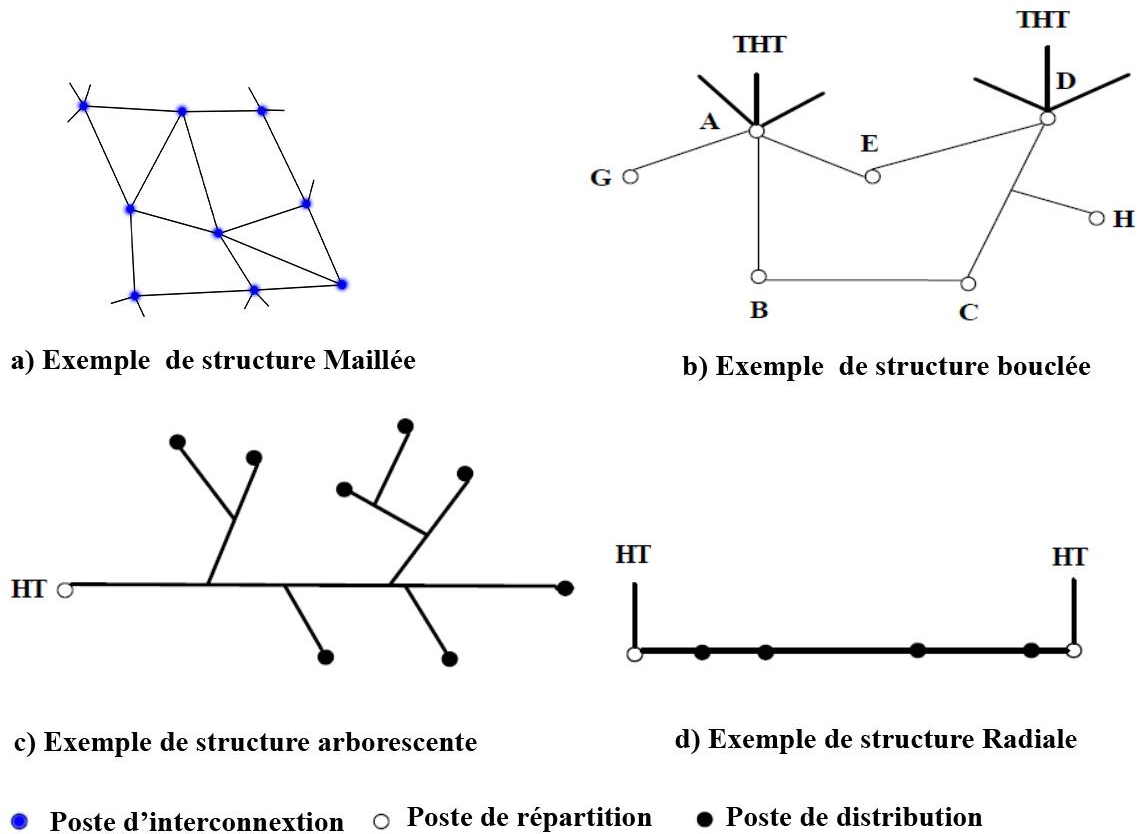


Fig. I. 3 : Architectures des réseaux électriques.

I.2.3 Types de réseaux électriques

Les réseaux électriques sont hiérarchisés (Fig.I.4) d'une façon générale, dans la plupart des pays comme suit:

- ✓ Un réseau de transport THT 220 800 kV
- ✓ Un réseau de répartition HT 60 170 kV
- ✓ Un réseau de distribution MT 5 36 kV
- ✓ Un réseau de livraison de l'abonné BT 400/230 V (selon CEI)

La nouvelle norme en vigueur en France UTE C18-510 définit les niveaux de tension alternative comme suit :

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

Cette hiérarchie des niveaux de tensions utilisés varie considérablement d'un pays à l'autre, en fonction des paramètres liés à l'histoire électrotechnique du pays, ses ressources énergétiques, sa surface et finalement, des critères technico-économiques [2].



Fig. I. 4 : Hiérarchisation d'un réseau.

a) Réseau de transport THT

C'est le réseau qui permet le transport de l'énergie depuis les centres éloignés de production vers les centres de consommation. C'est sur le réseau THT que sont branchées les centrales de grandes puissances (> 300 MW).

Les réseaux de transport constituent une vaste grille couvrant tous le territoire, auquel sont raccordées les sources et les utilisateurs (groupes, transformateurs). Ces réseaux sont, pour la plupart aériens et souterrains dans les villes ou à leur approches. Ils sont étudiés pour un transit donné de puissance électrique correspondant à la limite thermique de la ligne.

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 de dispatching à partir duquel l'énergie électrique est surveillée et gérée en permanence 24h/24h et 7j/7j.

b) Réseau de répartition HT

La finalité de ce réseau est 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 de sites urbains). Les protections sont de même nature que celles utilisées sur les réseaux de transport, les centres de conduite étant régionaux. [3]

c) Réseau de distribution 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 de centrales éloignées, par l'intermédiaire du réseau de transport.

Des lignes de distribution à moyenne tension partent des postes de répartition et alimentent des postes de transformation répartis en différents endroits de la zone à desservir à savoir :

- ✓ Les réseaux ruraux généralement de types aériens, arborescents et bouclables ;
- ✓ Les réseaux urbains essentiellement enterrés et bouclables.

Les protections sont moins sophistiquées que dans le cas des réseaux précédents. [4]

d) Réseau de livraison BT

C'est le réseau qui nous est familier puisqu'il s'agit de la tension 400V /230V. 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.

Ce réseau permet d'alimenter un nombre très élevé de consommateurs correspondant au domaine domestique. Sa structure est souvent influencée par l'environnement. Ces réseaux sont le plus souvent exploités manuellement.

Le réseau BT se caractérise essentiellement par la façon dont sont gérés le neutre et la mise à la terre des masses (appareillage domestique). [4]

I.3 Constitution des réseaux électriques

I.3.1 La production

❖ Les centrales de production d'énergie électriques :

Il existe cinq principaux types de centrales électriques :

- Les **centrales à combustibles fossiles** (charbon, pétrole et gaz naturel) dites centrales thermiques classiques,
- Les **centrales nucléaires** qui sont également des centrales que l'on peut qualifier de thermiques.
- Les **centrales hydroélectriques**,
- Les **centrales solaires ou photovoltaïques**,
- Les **centrales éoliennes**.

Les éléments indispensables à la production de courant électrique sont :

- Une turbine en mouvement.
- Un alternateur qui produit le courant électrique.

I.3.1.a) Les centrales thermiques

Les centrales thermiques produisent l'électricité à partir de la chaleur qui se dégage de la combustion du charbon, du mazout ou du gaz naturel. On la trouve souvent près d'une rivière ou d'un lac, car d'énormes quantités d'eau sont requises pour refroidir et condenser la vapeur sortant des turbines. La combustion dégage une grande quantité de chaleur utilisée pour chauffer de l'eau dans la chaudière (ou générateur de vapeur). On dispose alors de vapeur d'eau sous pression. Cette vapeur sous pression fait tourner à grande vitesse une turbine qui entraîne elle-même un alternateur qui produit une tension alternative sinusoïdale. A la sortie de la turbine la vapeur est refroidie pour se transformer en eau, puis renvoyée dans la chaudière (*Fig.I.5*). [5]

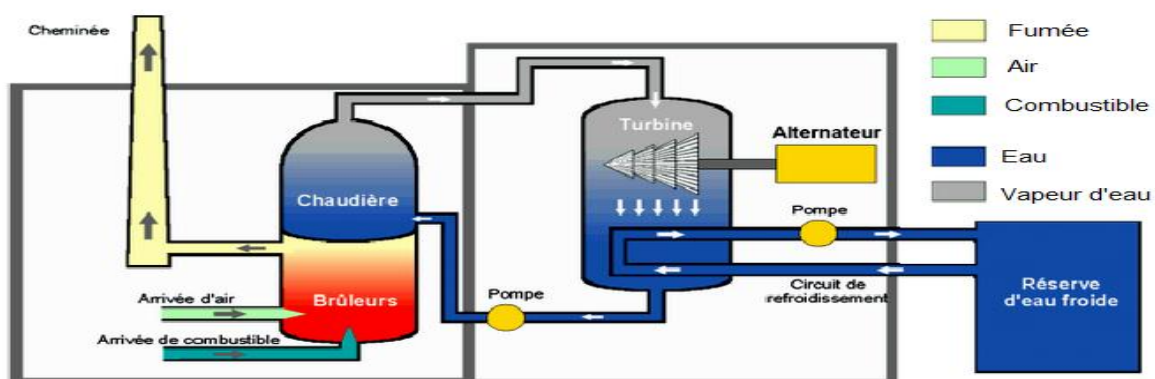


Fig. I. 5 : Centrales thermiques à flamme.

I.3.1.b) Les centrales hydroélectriques

Les centrales hydroélectriques convertissent l'énergie de l'eau en mouvement en énergie électrique. L'énergie provenant de la chute d'une masse d'eau est tout d'abord transformée dans une turbine hydraulique en énergie mécanique. Cette turbine entraîne un alternateur dans le lequel l'énergie mécanique est transformée en énergie électrique (*Fig.I.6*). [5]

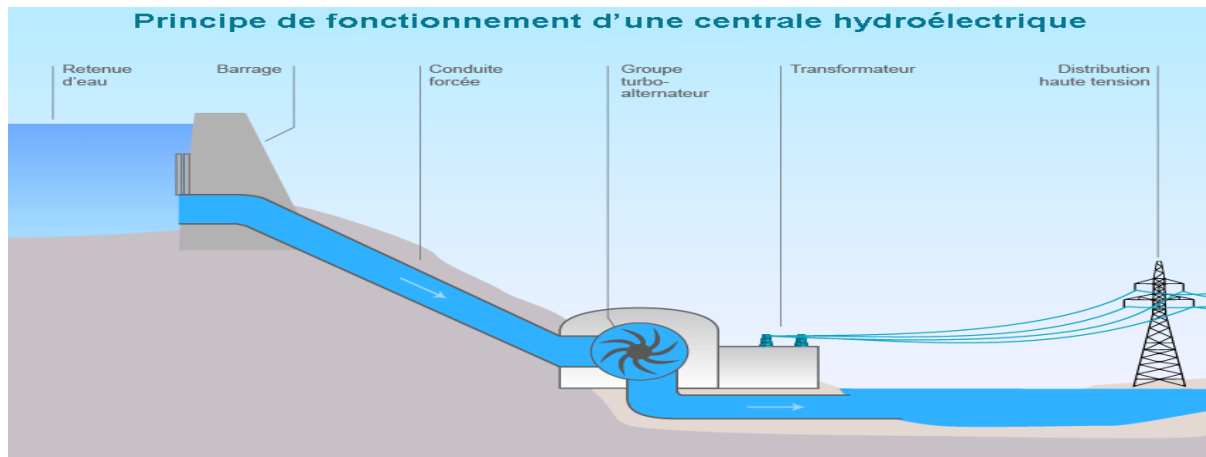


Fig. I. 6 : Centrale hydroélectrique.

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

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

$$Q = \frac{V}{dt} \quad (\text{I.2})$$

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

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

$$P_p = Q \cdot g \cdot h \text{ [kw]} \quad (\text{I.4})$$

Avec :

- m : masse de l'eau en (kg) ;
- u : masse volumique d'eau en (kg/m^3) ;
- g : accélération de la pesanteur en (m/s^2) ou (N/kg) ;
- h : hauteur de la chute d'eau en (m) ;
- V : Volume en (m^3) ;
- Q : débit de la chute d'eau en (m^3/s).

I.3.1.c) Les centrales nucléaires

Ces centrales utilisent également des cycles de conversion thermodynamique, néanmoins leur "chaudière" est un réacteur nucléaire. L'énergie nucléaire obtenue à la suite de réactions de fission de l'uranium et du plutonium est la source de chaleur utilisée. Elles produisent environ 15% de l'électricité mondiale. Les centrales nucléaires produisent des déchets radioactifs et présentent un risque d'accident.

Une centrale nucléaire est identique à une centrale thermique, sauf que la chaudière brûlant le combustible fossile est remplacée par un réacteur contenant le combustible nucléaire en fission (*Fig.I.7*). [5]

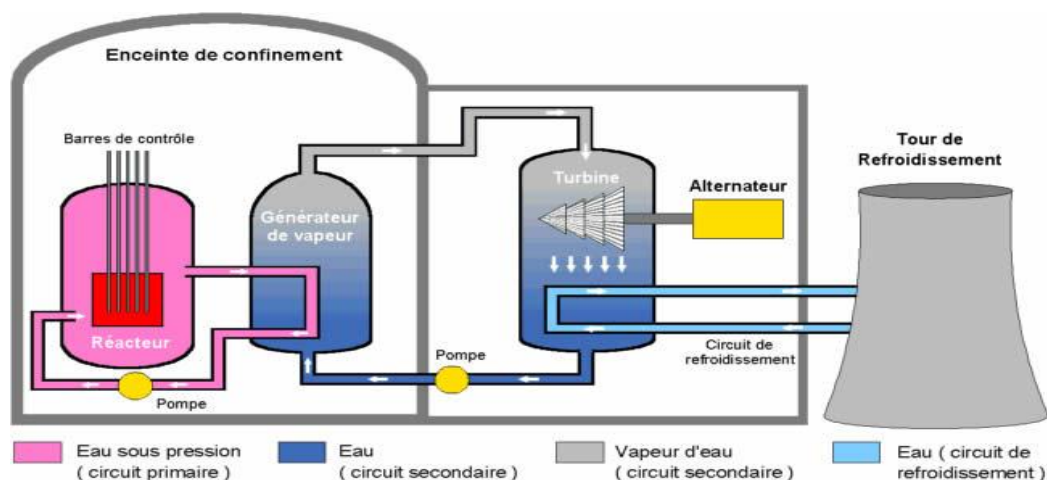
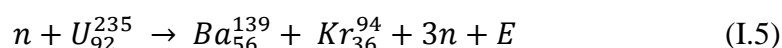


Fig. I. 7 : Centrale nucléaire.

L'énergie libérée lors de la réaction de fission de l'uranium 235 attaquée par un neutron est donnée par l'équation suivante :



$$E = (139 \cdot 8.3) + (94 \cdot 8.8) - (235 \cdot 7.6) = 195 \text{ MeV.}$$

I.3.1.d) Les centrales solaires ou photovoltaïques

Cet autre moyen de production de l'électricité avec l'énergie solaire utilise les rayonnements lumineux du soleil, qui sont directement transformés en un courant électrique par des cellules à base de silicium ou autre matériau ayant des propriétés de conversion lumière/électricité. Chaque cellule délivrant une faible tension, les cellules sont assemblées en panneaux (*Fig.I.8*). [5]



Fig. I. 8 : Centrale solaire.

L'énergie produite par un générateur photovoltaïque est estimée à partir des données de l'irradiation globale sur plan incliné, de la température ambiante et des données du constructeur pour le module photovoltaïque utilisé.

La puissance produite du générateur photovoltaïque peut être calculé d'après l'équation suivante [28]:

$$P = \eta . S . N . G \quad (\text{I.6})$$

- η : Le rendement instantané.
- S : La surface de module photovoltaïque (m^2).
- G : L'irradiation solaire sur un plan incliné (W/m^2).
- N : le nombre du module constituant le champ photovoltaïque.

I.3.1.e) Les centrales éoliennes

L'énergie éolienne est produite sous forme d'électricité par une éolienne. Des éoliennes formées d'un mat surmonté d'un générateur électrique entraîné par une hélice, sont positionnées idéalement sur les plans d'eau ou les collines ventées (*Fig.I.9*). [5]



Fig. I. 9 : Centrale éolienne.

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

$$P = (\rho/2) S w^3 \quad (I.7)$$

- ρ [kg/m³] étant la masse volumique de l'air,
- S [m²] la surface du rotor face au vent,
- w [m/s] la vitesse du vent,

L'intervention de la puissance 3 avec la vitesse traduisant bien l'importance de ce paramètre, cependant que la présence de la surface A du rotor souligne l'importance de la taille de l'éolienne.

I.3.1.f) Les centrales géothermiques

Le principe de la géothermie consiste à extraire l'énergie contenue dans le sol pour l'utiliser sous forme de chauffage ou d'électricité.

Partout, la température croît depuis la surface vers l'intérieur de la Terre. Selon les régions l'augmentation de la température avec la profondeur est plus ou moins forte, et varie de 3 °C par 100 m en moyenne jusqu'à 15 °C ou même 30 °C.

Cette chaleur est produite pour l'essentiel par la radioactivité naturelle des roches constitutives de la croûte terrestre. Elle provient également, pour une faible part, des échanges thermiques avec les zones internes de la Terre dont les températures s'étalent de 1000°C à 4300°C. Cependant, l'extraction de cette chaleur n'est possible que lorsque les formations géologiques constituant le sous-sol sont poreuses ou perméables et contiennent des aquifères (nappe souterraine renfermant de l'eau ou de la vapeur d'eau).

On distingue trois types de géothermie; la haute, la moyenne, la basse énergie.

La géothermie de haute énergie (> 180 °C) et de moyenne énergie (température comprise entre 100 °C et 180°C) valorisent les ressources géothermales sous forme d'électricité.

La géothermie basse énergie (températures comprises entre 30 °C et 100 °C) permet de couvrir une large gamme d'usages : chauffage urbain, chauffage de serres, utilisation de chaleur dans les processus industriels. [14]

I.3.2 Caractéristiques principales des moyens de production

Sept (07) paramètres ont été retenus pour caractériser chaque système de production: la source d'énergie, la puissance fournie, le rendement, la durée de vie et le prix de production.

I.3.2.a) Puissance fournie

Il est très difficile de comparer des systèmes fondamentalement différents, afin d'avoir un paramètre comparatif, on définit la puissance fournie comme étant la puissance générée par un système ou une installation ou un système quelconque, après avoir fourni à son entrée une autre puissance parfois d'une forme différente.

$$\text{Puissance fournie} = \text{Puissance absorbée} - \text{Pertes}$$

I.3.2.b) Rendement

Le rendement est le rapport entre l'énergie apportée par une source primaire et l'énergie électrique produite.

$$\eta = \frac{P_s}{P_e} \quad (\text{I.8})$$

P_s : La puissance à la sortie de l'installation.

P_e : La puissance à l'entrée de l'installation.

I.3.2.c) Durée de vie

La durée de vie correspond au délai entre la mise en service et le démantèlement de l'installation ou à la fin de vie des organes majeurs tel que prévu dans le dimensionnement.

Ces trois paramètres sont représentés dans le tableau suivant :

Tableau I. 1 : Puissances installées, rendement et la durée de vie de quelques centrales. [6]

Installation	Puissance	Rendement (%)	Durée de vie
Centrale Thermique	200 à 800 MW	35 à 40	~ 40 ans
Centrale Hydraulique	200 à 800 MW	~ 80	indéterminé
Centrale Nucléaire (1 réacteur)	900 à 1 400 MW	30 à 35	40 à 60 ans
Eolien	0.5 à 8 MW	20 à 25	~ 25 ans
Solaire	Quelques KW à 20MW	~ 10	~ 25 ans

I.3.2.d) Coût de production

Les coûts donnés dans le (Tableau I.2) ne représentent que les coûts directs de production et ne prennent pas en compte les coûts externes (impact environnemental lié aux émissions de CO₂ ou aux déchets nucléaires, frais de recherche, frais de construction des gazoducs, prospection etc.) ainsi que les coûts liés à la disponibilité

Remarque :

En ordre de grandeur comparatif de production d'un réacteur à eau pressurisée (REP) d'environ 1.000 MW est équivalent à :

- 2 à 5 centrales thermiques
- 3 à 5 gros barrages
- 3.000 éoliennes terrestres,
- 6 millions de m² de panneaux PV (puissance réelle)

Il faut bien retenir l'ordre de grandeur de ces chiffres, en relatif, et différencier le coût de revient du prix de vente qui tient compte des subventions accordées.

Tableau I. 2 : Coût de revient d'un MWh pour certains équipements. [7]

Type d'équipement	Coût (En €/KWh)
Nucléaire	39 à 42
Gaz	70 à 80
Charbon	60 à 70
Hydraulique	35 grosse, 80 petite
Eolien terre	70 à 90
Eolien mer	120 à 140
Photovoltaïque	200 à 300
Biomasse	110 à 220

I.3.2.e) Surface exigée

La surface exigée pour l'installation d'une centrale électrique est aussi un paramètre important qu'on doit ajouter au plan d'investissement dans le domaine de la production électrique. Le tableau suivant nous donne approximativement les superficies exigées par certaines installations

Tableau I. 3 : Surface occupée pour une installation de base classique. [7]

Installation	Surface	Désignation
Centrale Nucléaire	0.2 km ²	
Solaire PV	100 km ²	Champ de panneaux d'environ
Hydraulique	300 à 400 km ²	Retenu d'eau
Eolienne	500 km ²	Champ d'éoliennes
Biomasse	0.3 km ²	Surface

I.3.2.f) Disponibilité des systèmes

C'est une donnée très importante pour une installation énergétique, elle caractérise sa fiabilité de fonctionnement, en particulier pour une production électrique, elle s'exprime en heures de fonctionnement annuel, on trouve ainsi pour les différents systèmes :

Tableau I. 4 : Disponibilité des différents systèmes. [7]

Installation	Disponibilité
Centrale à flamme (gaz & charbon)	8 000 h/an
Barrage hydraulique	~ 2 000 h/an
Nucléaire	~ 7 500 h/an
Eolien	~ 2 000 h/an
Solaire PV	~ 2 000 h/an

I.3.2.g) Emission de CO₂

L'émission du dioxyde du carbone et d'autres déchets radioactifs ont un impact négatif sur l'aspect environnemental, et à cet effet on cherche toujours à minimiser ces polluants.

Tableau I. 5 : Sources d'énergies et quantités du CO₂ émises. [7]

Source d'énergie	En grammes KWh	kg équivalent carbone par tep
Charbon	750 à 1100	1123
Pétrole	850	840
Gaz	400 à 500	700
Photovoltaïque	50 à 150	316
Eolien	3 à 22	32
Nucléaire	6	19
Hydraulique	4	13
Biomasse (bois)	13 à 350 (sans replantation)	7 (replanté)

I.4 Le transport**I.4.1 Les lignes aériennes**

Le genre de ligne utilisée est imposé par les facteurs suivant :

- Puissance active à transporter.
- Distance de transport.
- Coût.
- Esthétique, encombrement et facilité d'installation.

Nous distinguons quatre types de lignes :

- Lignes de distribution à basse tension
- Lignes de distribution à moyenne tension
- Lignes de transport à haute tension
- Lignes de transport à très haute tension

I.4.1.a) Lignes de distribution BT

Ce sont les lignes installées à l'intérieur des édifices, usines et maisons pour alimenter les moteurs, cuisinières, lampes, etc.

I.4.1.b) Lignes de distribution MT

Ce sont les lignes qui relient les clients aux postes de transformation principaux de la compagnie d'électricité.

I.4.1.c) Lignes de transport HT

Ce sont les lignes reliant les postes de transformation principaux aux centrales de génération.

I.4.1.d) Lignes de transport THT

Ce sont les lignes qui relient les centrales éloignées aux centres d'utilisation. Ces lignes peuvent atteindre des longueurs de 1000 km et elles fonctionnent à des tensions allant jusqu'à 765 kV.

I.4.1.1 Composants des lignes aériennes

Une ligne aérienne est composée de pylônes (supports), de câbles conducteurs et des isolateurs. [8]

I.4.1.1.a) Les pylônes

Le rôle des pylônes est de maintenir les câbles à une distance minimale de sécurité du sol et des obstacles environnants, afin d'assurer la sécurité des personnes et des installations situées au voisinage des lignes. Le choix des pylônes se fait en fonction des lignes à réaliser, de leur environnement et des contraintes mécaniques liées au terrain et aux conditions climatiques de la zone. Leur silhouette est caractérisée par la disposition des câbles conducteurs.

- ✓ Pour les lignes à très haute tension, on a recours à des pylônes composés d'un treillis en acier. Plus la tension est élevée, plus l'envergure est grande et plus les poteaux sont élevés.
- ✓ Pour les lignes à haute tension, on utilise des pylônes en acier ou en béton.
- ✓ Pour les lignes à moyenne tension, il s'agit de poteaux en bois ou de mâts en béton.
- ✓ Pour les lignes aériennes basse tension, on utilise de simples poteaux en bois.

I.4.1.1.b) Les câbles conducteurs

Pour transporter le courant, on utilise des câbles conducteurs qui sont portés par les pylônes. Le courant utilisé étant triphasé, il y a trois câbles (ou faisceaux de câbles) conducteurs par circuit. Les lignes sont soit simples (un circuit), soit doubles (deux circuits par file de pylônes). Chacune des phases peut utiliser 1, 2, 3 ou 4 câbles conducteurs, appelés faisceaux.

Les câbles conducteurs sont « nus » c'est-à-dire que leur isolation électrique est assurée par l'air. La distance entre ces conducteurs et avec le sol garantit la bonne tenue de l'isolement. Cette distance augmente avec le niveau de tension.

Les conducteurs en cuivre sont de moins en moins utilisés. On utilise en général des conducteurs en aluminium, ou en alliage aluminium-acier ; on trouve aussi des conducteurs composés d'une âme centrale en acier sur laquelle sont tressés des brins d'aluminium.

I.4.1.1.c) Câbles de garde

Les câbles de garde ne conduisent pas le courant. Ils sont situés au-dessus des conducteurs. Ils jouent un rôle de paratonnerre au-dessus de la ligne, en attirant les coups de foudre, et en évitant le foudroiement des conducteurs. Ils sont en général réalisés en acier. Au centre du câble d'acier on place parfois un câble fibre optique qui sert à la communication de l'exploitant.

I.4.1.1.d) Les isolateurs

L'isolation entre les conducteurs et les pylônes est assurée par des isolateurs (chaînes d'isolateurs). Ceux-ci sont réalisés en verre, en céramique, ou en matériau synthétique. Les isolateurs verre ou céramique ont en général la forme d'une assiette.

On les associe entre eux pour former des chaînes d'isolateurs. Plus la tension de la ligne est élevée, plus le nombre d'isolateurs dans la chaîne est important.

I.4.1.1.e) Les Parafoudres

Les parafoudres sont des appareils destinés à limiter les surtensions imposées aux transformateurs, instruments et machines électriques par la foudre et par les manœuvres de commutation. La partie supérieure du parafoudre est reliée à un câble de garde de la ligne et la partie inférieure est connectée au sol par une mise à la terre de faible résistance, généralement de moins d'un ohm.

I.4.1.1.f) Eclateurs à cornes

L'éclateur est un dispositif simple constitué de deux électrodes, la première est reliée au conducteur à protéger, la deuxième est reliée à la terre. A l'endroit où il est installé dans le réseau, l'éclateur représente un point faible pour l'écoulement des surtensions à la terre et protège ainsi le matériel.

La tension d'amorçage de l'éclateur est réglée en agissant sur la distance dans l'air entre les électrodes, de façon à obtenir une marge entre la tenue au choc du matériel à protéger et la tension d'amorçage au choc de l'éclateur.

I.4.1.1.g) Disjoncteurs

Un disjoncteur est destiné à établir, supporter et interrompre des courants, sous sa tension assignée (tension maximale du réseau), dans les conditions normales de service et dans les conditions anormales spécifiées (court-circuit).c'est l'appareil de protection par excellence, est capable d'une totale capacité d'intervention sans provoquer de surtension excessive sur le réseau.

I.4.1.1.h) Les fusibles

Il est utilisé soit directement comme un dispositif de coupure soit indirectement, connecté au circuit secondaire d'un transformateur de courant, avec un contact de fusion donnant un ordre de déclenchement au disjoncteur. L'inconvénient majeur de ces dispositifs réside dans le fait qu'ils sont endommagés par les défauts et qu'ils ont une faible sensibilité. L'exploitant doit disposer d'un grand nombre de fusibles de rechange pour les différents calibres. La grande variété de réseaux électriques impose des modèles de fusibles de différentes natures selon l'application.

Il s'agit :

- ✓ Des fusibles de type intérieur installés dans des tableaux HT en amont des transformateurs,
- ✓ Des fusibles de type extérieur servant de protection aux transformateurs aériens.

- ✓ Des fusibles immergés dans la cuve du transformateur.

I.4.1.1.i) Interrupteurs

Pour isoler un élément de réseau MT, on dispose d'interrupteurs à commande mécanique(IACM) ; ils sont de deux types :

- ✓ **Type I** : Intensité nominale 200 A, de pouvoir de coupure 31,5 ou 50 A de charge principalement active, et 200 A de charge de boucle, et de pouvoir de fermeture 10 kA efficace sous 24 kV.

- ✓ **Type II** : Intensité nominale 400A, de pouvoir de coupure 100 A de charge principalement active, et 400 A de charge de boucle, et de pouvoir de fermeture 10 kA efficace sous 24 kV. Cet appareil peut être transformé en appareil télécommandé (IAT) ou en interrupteur automatique à ouverture dans le creux de tension (IACT).

Les appareils de coupure type IACM sont de conception simple et robuste. Leur montage se fait en horizontal sur poteaux : Béton, Métallique ou Bois.

I.4.1.1.j) Transformateur haut de poteau

Dans les réseaux de distribution ruraux, où les distances entre points à desservir augmentent les dépenses d'investissement, on recherche les solutions économiques. Les lignes à moyenne et basse tension sont aériennes, montées sur poteaux en béton ou en bois. Les postes de transformation sont placés dans des cabines maçonnées, étroites et hautes, de construction simple ou même portés par les pylônes eux-mêmes (poste sur poteaux).

I.4.2 Les lignes souterraines

La structure des réseaux souterrains est un seul type de ligne : les dorsales. Ces réseaux de faible longueur et forte section des conducteurs sont le siège de chute de tension réduite. De ce fait, et tenant compte de l'importance des incidents, il sera prévu une réalimentation soit par les réseaux voisins soit par un câble de secours.

I.5 La distribution

- ❖ Les postes d'interconnexion et de distribution :

Les réseaux d'interconnexion constituent des liaisons entre des réseaux de transport puissants, ils utilisent la même gamme de tension que les réseaux de transport. Un réseau de transport et d'interconnexion peut desservir directement certains très gros utilisateurs d'électricité. Mais des réseaux intermédiaires sont nécessaires pour desservir les millions et dizaines de millions de consommateurs, industriels ou domestiques, qui ont besoin de puissances se chiffrant en kilowatts et mégawatts, et non en dizaines ou centaines de

mégawatts. Ces réseaux intermédiaires sont les réseaux de distribution. On distingue les réseaux de distribution MT et BT

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.

Les actions élémentaires inhérentes aux fonctions à remplir sont réalisées par l'appareillage à haute et très haute tension installé dans le poste et qui permet :

- D'établir ou d'interrompre le passage du courant, grâce aux disjoncteurs;
- D'assurer la continuité ou l'isolement d'un circuit grâce aux sectionneurs;
- De modifier la tension de l'énergie électrique, grâce aux transformateurs de puissance.

Un ensemble de protections et d'automates contrôle les grandeurs électriques réduites, élaborées par des réducteurs de mesure (tension et courant principalement) et agit sur l'appareillage à haute tension afin d'assurer les conditions d'exploitation pour lesquelles le réseau a été conçu.

Nous retiendrons donc que, par définition, les appareils de coupure, ainsi que l'appareillage de mesure et de protection propre à un départ, sont regroupés dans une cellule. Un poste comporte donc autant de cellules que de départs qui sont raccordés à ses jeux de barres. En outre, les jeux de barres sont susceptibles de constituer plusieurs nœuds électriques par l'ouverture de disjoncteurs ; on appelle alors sommet le jeu de barres ou le tronçon de jeu de barres ainsi constitué. Le nombre des sommets d'un poste caractérise ainsi son aptitude à former des nœuds électriques. [8]

I.6 La Charge

I.6.1 Catégories des charges

Selon la nature des récepteurs on peut classifié les charges en trois grandes catégorie :

- **La première catégorie**

Dans cette classe les récepteurs ne permettent que moins de deux secondes d'arrêt d'alimentation comme les hôpitaux et les zones militaires.

- **La deuxième catégorie**

Pour cette classe, les récepteurs acceptent un arrêt de moins de deux heures, comme les usines.

- **La troisième catégorie**

Dans cette dernière catégorie, l'arrêt peut être de plus de 24 heures. Comme l'éclairage public et les domiciles.

I.7 Les centres de conduite

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

I.7.a) Niveau national

Assuré par le **dispatching national** qui surveille et pilote le réseau 24h/24 et 7j/7 depuis la salle de commande et dont les missions essentielles en temps réel sont:

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

I.7.b) Niveau régional

Assuré par les **dispatchings régionaux**, qui surveillent et pilotent le réseau 24h/24 et 7j/7 depuis la salle de commande et dont les missions essentielles sont:

- ✓ la surveillance des transits sur les réseaux 225 kV, 90 kV et 63 kV de leur zone d'action.
- ✓ la maîtrise de la topologie du réseau HTB,
- ✓ le pilotage de la tension par zone.
- ✓ la préparation quotidienne de différents scénarios de répartition, au cas où une ligne serait indisponible,

- ✓ la réorientation, dès que nécessaire, des flux sur d'autres lignes en respectant les règles de sécurité.

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

I.7.c) Niveau intermédiaire

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

I.7.d) Niveau local

Situé dans chaque Poste de Transport, peut assurer la surveillance et la conduite des installations en ultime secours ou dans certaines phases de travaux.

I.8 Modélisation des éléments du réseau électrique

a) Modélisation des générateurs

Les générateurs sont des éléments du réseau capable de fournir de la puissance active au système (Fig.I.10) [9]. Ils peuvent aussi produire, consommer, de la puissance réactive de manière à maintenir un certain niveau de tension. Les limites de production des générateurs sont définies par :

$$P_{Gi,min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi,max}$$

$$Q_{Gi,min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi,max}$$

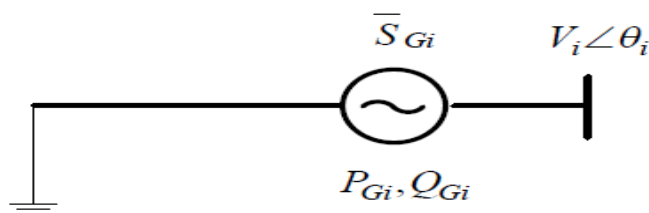


Fig. I. 10 : Modèle du générateur

Avec,

P_{Gi} : Puissance active délivrée par le générateur au nœud i

Q_{Gi} : Puissance réactive délivrée par le générateur au nœud i

V_i : Tension au nœud i

θ_i : Angle de phase de la tension au nœud.

b) Modélisation des lignes électriques

Les lignes électriques constituent des circuits de transmission des réseaux triphasés reliant des générateurs aux charges. Une ligne électrique peut être considérée comme une succession de circuits dont les paramètres sont uniformément répartis sur toute sa longueur [10]. Ces circuits se composent d'une infinité d'éléments identiques tels que, résistances et inductances linéiques dans le sens longitudinal et des capacités linéiques dans le sens transversal.

Le fonctionnement de la ligne bifilaire par unité de longueur est modélisé par un tronçon de ligne où la tension V_S et le courant I_S d'entrée (source) sont reliés à la tension V_R et le courant I_R de sortie (récepteur) à travers les paramètres d'un quadripôle A , B , C et D , tel que :

$$\begin{cases} \bar{V}_S = \bar{A}\bar{V}_R + \bar{B}\bar{I}_R \\ \bar{I}_S = \bar{C}\bar{V}_R + \bar{D}\bar{I}_R \end{cases} \quad (\text{I.9})$$

Ou bien, sous la forme matricielle

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_S \\ \bar{I}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{A} & \bar{B} \\ \bar{C} & \bar{D} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{V}_R \\ \bar{I}_R \end{bmatrix} \quad (\text{I.10})$$

A , B , C et D sont les paramètres qui dépendent des constantes de la ligne de transmission R , L , C et G . Les paramètres $ABCD$ sont, en général, des nombres complexes. A et D sont sans dimensions. B a l'unité en Ohm et C a l'unité en Siemens.

a) Ligne de transmission courte ($l < 80$ km)

La capacité peut être ignorée sans beaucoup d'erreur si les lignes sont de moins de 80 km de long ou si le niveau de tension ne dépasse pas 66 kV. Le modèle de ligne courte par phase est illustré par la (Fig.I.11).

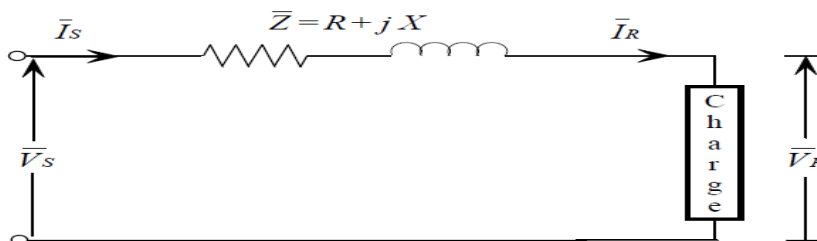


Fig. I. 11 : Modèle d'une ligne courte

C'est un circuit série simple. Le rapport entre les courants et les tensions de chaque extrémité de la ligne (entre la source et la charge) peut être écrit comme:

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_S \\ \bar{I}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & \bar{Z} \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{V}_R \\ \bar{I}_R \end{bmatrix} \quad (\text{I.11})$$

b) Ligne de transmission moyenne ($80 < l < 250$ km)

Pour les lignes de longueurs comprises entre 80 km et 250 km sont considérées comme des lignes de longueurs moyennes, le courant de ligne devient appréciable et la capacité shunt doit être considérée. La moitié de la capacité shunt peut être considérée à chaque extrémité de la ligne. Ceci est désigné sous le nom du modèle nominal en Π .

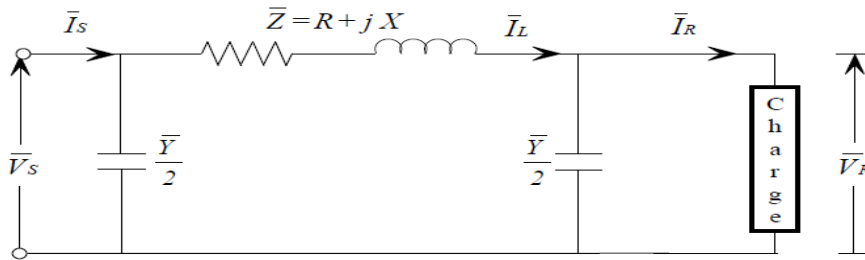


Fig. I. 12 : Ligne de longueur moyenne, représentation en Π

La tension et le courant à l'extrémité de la source sont obtenus comme suit:

A partir de la (Fig.I.12), le courant dans l'impédance série désigné par I_L , est :

$$\bar{I}_L = \bar{I}_R + \frac{\bar{Y}}{2} \bar{V}_R \quad (\text{I.12})$$

La tension à la source est exprimée comme:

$$\bar{V}_S = \bar{V}_R + \bar{Z} \cdot \bar{I}_L \quad (\text{I.13})$$

Des équations (I.12) et (I.13), on trouve :

$$\bar{V}_S = \left(1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{2}\right) \bar{V}_R + \bar{Z}\bar{I}_R \quad (\text{I.14})$$

Le courant à la source est :

$$\bar{I}_S = \bar{I}_L + \frac{\bar{Y}}{2} \bar{V}_S \quad (\text{I.15})$$

Des équations (I.12), (I.14) et (I.15), on trouve :

$$\bar{I}_S = \bar{Y} \left(1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{4}\right) \bar{V}_R + \left(1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{2}\right) \bar{I}_R \quad (\text{I.16})$$

Les équations (I.13) et (I.15) peuvent être écrites sous la forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_S \\ \bar{I}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{2}\right) & \bar{Z} \\ \bar{Y} \left(1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{4}\right) & \left(1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{2}\right) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{V}_R \\ \bar{I}_R \end{bmatrix} \quad (\text{I.17})$$

c) Ligne de transmission longue ($l > 250\text{km}$)

Pour les longueurs de lignes courtes et moyennes, les modèles ont été obtenus en supposant que les paramètres de la ligne sont des valeurs exactes. Dans le cas où la longueur de la ligne est supérieure à 250km, pour des solutions plus précises, les paramètres doivent être donnés comme une distribution uniformément répartie le long de la longueur. Dans ce cas, les tensions et les courants varient d'un point à l'autre sur la ligne. (Fig. I.13) illustre un schéma unifilaire en Π d'une ligne par unité de longueur.

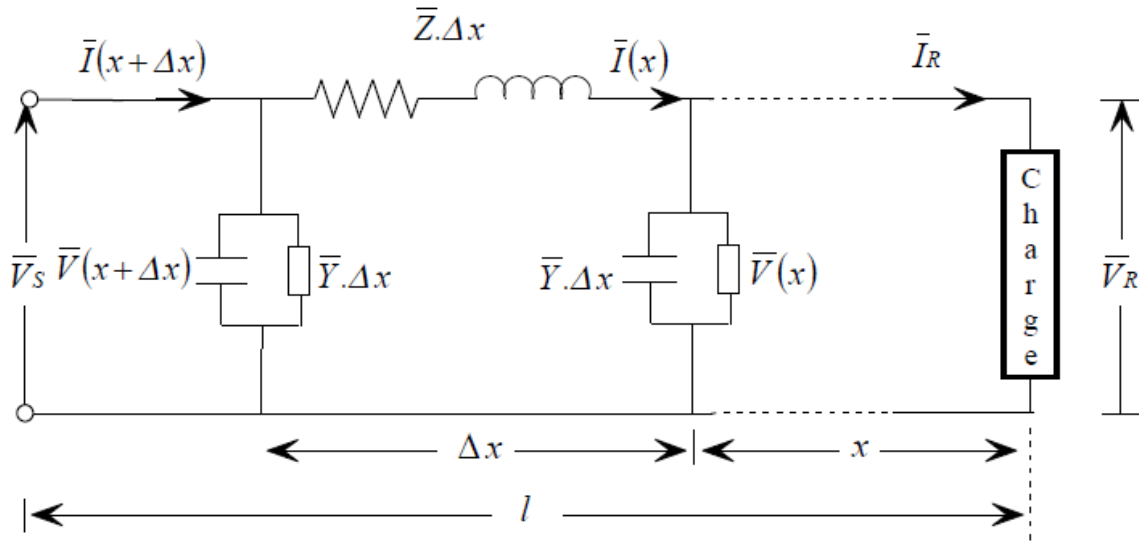


Fig. I. 13 : Schéma unifilaire d'une ligne longue avec les paramètres par unité de longueur

Les expressions de la tension et le courant en un point x de la ligne sont :

$$\begin{cases} \bar{V}_{(x)} = \cosh(\bar{\gamma}x) \bar{V}_R + \bar{Z}_c \sinh(\bar{\gamma}x) \bar{I}_R \\ \bar{I}_s = \frac{1}{\bar{Z}_c} \sinh(\bar{\gamma}x) \bar{V}_R + \cosh(\bar{\gamma}x) \bar{I}_R \end{cases} \quad (\text{I.18})$$

Cependant, quand $x = l$, l'expression (10) permet de trouver les grandeurs courant et tension à la source, avec $\bar{V}_s = \bar{V}(l)$ et $\bar{I}_s = \bar{I}(l)$, le resultat et :

$$\begin{cases} \bar{V}_{(x)} = \cosh(\bar{\gamma}l) \bar{V}_R + \bar{Z}_c \sinh(\bar{\gamma}l) \bar{I}_R \\ \bar{I}_s = \frac{1}{\bar{Z}_c} \sinh(\bar{\gamma}l) \bar{V}_R + \cosh(\bar{\gamma}l) \bar{I}_R \end{cases} \quad (\text{I.19})$$

Cependant, les constantes ABCD sont:

$$\bar{A} = \cosh(\bar{\gamma}l), \quad \bar{B} = \bar{Z}_c \sinh(\bar{\gamma}l), \quad \bar{C} = \frac{1}{\bar{Z}_c} \sinh(\bar{\gamma}l) \bar{V}_R \text{ et } \bar{D} = \cosh(\bar{\gamma}l)$$

c) Modélisation du transformateur

Les transformateurs de puissance sont des éléments importants du réseau et ont contribué au développement des capacités de transport des réseaux électriques. Les différentes parties

du réseau électrique requièrent différents niveaux de tension. Pour tirer profit du meilleur rendement. Il paraît impératif de disposer d'un outil capable de changer le niveau de tension (et l'intensité du courant) et cela à des niveaux de puissances élevés.

Le transformateur de puissance, tel qu'il est connu actuellement, répond à ce besoin avec des rendements approchant l'unité. [11]

Transformateur à gradins

Un transformateur à gradins peut être modélisé par le schéma de la (Fig.I.14).

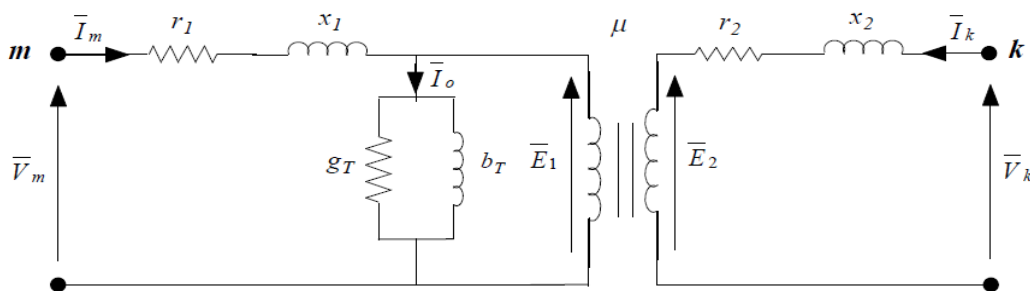


Fig. I. 14 : Modèle général d'un transformateur

Avec,

$Z_1 = r_1 + jx_1$: Impédance de l'enroulement primaire ;

$Z_2 = r_2 + jx_2$: Impédance de l'enroulement secondaire ;

$Y_T = g_T + jb_T$: Admittance shunt;

$V_m ; I_m$: Tension et courant au primaire du transformateur ;

$V_k ; I_k$: Tension et courant au secondaire du transformateur ;

$E_1 ; E_2$: F.e.m primaire et secondaire ;

I_0 : Courant qui traverse la branche magnétisante ;

μ : Rapport de transformation.

Si on néglige l'effet de la branche magnétisante, ce qui est admis par rapport à la puissance transitée, et en ramenant l'impédance du primaire au secondaire, on obtient le nouveau modèle de la (Fig.I.15).

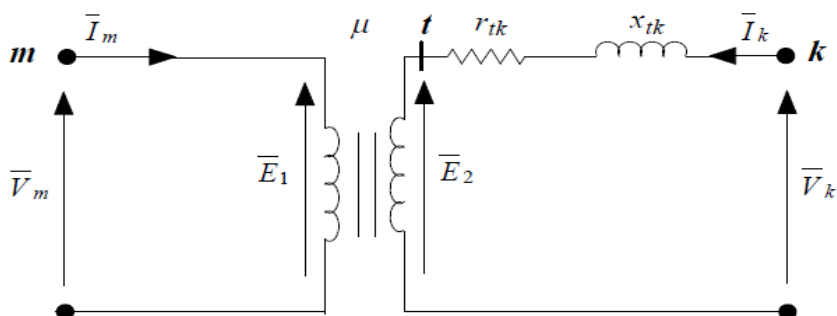


Fig. I. 15 : Modèle approximatif du transformateur

r_{tk} et x_{tk} sont la résistance et la réactance, respectivement, du transformateur ramené au secondaire. On peut écrire :

$$\mu = \frac{\bar{E}_1}{\bar{E}_2} = -\frac{\bar{I}_k}{\bar{I}_m} \quad (\text{I.20})$$

$$\bar{V}_m = \bar{E}_1 \quad (\text{I.21})$$

$$\bar{V}_k = \bar{E}_2 + (r_{mk} + jx_{mk})\bar{I}_k \quad (\text{I.22})$$

A partir de (I.19), (I.20) et (I.21), les expressions des courants sont:

$$\begin{cases} \bar{I}_m = \frac{\bar{y}_{mk}}{\mu^2} \bar{V}_m + \frac{-\bar{y}_{mk}}{\mu} \bar{V}_k \\ \bar{I}_k = \frac{-\bar{y}_{mk}}{\mu} \bar{V}_m + \bar{y}_{mk} \bar{V}_k \end{cases} \quad (\text{I.23})$$

La matrice admittance nodale du transformateur est donnée par :

$$\bar{Y}_{transf} = \begin{pmatrix} \frac{\bar{y}_{mk}}{\mu^2} & \frac{-\bar{y}_{mk}}{\mu} \\ \frac{-\bar{y}_{mk}}{\mu} & \bar{y}_{mk} \end{pmatrix} \quad (\text{I.24})$$

d) Modélisation des charges

Les charges sont modélisées comme montrées dans la (Fig.I.16) [9], par des puissances constantes indépendantes de la tension nodale données par

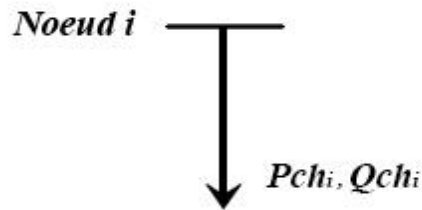
$$\bar{S}_{chi} = P_{chi} + j Q_{chi} \quad (\text{I.25})$$

Avec,

\bar{S}_{chi} : Puissance apparente complexe au nœud i

P_{chi} : Puissance active

Q_{chi} : Puissance réactive (elle peut être positive ou négative selon la charge est de nature inductive, respectivement, capacitive).

**Fig. I. 16 : Modèle de la charge**

I.9 Conclusion

Dans ce chapitre on a fait une présentation générale du réseau électrique, avec l'étude de ses différents composants nécessaire à la production, au transport, à la distribution et à la livraison de l'énergie électrique.

Le but premier d'un réseau d'énergie est de pouvoir alimenter les consommateurs selon leur demande. Comme on ne peut pas encore stocker économiquement et en grande quantité l'énergie électrique, il faut pouvoir maintenir en permanence l'égalité :

Production = Consommation + pertes

Le réseau électrique doit permettre de livrer aux utilisateurs un bien de consommation adapté à leurs besoins, caractérisé par :

- Une puissance disponible, fonction des besoins quantitatifs du client ;
- Une tension fixée, fonction de cette puissance et du type de clientèle ;
- Une qualité traduisant la capacité à respecter les valeurs et la forme prévues de ces deux paramètres et à les maintenir dans le temps.



Chapitre II

*Capacité nationale de production
d'énergie électrique*

II.1 Introduction

L'accès à l'électricité constitue un enjeu majeur du développement social et économique en Algérie.

Dans ce chapitre nous allons voir l'évolution du parc de production national nous décrirons la croissance de la consommation et la hausse vertigineuse des besoins électriques qui montrent la nécessité de créer des installations de production conséquentes. Ces conditions devraient militer en faveur d'une certaine attractivité du marché algérien notamment dans le domaine de la production électrique.

En ce qui concerne les potentialités, nous avons axé notre travail sur les énergies renouvelables (Solaire, éolienne, biomasse, hydraulique, géothermiques,...) car les contraintes environnementales et économiques exigent ce choix.

II.2 Les principaux acteurs du marché de production de l'électricité en Algérie

II.2.1 Les producteurs

➤ Actuellement, l'Algérie compte sept (7) opérateurs pour la production de l'électricité :

- Sonelgaz Production Electricité (SPE) qui détient 40% de la production nette.

Les producteurs indépendants d'électricité (IPP) qui représentent 54% [12] de la production nette et qui se sont répartis entre :

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

Comme on trouve aussi quelques producteurs autonomes qui produisent environ 6% de la production totale.

II.2.2 Gestionnaires et les opérateurs du réseau électrique

- Un Gestionnaire du Réseau de Transport Électrique (GRTE) : Les infrastructures de transport sont sous la responsabilité du GRTE, il est chargé de l'exploitation, de la maintenance et du développement du réseau.
- Un Opérateur du Système Électrique (OS) (Dispatching) : La conduite du système est assurée par l'OS chargé de la coordination du système de production - transport de l'électricité et veille en particulier à l'équilibre permanent entre l'offre et la demande. Son rôle est avant tout d'assurer la sécurité de fonctionnement du réseau interconnecté.
- Un opérateur du marché (OM), chargé de la gestion de l'équilibre offre / demande d'électricité. Son rôle est essentiellement de recueillir les offres de vente, les offres d'achat, et de faire l'adéquation entre ces offres et de communiquer à tous les acteurs du marché les résultats de cette adéquation. Il s'agit d'une organisation de marché de type Bourse Volontaire. [13]

II.2.3 Les distributeurs

- Quatre (04) Entreprises régionales de Distribution :
 - Sonelgaz Distribution d'Alger (SDA)
 - Sonelgaz Distribution Centre (SDC)
 - Sonelgaz Distribution Est (SDE)
 - Sonelgaz Distribution Ouest (SDO)

Actuellement, la Sonelgaz est le seul fournisseur d'électricité (produite par Sonelgaz ou par des producteurs indépendants), activité qu'elle exerce à travers de ses filiales de distributions. Cependant, la régulation permet par décret, l'approvisionnement des clients éligibles par des fournisseurs indépendants. C'est le cas de la centrale hybride (gaz naturel - CSP) de Hassi R'mel qui commercialisera son produit à la Sonatrach.

II.2.4 Les clients

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

II.3 Capacité de production et potentialités en énergie électrique

II.3.1 Les centrales de production nationale

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

Tableau II. 1: Les centrales de production nationale et leurs capacités.

Type de la centrale	Nom de la centrale	Puissance nette nominale (MW)	Energie primaire (Combustible)	Site
Turbine à gaz (TG)	Adrar	100	Gaz	Adrar
	Bab Ezzouar	108	Gaz	Alger
	Annaba	80	Gaz	Annaba
	Boufarik	96	Gaz	Blida
	Larbaa	500	Gaz	Blida
	Tilghemt	200	Gaz	Laghouat
	SKB	500	Gaz	Alger
	M'Sila	730	Gaz	M'Sila
	Kahrama	318	Gaz	Oran
	Hassi Messaoud I	120	Gaz	Ouargla
	Hassi Messaoud II	200	Gaz	
	Hassi Messaoud Sud	72	Gaz	
	Hassi Messaoud Ouest	492	Gaz	
	F'Krina	300	Gaz	Oum el Bouaghi
	Relizane	465	Gaz	Relizane
	Tiaret I & II	420	Gaz	Tiaret
Total	/	4701	/	/
Thermiques à vapeur (TV)	Ras Djinet	672	Gaz/ Diesel	Boumerdes
	Jijel	588	Gaz/ Diesel	Jijel
	Marsat	840	Gaz/ Diesel	Oran
	Ravin Blanc	133	Gaz/ diesel	Oran
	Skikda3833	262	Gaz/ Diesel	Skikda
	Hamma II	418	Gaz/ Diesel	Alger
	Berrouaghia	500	Gaz	Media
	Touifza	220	Gaz	Nâama
	Marsat El Hadjadj	200	Gaz	Oran
Total	/	3833	/	/
Cycles Combinés (CC)	Hadjret Ennous	1227	Gaz	Tipaza
	SKS Skikda	880	Gaz	Skikda
	Koudiet Eddraouch	1200	Gaz	El Taref
	M'Sila	500	Gaz	M'Sila
	Targa	1200	Gaz	Aïn Timouchent
Total	/	5007	Gaz	/
Centrale Hydrauliques	Darguina	71.5	Eau	Bejaia
	Ighil Emda	24	Eau	Kherrata
	Mansouria	100	Eau	Jijel
	Erraguene	16	Eau	Jijel
	Souk El Djemaa	8.085	Eau	Tizi Ouzou
	Tizi Meden	4.458	Eau	Tizi Ouzou
	Ighzernchebel	2.712	Eau	Tizi Ouzou
	Ghrib	7.000	Eau	Ain Defla
	Gouriet	6.425	Eau	Tizi Ouzou
	Bouhanifia	5.700	Eau	Mascara
	Oued Fodda	15.600	Eau	Chlef
	Beni Behdel	3.500	Eau	Tlemcen
	Tessala	4.228	Eau	Mila
Total	/	269.208	Eau	/
Centrales Hybride	Hassi R'mel	150	Gaz-Solaire	Laghouat

II.3.2 Potentiels énergétique

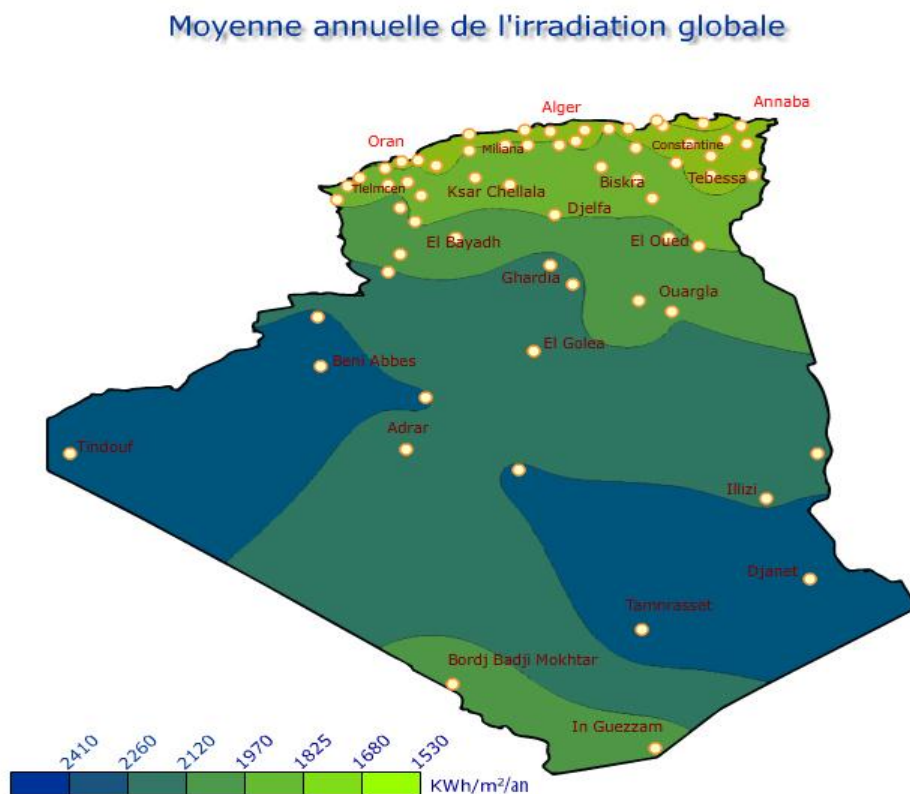
II.3.2.a) Energie Solaire

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaire les plus élevés au monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m² est de l'ordre de 5 KWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 KWh/m²/an au Nord et 2650 kWh/m²/an au Sud du pays. [14]

Tableau II. 2 : Potentiel Solaire en Algérie.

Régions	Région coutière	Hauts Plateaux	Sahara
Surface (%)	4	10	86
Temps d'enseillement (h/an)	2650	3000	3500
Energie reçue (KWh/m ² /an)	1700	1900	2650

Source : Ministère de l'énergie et des mines algérienne



Source : CDER

Fig. II. 1 : Cartes de l'irradiation globale et de l'enseillement en Algérie

II.3.2.b) Potentiel Eolien

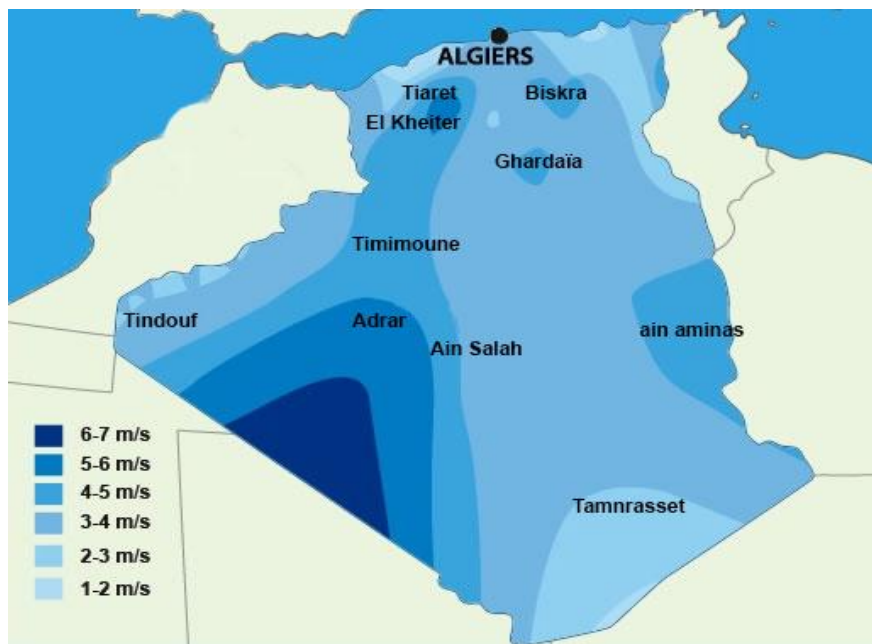
La ressource éolienne en Algérie varie beaucoup d'un endroit à un autre. Ceci est principalement dû à une topographie et un climat très diversifiés. En effet, notre vaste pays, se subdivise en deux grandes zones géographiques distinctes.

Le Nord méditerranéen est caractérisé par un littoral de 1200 km et un relief montagneux, représenté par les deux chaînes de l'Atlas tellien et l'Atlas saharien. Entre elle, s'intercalent des plaines et les hauts plateaux de climat continental.

Le sud, quant à lui, se caractérise par un climat saharien.

La carte représentée ci-dessous montre que le sud est caractérisé par des vitesses plus élevées que le Nord, plus particulièrement dans le sud-ouest, avec des vitesses supérieures à 4 m/s et qui dépassent la valeur de 6 m/s dans la région d'Adrar

Concernant le Nord, on remarque globalement que la vitesse moyenne est peu élevée. On note cependant, l'existence de microclimats sur les sites côtiers d'Oran, Béjaïa et Annaba, sur les hauts plateaux de Tiaret et El Kheiter (wilaya d'El Bayadh) ainsi que dans région délimitée par Béjaïa au Nord et Biskra au Sud. [14]



Source : CDER

Fig. II. 2 : Tracé des vitesses moyennes du vent à 10 m du sol en Algérie.

II.3.2.c) Potentiel de l'Energie Géothermique

En Algérie, les études en géothermie ont été menées principalement sur le Nord algérien ; Ces études montrent que le Nord de l'Algérie compte un nombre important de sources thermales. Près de 200 sources ont été inventoriées et elles sont réparties à travers tout le territoire Nord algérien, majoritaires au Nord-Est (Tableau II.2). Parmi les plus importantes, nous pouvons citer Hammam Meskhoutine (98 °C) à Guelma, Hammam Boutaleb (52 °C) à Sétif et Hammam Bouhanifia (66 °C) à Mascara.

Trois zones à fort gradient géothermique sont mises en évidence; au Nord-Ouest, au Nord-Est et au Centre Nord de l'Algérie, plus particulièrement dans les régions de l'Oranie, de la Kabylie et du Constantinois. [15]

Tableau II. 3: Caractéristiques de quelques sources thermales du Nord de l'Algérie [15]

Sources thermales	Région	Température (°C)	Débit (litre/seconde)
H. Chellala	Guelma	98	100
H. Bou Hadjar	Ain Témouchent	66.5	-
H. Bouhanifia	Mascara	66	-
H. Boutaleb	Sétif	52	-
H. Essalihine	Khenchela	70	-
H. Salhine	Skikda	55	-
H. Sidi Bou Abdellah	Relizane	51	-
H. Delaa	M'sila	42	-
H. Rabi	Saïda	47	-
H. Sillal	Bejaia	46	-
H. Ben Haroun	Constantine	42	10

En plus des nombreuses sources thermales dans le Nord du pays, il existe dans le Sud algérien et plus exactement dans le Sahara septentrional, une importante réserve en eau thermale qui est la nappe du continental intercalaire (Fig. II. 2)

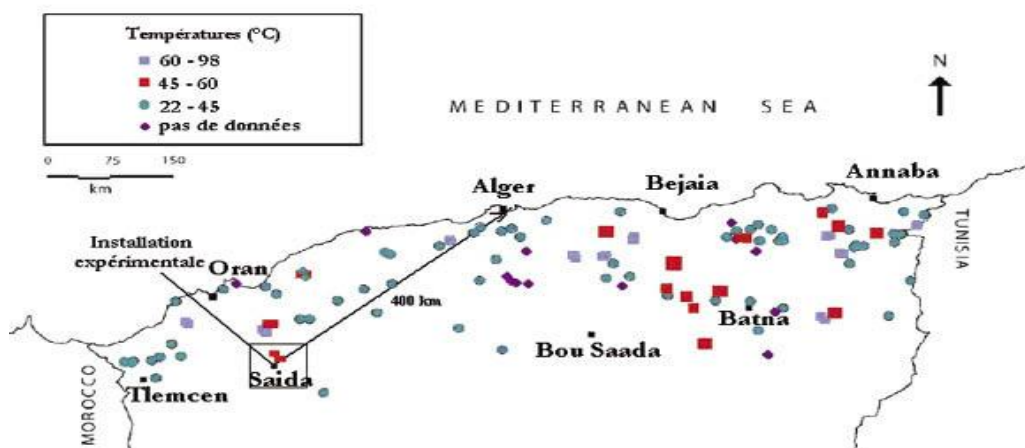


Fig. II. 3: Carte représentant les nappes du Continental Intercalaire et du Complexe Terminal

II.3.2.d) Potentiel de l'Hydroélectricité

Le pays est divisé en cinq bassins hydrographiques regroupant les 19 bassins versants du pays (tableau II.3). Les ressources en eau superficielles renouvelables internes totalisent environ 9,8 km³/an pour l'ensemble du pays dont le Sahara, bassin le plus important par la surface, ne renferme que 0,6 km³. Les ressources en eau souterraine renouvelables contenues dans les nappes du nord du pays sont estimées à près de 1,5 km³/an. Ces nappes sont alimentées essentiellement par les précipitations dont la répartition demeure irrégulière à la fois dans le temps et dans l'espace. Le sud du pays se caractérise par l'existence de ressources en eau souterraines très importantes provenant des nappes du continental intercalaire et du complexe terminal. Si l'on considère qu'il n'existe pas de partie commune entre eaux de surface et eaux souterraines, les ressources totales renouvelables internes s'élèvent à 11,3 km³/an, les ressources exploitables sont évaluées à 7,9 km³/an.

Tableau II. 4: Bassins versants par bassins hydrographiques [16]

Bassins hydrographiques	Superficie en km ²	Bassins versants
Oranie- Chott Chergui	77 169	Côtiers oranais Macta Tafna Chott Chergui
Chélif - Zahrez	56 227	Côtiers Dahra Chélif Chott Zahrez
Algérois – Hodna- Soummam	47 431	Côtiers algérois Sébaou Isser Soummam Chott Hodna
Constantinois-Seybousse- Mellegue	44 348	Côtiers constantinois Kébir Rhumel Medjerdah Mellegue Seybousse Haut plateaux Constantinois
Sahara	2 018 054	Sahara Chott Melghir

Le bilan hydrologique moyen annuel de l'Algérie du Nord fait ressortir un déficit d'écoulement qui atteint 87 % alors que 13 % seulement des précipitations profitent à l'écoulement. [17]

Sur l'ensemble du territoire, les ressources en eau se répartissent comme suit :

- 12 milliards m³ dans les régions Nord : 10 milliards m³ (écoulements superficiels),
2 milliards m³ (ressources souterraines) ;

- 5,2 milliards m³ dans les régions sahariennes : 0,2 milliards m³ (écoulements superficiels), 5 milliards m³ (ressources souterraines).

L'Algérie dispose présentement de soixante-six barrages pour une capacité de stockage de près de 7 milliards m³. Ce nombre devrait croître (19 nouveaux barrages programmés au titre du Plan quinquennal 2010-2014) pour permettre de régulariser, au final, la moitié de l'apport total des oueds, soit 5 milliards m³ par an pour une capacité installée avoisinant les 10 milliards. [17]

II.3.2.e) Le Potentiel de la Biomasse

i) Potentiel de la forêt

L'Algérie se subdivise en deux parties :

- Les régions selvatiques qui occupent 25.000.000 hectares environ, soit un peu plus de 10% de la superficie totale du pays.
- Les régions sahariennes arides couvrant presque 90% du territoire.

Dans le nord de l'Algérie, qui représente 10 % de la surface du pays, soit 2 500 000 hectares, la forêt couvre 1 800 000 hectares et les formations forestières dégradées en maquis 1 900 000 hectares. [14]

Le pin maritime et l'eucalyptus sont des plantes particulièrement intéressantes pour l'usage énergétique : actuellement elles n'occupent que 5% de la forêt algérienne.

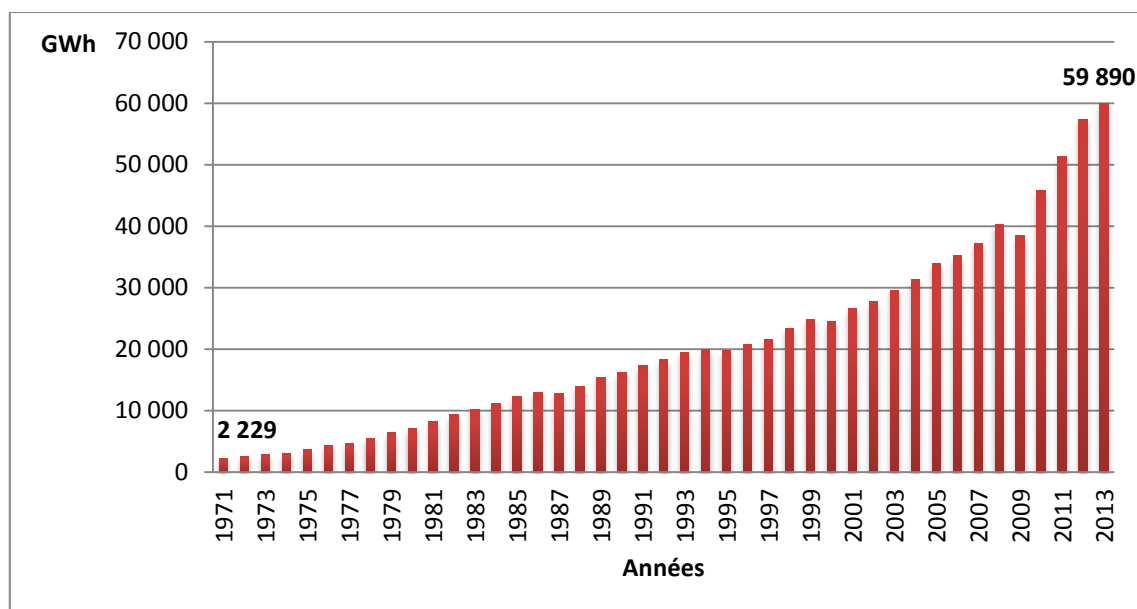
ii) Potentiel énergétique des déchets urbains et agricoles

La valorisation des déchets organiques et principalement des déjections animales pour la production du biogaz pourrait être considérée comme une solution économique, décentralisée et écologique avec une autonomie énergétique qui permettra un développement durable des zones rurales. [14]

II.4 Evolution de La production et de la consommation électrique

II.4.1 La production

La production algérienne de l'énergie électrique a connu une forte évolution, et cela est engendré par le développement démographique, économique, social..., et cela est affirmé par la figure suivante :



Source : Banque Mondiale

Fig. II. 4 : Evolution de la production d'électricité en GWh.

Pour l'année 2013, la production totale d'énergie électrique a atteint 59 890 GWh qui a été donnée par les différentes types de centrales comme le montre le tableau suivant :

Tableau II. 5 : Répartition de la production par type des centrales en 2013. [18]

1- Par Type de production	Production (GWh)	Structure (%)
Turbine Vapeur	9 582	16
Cycle Combiné	30 255	50.52
Turbine Gaz	14 829	24.75
Hydraulique	99	0.17
Diesel	228	0.38
Centre Hybride	1 155	1.93
Production Autonome	3 742	6.25
Production Totale	59 890	100

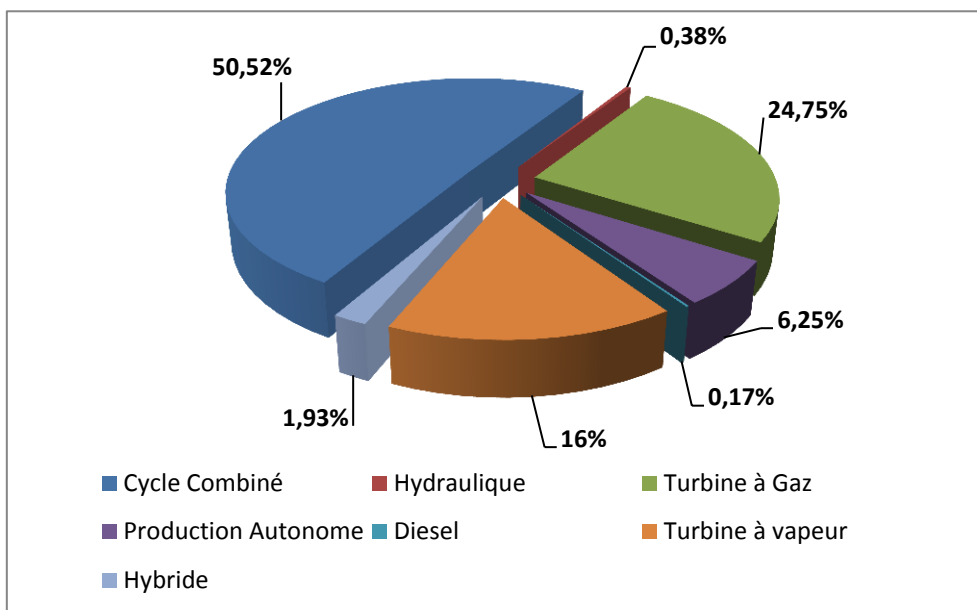


Fig. II. 5 : La production par type de centrale pour l'année 2013.

Tableau II. 6 : Répartition de la production par producteur pour l'année 2013. [18]

2- Par Producteur	Production (GWh)	Structure (%)
SPE	23 632	40
Producteurs Indépendants (Kahrama, SKD, SKS, SKT, ...)	32 516	54
Producteurs Autonomes	3 742	6
Production Totale	59 890	100

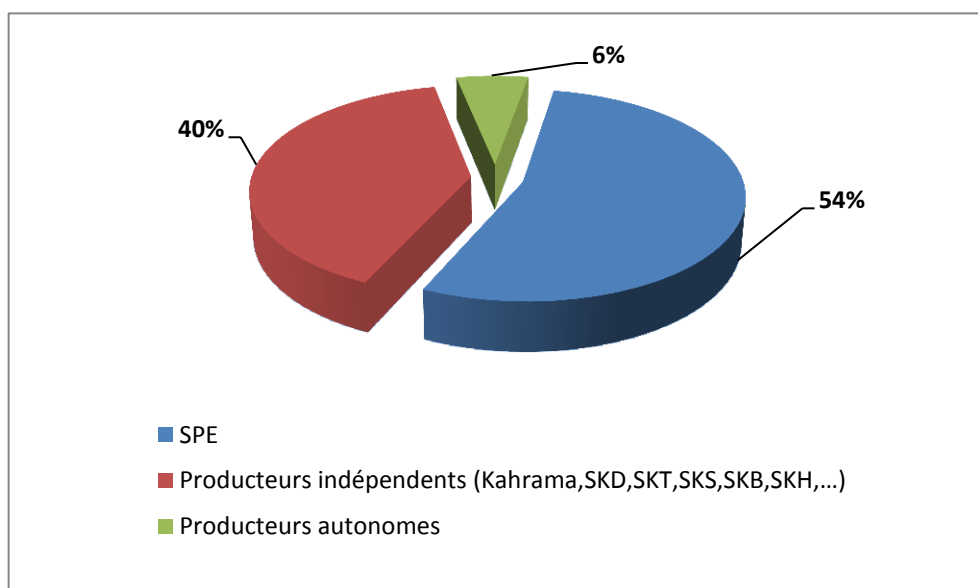


Fig. II. 6 : La production par types de producteurs pour l'année 2013.

Le groupe Sonelgaz a annoncé que la capacité de production installée d'électricité en Algérie a atteint 15,16 GW en 2013 contre 12,94 GW une année auparavant, soit une évolution de 14,64%. [19]

L'année 2013 qui a connu le lancement du plan de renforcement des capacités de production d'électricité a été également marqué par l'acquisition, par les filiales de Sonelgaz, d'une cinquantaine d'installations et équipements de production d'électricité totalisant une puissance de 650 MW.

L'augmentation a concerné : [19]

- La mise en service de 32 centrales turbines à gaz mobiles d'une puissance globale de 616 MW et de quatre (4) centrales turbines à gaz (20 MW).
- La mise en production de la centrale de Koudiet Draouche dans la wilaya d'El Tarf a permis, quant à elle, de mettre en place une puissance supplémentaire de 1,2 GW.

De même, la nouvelle filiale de Sonelgaz en charge des réseaux isolés du sud et des énergies renouvelables (SKTM) a, de son côté, contribué avec une puissance de près de 30 MW provenant de 13 groupes diesel, dont 12 autonomes sur site et une mobile.

Au total, 63 installations et équipements de toutes tailles de production ont été mis en service avec une capacité totale de 1,88 GW, selon le bilan de Sonelgaz.

L'année 2013 a été caractérisée par le renforcement du parc de production de la filiale SPE comme suit : [19]

- Quatre (04) TG à la centrale TG mobiles d'Amizour (92 MW)
- Quatre (04) TG mobiles à la centrale d'El Oued (92 MW)
- Quatre (04) TG mobiles à la centrale de Hassi Messaoud Ouest (92 MW)
- Douze (12) TG mobiles à la centrale de M'Sila 4 (260 MW)
- Douze (12) TG mobiles à la centrale de F'Kirina (260 MW)
- Deux (02) TG mobiles à la centrale d'Adrar (46 MW)
- 6ème TG à la centrale d'In Amenas (05 MW)
- Trois (03) TG à la centrale d'Illizi (15 MW).

2013 a connu aussi l'ouverture des chantiers de réalisation de quinze ouvrages de production pour le compte de SPE [19]. Il y a lieu de citer en particulier les ouvrages importants notamment pour le réseau interconnecté nord :

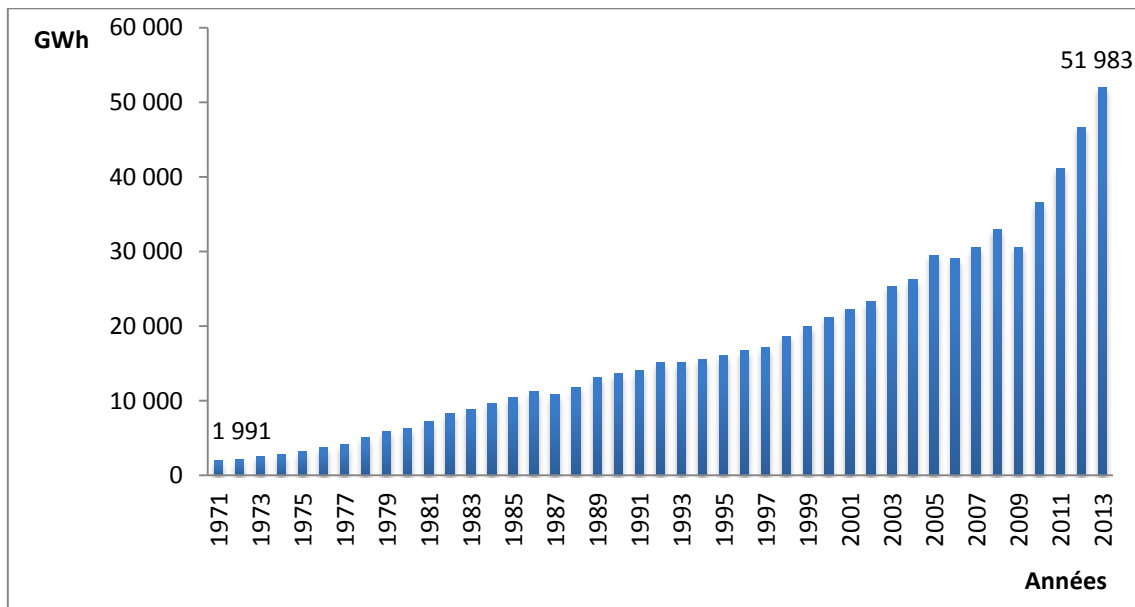
- Centrales TG : Hassi R'Mel (1) 300 MW, Boufarik 600 MW, Oumache (Biskra) 600 MW et Hassi R'Mel (2) 600 MW,
- Centrales TG mobiles : F'Kirina (240 MW), M'Sila (240 MW), Amizour (156 MW), 20 turbines à gaz mobiles d'une puissance globale de 393 MW pour les sites de Béni Mered, Boufarik, Ouargla et M'Sila, 18 TG mobiles de 17 MW chacune pour le site d'Adrar (2*17MW),

- Centrales en cycle combiné : Jijel (1 300 - 1 600 MW), Ras Djinet (1 131 MW), Ain Arnat (1 015 MW).

II.4.2 La consommation

La consommation a toujours connue une évolution mais c'est en 2013 qu'on enregistre le plus haut niveau 51 983 GWh et c'est en 1971 qu'on enregistre le plus bas niveau 1 991 GWh.

Le changement enregistré entre la première et la dernière année est de 2611%. Sur la base de ces informations, on peut estimer qu'en 2015 une forte consommation. Cette prévision présente un niveau de fiabilité élevé puisque les variations des 44 années présentent une structure relativement linéaire, comme le montre la figure suivante :



Source : Banque Mondiale

Fig. II. 7 : Evolution de la consommation de l'énergie électrique en GWh.

II.5 Evolution du réseau de transport et de distribution

Depuis les années 2000, le développement du réseau de transport d'électricité fait partie des priorités de l'Algérie. Il est en phase d'extension car il doit répondre à la forte augmentation de la demande en électricité. Les principaux besoins en électricité sont domestiques, liés :

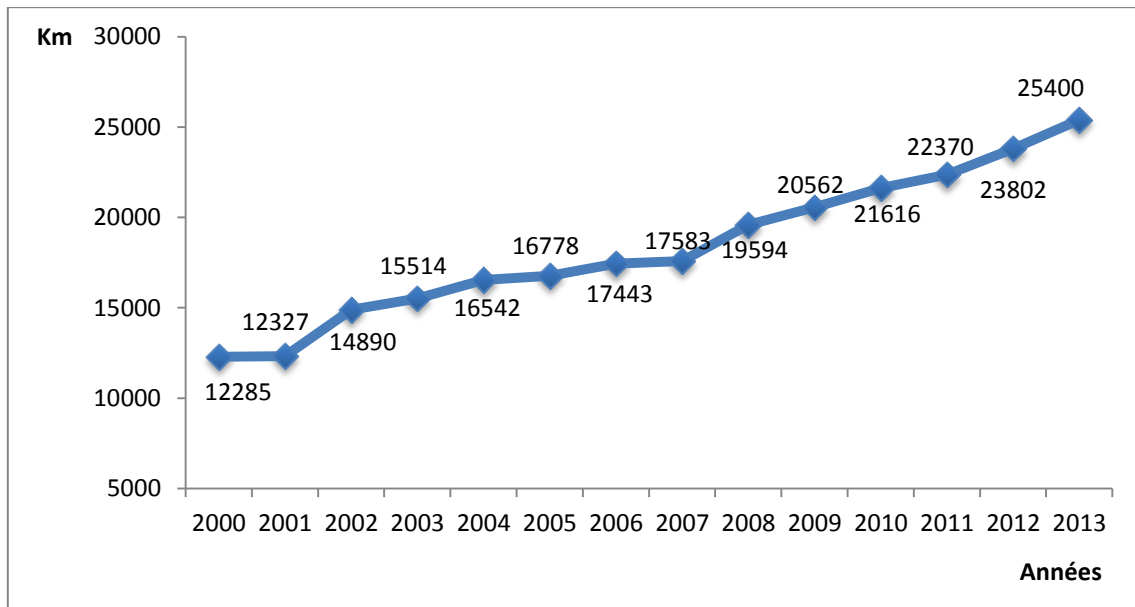
- A l'accroissement de la population (celle-ci a plus que triplé en 50 ans, et le taux de croissance de 1,2% par an);
- Au changement des habitudes de consommation avec l'usage des appareils électriques modernes (climatiseurs, équipements multimédia et ménagers...).

L'Algérie dispose des ressources en hydrocarbures importantes, et les centrales au gaz naturel représentent environ 95% de sa puissance électrique installée. Aujourd'hui, il faut développer les lignes et les postes électriques, qui raccordent les centrales de production aux lieux de consommation. Au total, depuis 2006, près de 17 000 km de nouvelles lignes HT et THT ont été réalisés ou en voie de réalisation. Le développement du réseau de transport concerne à la fois le développement des réseaux haute tension (60 et 220 kV), et la création d'un réseau à très haute tension (400 kV).

La structure du réseau électrique nationale se décompose en trois systèmes [20] :

- **Le Réseau Interconnecté National (RIN)** : s'étalant sur le nord du pays et couvrant les régions de Béchar, Hassi Messaoud, Hassi R'Mel et Ghardaia, est alimenté par une quarantaine de centrales de production d'électricité, reliées entre elles à travers un réseau de transport en 220 kV et 400 kV, permettant le transfert d'énergie des sites de production vers les centres de consommation.
- **Le Pôle In Salah – Adrar – Timimoun** : Ce pôle est alimenté par les centrales Turbines à Gaz d'Adrar et d'In Salah, interconnectées à travers un réseau 220 kV s'étalant d'In Salah à Timimoun via Aoulef et Adrar.
- **Les Réseaux Isolés du Sud** : Il s'agit de 26 sites du grand sud, alimentées par des réseaux locaux à travers des groupes diesels ou des TG compte tenu des distances mises en jeu et des niveaux de consommation relativement faibles .

La longueur totale du réseau national de transport de l'électricité, tous niveaux de tensions confondus (60 à 400 kV), dont la gestion est confiée au GRTE est estimée à fin 2013 à 25 400 km. L'évolution de la longueur du réseau de transport électrique en Km période 2000 – 2013 est donnée par la figure suivante :



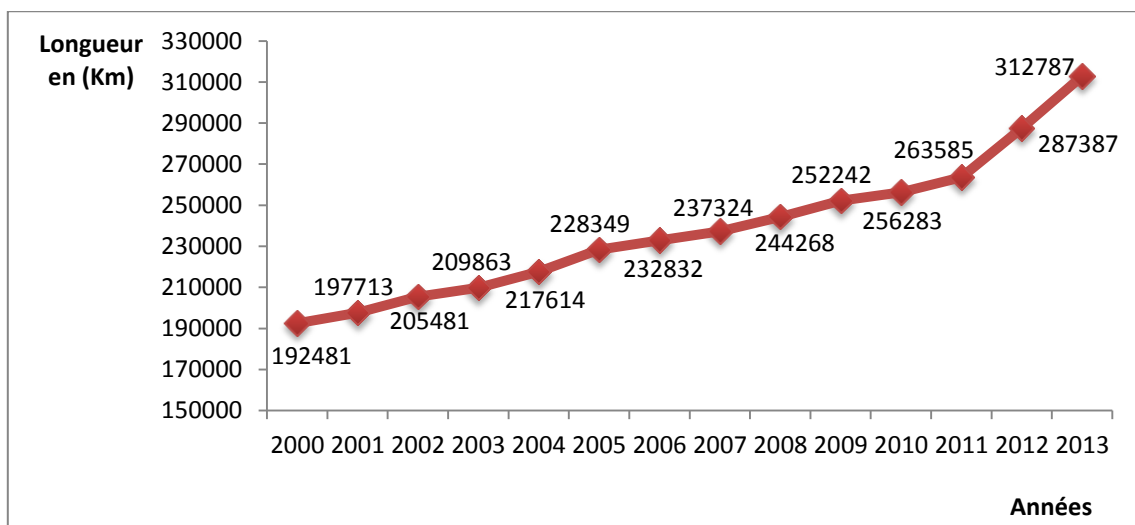
Source : Ministère de l'énergie et des mines Algérienne

Fig. II. 8 : Evolution annuelle de la longueur du réseau transport électricité en km.

Le programme de développement en moyens de production et transport d'électricité doit s'accompagner du renforcement du réseau de distribution (lignes MT/BT et postes), pour assurer la fiabilité de l'approvisionnement et de la distribution de l'énergie électrique et garantir une meilleure qualité de service pour les citoyens.

A fin 2013, la longueur totale du réseau national de distribution de moyenne et basse tension de l'électricité, a été atteint 312 787 km.

La figure ci-dessous donne l'évolution de la longueur du réseau de distribution électrique en Km sur la période 2000 - 2013.



Source : Ministère de l'énergie et des mines Algérienne

Fig. II. 9 : L'évolution de la longueur du réseau de transport électricité en km.

II.6 Conclusion

On constate clairement que la production de l'énergie électrique évolue positivement, une évolution qui demeure indispensable et imposée par la consommation qui est de plus en plus importante vue le critère économique, sociale, démographique et parfois météorologique. Le renforcement des capacités de production d'électricité et la satisfaction de la demande, sont liés directement au développement d'infrastructures électriques et l'augmentation de la puissance de ses installations de production électrique.

Le choix d'un système de production n'est pas fortuit, mais nécessitant une étude technico-économique et qui dépend de nombreux facteurs spécifiques à chaque pays : le niveau de développement, l'accès aux ressources, la situation géographique et le besoin en énergie qui se traduit en matière de disponibilité et de puissance fournie.



Chapitre III

*Analyse des séries chronologiques et
des processus aléatoire*

III.1 Introduction

Dans l'immédiat, le problème énergétique de l'Algérie est un problème qui se pose en terme de stratégie de valorisation de ses ressources pour les besoins du développement du pays, de choix d'une véritable politique énergétique à long terme et de définition immédiate d'un modèle cohérent de consommation énergétique couvrant le court et le moyen terme, avant la date fatidique de l'épuisement de ses ressources fossiles stratégiques. L'industrie de l'énergie électrique dans la plupart des pays, est en train de changer, d'une approche opérationnelle centralisée vers une approche concurrentielle.

Pour l'Algérie dans de telles conditions de concurrence, la prévision devient un outil puissant dans la recherche de satisfaire la demande, de sureté de fonctionnement et de rendements plus élevés.

La maîtrise ou même une compréhension du phénomène de consommation d'énergie électrique, permettra une prévision garantissant l'équilibre physique global entre l'offre et la demande à l'échelle du pays. De sa qualité dépendent le niveau des marges d'exploitation nécessaires et plus largement la sûreté du système.

Dans cette partie nous allons faire une initiation à l'étude des séries chronologiques, et ensuite nous allons voir les différents processus aléatoires, et enfin on termine avec une définition du modèle de prévision de Box-Jenkins.

III.2 Introduction à l'étude des séries chronologiques

Les modèles utilisant les séries chronologiques sont des outils de prévision adéquats autant que la demande ait montré un élément stable dans le temps.

Parfois, un patron n'est pas apparent lors de l'analyse des données. Celles-ci peuvent Toutefois être décomposées de manière à révéler des patrons qui facilitent la projection des données dans le futur. Voici les quatre composantes généralement reconnues pour les séries chronologiques [21] :

- Tendance
- Saisonnalité
- Cycle
- Aléas

III.2.1 Définition d'une série chronologique

Une série chronologique est une séquence de données récoltées à intervalles de temps réguliers et présentées dans leur ordre chronologique. Une séquence de données sur la consommation journalière, hebdomadaire, mensuelle ou annuelle de l'énergie électrique est un exemple de série chronologique.

III.2.1.1 Tendance

La tendance est le mouvement général vers le haut ou vers le bas du niveau moyen de la demande dans le temps. Un historique de données couvrant plusieurs années est souvent nécessaire afin de déterminer les tendances. Parmi les facteurs susceptibles d'expliquer une tendance, on retrouve les avancées technologiques, un changement de productivité, de consommation, d'inflation et l'évolution de la population...etc.

Les tendances peuvent être linéaires ou non linéaires. Le patron d'une tendance linéaire peut être représenté par une ligne droite. Celui d'une tendance non linéaire pourra être associé par exemple à une fonction quadratique ou à une courbe exponentielle.

III.2.1.2 Saisonnalité

La composante saisonnière est une fluctuation de la demande au-dessus et au-dessous de la tendance et qui se répète à intervalles réguliers. La demande pour plusieurs produits ou services varie selon la température (chaude en été et froide en hiver) et se répète à chaque année.

La demande de bois d'œuvre pour la construction résidentielle est plus grande au printemps et à l'été qu'en hiver. Les patrons dits 'saisonniers' peuvent aussi se répéter chaque semaine, chaque mois ou selon d'autres intervalles. La demande en électricité, par exemple,

présente un patron saisonnier journalier car la demande en électricité n'est pas la même le jour que la nuit.

III.2.1.3 Cycle

Les cycles sont similaires aux composantes saisonnières, à l'exception que l'amplitude et la longueur des cycles (plus d'un an) peuvent varier dans le temps. Ces mouvements sont souvent associés aux cycles économiques (inflation, récession, chômage, prospérité, etc.) et c'est pourquoi plus de 15 ou 20 ans de données sont nécessaires à la détermination de la composante cyclique.

III.2.1.4 Aléas

La composante aléatoire est une suite de petits mouvements qui ne suivent aucun patron reconnaissable. Ces aléas sont causés par des événements imprévisibles ou qui ne se répètent pas dans le temps tels que, par exemple, des inondations, des guerres, des grèves, des élections, l'adoption de lois, les déconnexion des phases, les courts-circuits... etc.

III.2.1.5 Décomposition

Une série chronologique peut se subdiviser selon les quatre composantes pour faciliter la prévision.

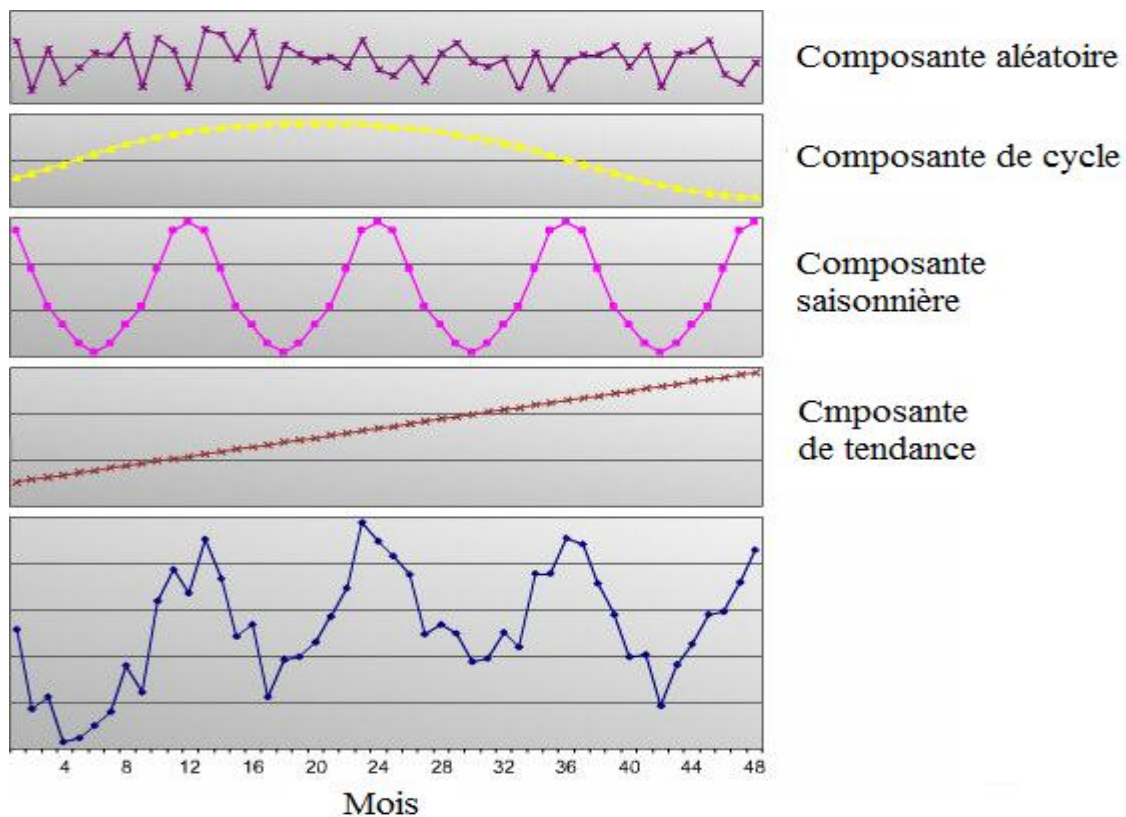


Fig. III. 1 : Graphique des quatre composantes d'une série chronologique.

III.2.2 Notation d'une série chronologique :

Une série chronologique (on dit aussi chronique ou série temporelle) est une succession d'observations d'une même grandeur au cours du temps. On appelle une série chronologique toute suite d'observations $(X_t : t \in T)$ indexées par un ensemble T (le temps), qui peut être selon les cas l'heure, le jour, le mois, l'année etc... avec $t=1, \dots, n$. Le nombre n est appelé la longueur de la série. [22]

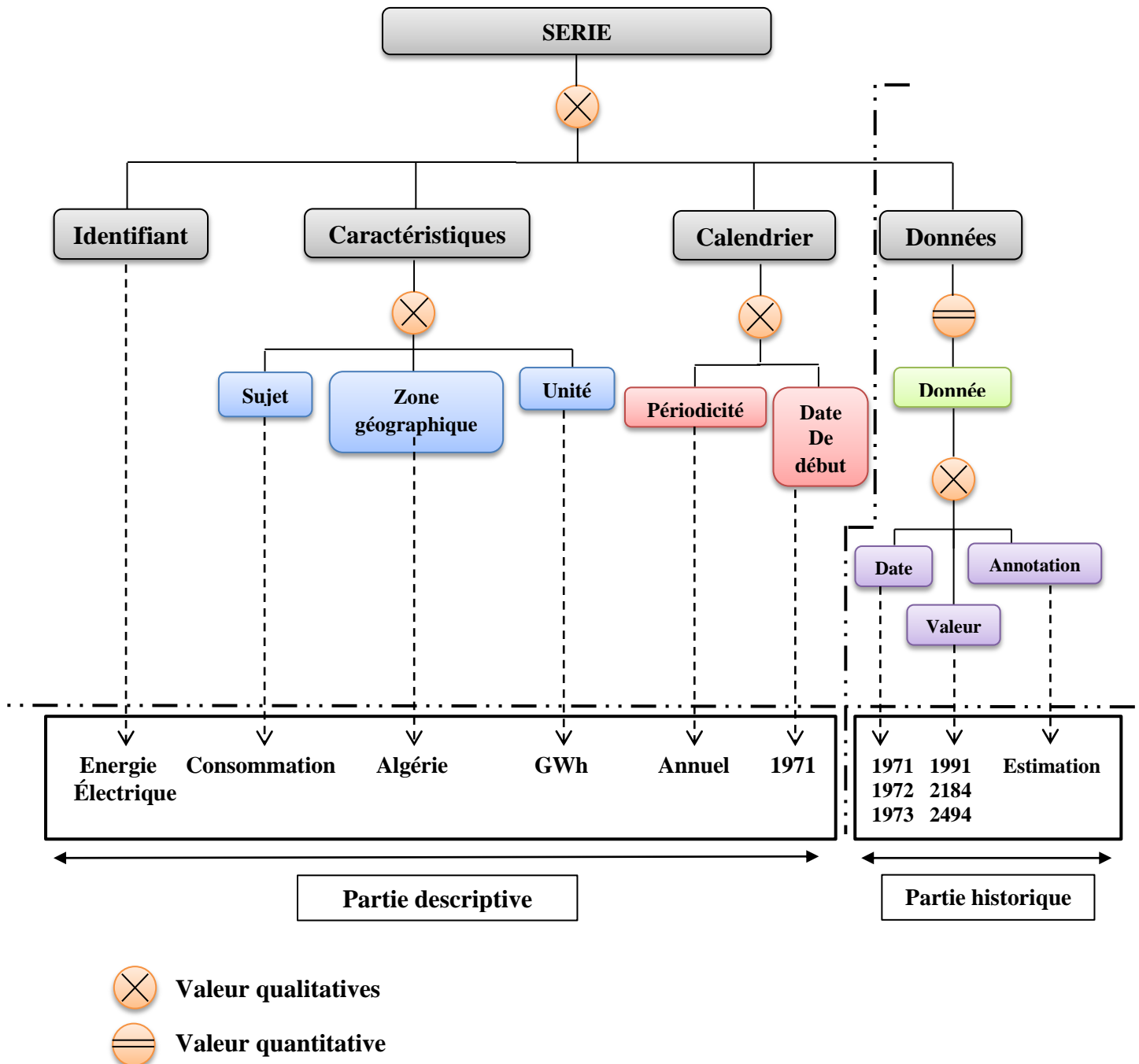


Fig. III. 2 : Modèle de données général d'une série chronologique [22]

III.2.3 Caractéristiques et propriétés statistiques d'une série chronologique

L'emploi de méthodes d'inférence statistique conduit à interpréter chaque observation x_t comme réalisation d'une variable aléatoire X_t ; et la chronique $\{x_1, \dots, x_n\}$ comme réalisation d'un processus aléatoire $\{X_1, X_2, X_3, \dots, X_T\}$. Il est donc bien utile de disposer de quelques indices numériques qui résument une série :

III.2.3.1 Indices de tendance centrale

Dans ce travail, c'est la moyenne qui sera systématiquement utilisée.

$$\bar{x}_n = \frac{\sum_{j=1}^n x_j}{n} \quad (\text{III.1})$$

III.2.3.2 Indices de dispersion

Les plus courants sont la variance empirique :

$$Var(x) = \frac{\sum_{j=1}^n (x_j - \bar{x}_n)^2}{n} \quad (\text{III.2})$$

Où l'écart type empirique qui est la racine carrée de la variance empirique : $\sigma = \sqrt{Var(x)}$ indiquant la dispersion des observations autour de leur indice de tendance centrale, ils ont une très grande utilité dans l'étude des chroniques.

III.2.3.3 Indices de dépendance

On se limite dans ce point par l'étude de l'Auto-covariances et l'Autocorrélations.

- **Auto-covariances**

Ces indices $\gamma_1, \gamma_2, \dots$ donnent une idée de la dépendance entre les données :

$$\gamma(1) = \frac{\sum_{j=1}^{n-1} (x_j - \bar{x}_n)(x_{j+1} - \bar{x}_n)}{n} \quad \Leftrightarrow \text{La dépendance entre deux données successives,}$$

$$\gamma(2) = \frac{\sum_{j=1}^{n-2} (x_j - \bar{x}_n)(x_{j+2} - \bar{x}_n)}{n} \quad \Leftrightarrow \text{La dépendance entre deux données écartées de deux unités de temps,}$$

$$\gamma(k) = \frac{\sum_{j=1}^{n-k} (x_j - \bar{x}_n)(x_{j+k} - \bar{x}_n)}{n} \quad \Leftrightarrow \text{La dépendance entre deux données écartées de k unités de temps}$$

D'après ce principe, on peut facilement remarquer que : $\gamma(0) = Var(x)$.

- **Fonction Autocorrélation :**

Ce sont les quotients des covariances par la variance :

$$\rho(k) = \frac{\gamma(k)}{Var(x)} \Rightarrow \rho(k) = \frac{\gamma(k)}{\gamma(0)} \quad (\text{III.3})$$

Évidemment $\rho(0) = 1$, si bien qu'en passant des auto-covariances aux autocorrélations on perd une information : la dispersion de la série autour de sa moyenne. Il faut garder ce fait en mémoire. Ceci dit, ce sont ces autocorrélations qui caractérisent les dépendances. Pour le voir, il faut remarquer par exemple que :

$$\rho(1) = \frac{\sum_{j=1}^{n-1} (x_j - \bar{x}_n)(x_{j+1} - \bar{x}_n)}{\sum_{j=1}^n (x_j - \bar{x}_n)^2} \quad (\text{III.4})$$

est presque le coefficient de corrélation entre la série $(x_1, x_2, \dots, x_{n-1})$ et la série décalée d'une unité de temps (x_1, x_2, \dots, x_n) . Si on veut constituer une bonne illustration de la valeur de $\rho(1)$, on peut résumer notre explication aux deux cas suivants :

Si cette autocorrélation est proche de ± 1 le nuage est allongé selon une droite, et la pente de cette droite a le signe de $\rho(1)$.

Si cette autocorrélation est plus proche de zéro le nuage est d'autant plus "arrondi".

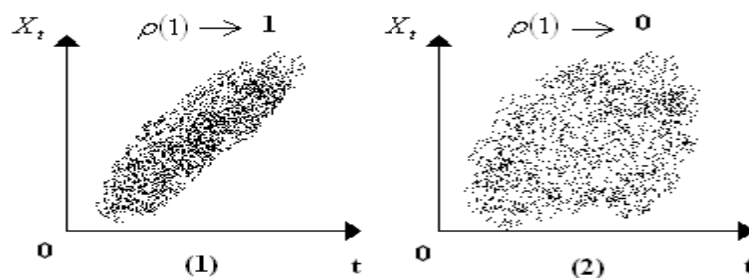


Fig. III. 3 : Représentation graphique de la valeur de l'autocorrélation.

• **Fonction d'Autocorrélation Partielle :**

L'autocorrélation partielle au décalage "k" (PACF(k)) est définie comme étant la corrélation entre deux éléments :

- Le résidu de la régression de la série X_{t+k} par les séries $X_{t+1}, X_{t+2}, \dots, X_{t+k-1}$
- Le résidu de la régression de la série X_t par les séries $X_{t+1}, X_{t+2}, \dots, X_{t+k-1}$

En d'autres termes :

$$X_{t+k} = \alpha_1 X_{t+1} + \alpha_2 X_{t+2} + \dots + \alpha_{k-1} X_{t+k-1} + U$$

$$X_t = \beta_1 X_{t+1} + \beta_2 X_{t+2} + \dots + \beta_{k-1} X_{t+k-1} + V$$

Et

$$PACF(k) = Corr(U, V) \quad (\text{III.5})$$

Il faut comprendre que l'autocorrélation partielle est la corrélation entre X_t et X_{t+k} , une fois ceux-ci expliqués par les valeurs entre eux deux, $X_{t+1}, X_{t+2}, \dots, X_{t+k-1}$.

III.3 Les processus aléatoires

On utilise le terme de processus aléatoire pour décrire une quantité variable dont le comportement ne peut pas être exprimé entièrement par une relation déterministe [23].

Appelé aussi processus stochastique, un processus aléatoire est une suite de variables aléatoires indexées dans le temps. On supposera par souci de simplicité, que les dates d'observations ne sont pas équidistantes dans ce cas des procédures plus complexes d'analyse des séries temporelles sont nécessaires).

Avant de pouvoir définir le processus aléatoire «ou stochastique», il faut bien mettre le point sur la variable aléatoire elle-même. Une variable aléatoire réelle X est une variable à valeurs réelles dont le comportement peut être décrit par une loi de probabilité. Habituellement, cette loi de probabilité est décrite par une fonction de distribution: $F_X(x) = P[X < x]$

Partant de la définition précédente, un processus stochastique sur T , telle qu'à chaque élément $t \in T$ est associée à une variable aléatoire appelée X_t . Le processus s'écrit ($X_t : t \in T$)

III.3.1 Quelques définitions et outils pour l'analyse des séries temporelles

Avant de détailler les processus aléatoire on doit définir plusieurs déterminants qui aident à différencier ces processus : les opérateurs de recul et d'avance, la stationnarité et la fonction d'autocorrélation.

III.3.1.1 Opérateur de recul B

L'opérateur de recul ou l'opérateur retard "back shift or back Ward, operator" B (ou L), il est défini comme agissant sur la série. A un instant t on fait correspondre la valeur de la série à l'instant $t-1$. On définit ainsi une nouvelle série BX comme:

$$B X_t = X_{t-1} \quad (III.6)$$

On peut appliquer plusieurs fois cet opérateur, on définit ainsi des nouvelles séries:

$$B^2 X_t = B(BX_t) = BX_{t-1} = X_{t-2} \quad et \quad B^m X_t = X_{t-m} \quad (III.7)$$

Avec m : degré de recul.

III.3.1.2 Opérateur d'avance F

Cette opérateur est défini par $F X_t = X_{t+1}$ on l'appliquant plusieurs fois des nouvelles séries sont défini ainsi:

$$F^2 X_t = F(FX_t) = FX_{t+1} = X_{t+2} \quad (\text{III.8})$$

Et en remarque que $F = B^{-1}$; on peut se contenter du seul opérateur B , ce qui permet de décrire complètement un filtre linéaire par un polynôme en B , noté (B) , auquel on peut appliquer les règles algébriques suivantes:

$$Y_t = \varphi(B) X_t \quad \text{Où } \varphi(B) = \sum_{s=-m}^n a_s B^s \quad (\text{III.9})$$

III.3.2 Différents types de processus aléatoire stationnaire

Les économètres ont mis au point toute une galerie de profils théoriques de processus temporels qui permettent de modéliser une gamme étendue de séries chronologiques. Les processus MA, AR, ou ARMA : MA désigne un processus **moyenne mobile** " Moving Average " et AR un processus **autorégressif** " Autorégressive ". Tous ces processus sont basés sur hypothèse suivante :

Hypothèse : On suppose que notre série X_t est générée à partir d'une autre série a_t qui suit une loi de Gauss de moyenne 0 et d'écart type σ_a , sous la forme:

$$X_t = \mu + a_t + \theta_t a_{t-1} + \theta_{t-1} a_{t-2} + \dots a_t \quad (\text{III.10})$$

La série a_t est "un bruit blanc". C'est l'exemple parfait d'une série stationnaire puisque son espérance est toujours nulle, que sa dispersion est stable et qu'il y a indépendance entre les observations. Donc la valeur μ est la moyenne de la série.

III.3.2.1 Processus à moyenne mobile

Le MA processus (Moving Average) fournit un outil pour déceler des tendances dans les séries chronologiques unidimensionnelles. Il s'écrit sous la forme générique suivante :

III.3.2.1.1 MA d'ordre 1 MA (1)

On dit que la série X_t suit un processus de moyenne mobile (MA(1)) si elle est générée par un bruit blanc a_t sous la forme :

$$X_t = a_t - \theta a_{t-1} \Leftrightarrow X_t = (1 - \theta B)a_t \quad (\text{III.11})$$

θ : coefficient réel, réalisant la condition suivante $|\theta| < 1$

Variance de X : Par calculs simples, on peut montrer que :

$$\text{Var}(x) = (1 + \theta^2)\sigma_a^2 \text{Var}(x) > \sigma_a^2 \tag{III.12}$$

c'est-à-dire qu'en modélisant, on diminue la variance du phénomène ce qui est, par nature, le propre de toute modélisation.

Autocorrélation de X: De même, on peut montrer que :

$$\rho(k) = \begin{cases} \frac{-\theta}{1-\theta^2} & \text{si } k = 1 \Rightarrow -1/2 \leq \rho(1) \leq 1/2 \\ 0 & \text{si } k \geq 2 \end{cases} \tag{III.13}$$

La représentation graphique de (MA(1)), prend la forme suivante :

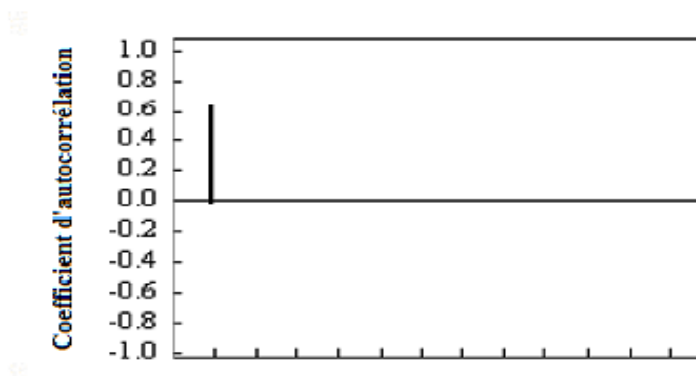


Fig. III. 4 : Corrélogramme pour une série MA (1). [24]

III.3.2.1.2 MA d'ordre q MA (q) :

On suppose que la série X est générée par un bruit blanc a_t sous la forme:

$$X_t = a_t + \theta_1 a_{t-1} + \theta_2 a_{t-2} + \dots + \theta_q a_{t-q} = \sum_{j=0}^q \theta_j a_{t-j} = \phi(B)a_t \tag{III.14}$$

Avec : $\phi(B) = \theta_0 - \theta_1 B - \dots - \theta_q B^q$;

θ_i : Vecteur de coefficients réels, q : désigne l'ordre du modèle moyenne mobile et a_t : un bruit blanc

D'un point de vue conceptuel, le modèle à moyennes mobiles (MA) exprime donc la valeur courante de la série chronologique comme une régression linéaire des valeurs courantes de la série par rapport à une ou à plusieurs valeurs antérieures de la composante bruit blanc (appelée parfois « perturbations aléatoires ») de la série temporelle.

Stationnarité (et causalité) des processus MA(q) : un processus MA(q) est toujours stationnaire et causal.

- Sa variance $\gamma(0) = \sigma_a^2 \sum_{j=0}^q \theta_j^2$ est toujours finie,
- Sa fonction d'auto covariance $\gamma(k)$ est stationnaire.

Auto covariance de X : Par calculs simples, on peut montrer que :

$$\gamma_k = \begin{cases} (1 + \theta_1^2 + \theta_2^2 + \dots + \theta_q^2)\sigma_a^2 & \text{si } k = 0 \\ (\theta_k + \theta_1\theta_{k+1} + \dots + \theta_{q-k}\theta_q)\sigma_a^2 & \text{si } 0 < k \leq q \\ 0 & \text{si } k > q \end{cases} \quad (\text{III.15})$$

Autocorrélation de X: On peut montrer que :

$$\rho_k = \frac{\gamma_k}{\gamma_0} = \begin{cases} 1 & \text{si } k = 0 \\ \frac{\theta_k + \theta_1\theta_{k+1} + \dots + \theta_{q-k}\theta_q}{1 + \theta_1^2 + \theta_2^2 + \dots + \theta_q^2} & \text{si } 0 < k \leq q \\ 0 & \text{si } k > q \end{cases} \quad (\text{III.16})$$

La représentation graphique d'une succession de ces coefficients d'autocorrélation, pour des retards croissants, forment ce que l'on appelle "autocorrélogramme". Il montre avec quelle intensité les réalisations du processus restent liées linéairement à leurs valeurs passées, pour des retards plus en plus éloignés [25]. L'autocorrélogramme de X devient:

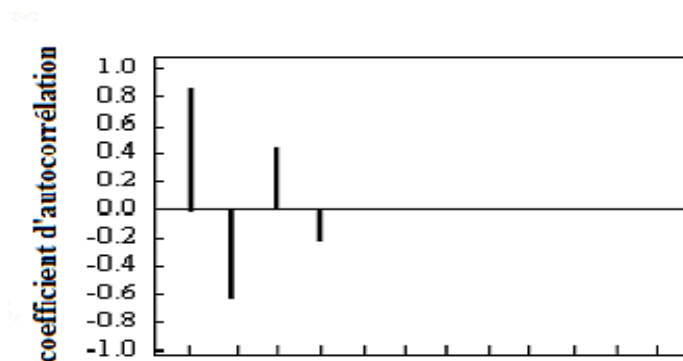


Fig. III. 5 : Corrélogramme pour une série MA(q). [24]

En résumé, pour reconnaître qu'une série X est un processus moyen mobile d'ordre q, on va dessiner l'autocorrélogramme de cette série. Pour chacune des valeurs d'autocorrélation, on aura un intervalle de confiance sur cette valeur. Si on peut décider que jusqu'à un décalage q, ces valeurs sont différentes de 0, et qu'ensuite elles ne sont pas statistiquement différentes de 0, alors on pourra dire que la série suit un processus MA(q) . On peut remarquer aussi qu'une telle série est stationnaire.

III.3.2.2 Processus autorégressif AR

Sont notés AR de tels processus sont couramment utilisés pour la modélisation des séries chronologiques unidimensionnelles.

III.3.2.2.1 AR d'ordre 1 AR (1) ou processus markovien linéaire

On dit que la série X_t suit un processus autorégressif d'ordre 1 si on peut écrire:

$$\begin{aligned} X_t &= X_{t-1} + a_t \\ X_t - \phi X_{t-1} &= a_t \end{aligned} \tag{III.17}$$

$$(1 - \phi B)X_t = a_t$$

Où la série a_t est, par hypothèse, un terme d'erreur aléatoire « bruit blanc » de moyenne nulle et de variance constante, et ϕ un coefficient réel.

On peut remarquer qu'on fait une régression de la série décalée de 1 sur la série elle-même et les résidus forment un bruit blanc.

$$(1 - \phi B)^{-1} = \sum_{i=0}^{\infty} \phi^i B^i \tag{III.18}$$

Variance de X : Par calculs simples, on peut montrer que :

$$Var(X) = \gamma(0) = \frac{\sigma_a^2}{1 - \phi^2} \tag{III.19}$$

Ici aussi, on diminue la variance en modélisant à condition que $|\phi| < 1$.

De même l'auto covariance devient :

$$\gamma(k) = \frac{\phi^k \sigma_a^2}{1 - \phi^2} \tag{III.20}$$

Autocorrélation de X : De même, on peut montrer que : $\rho(k) = \phi^k$ pour $k \geq 1$

On peut obtenir deux sortes de Corrélogramme suivant si ϕ est positif ou négatif.

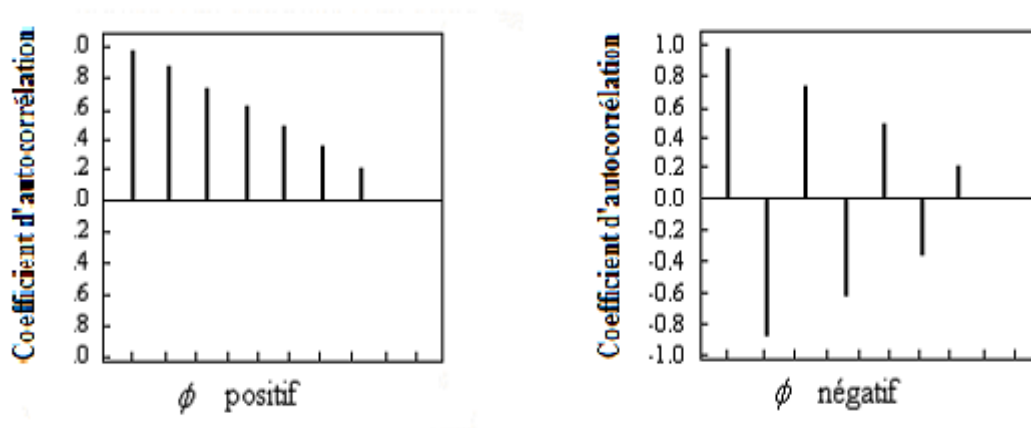


Fig. III. 6 : Corrélogramme pour des séries AR(1).

Stationnarité : Un processus AR(1) est stationnaire si et seulement si la valeur absolue de ϕ est inférieure à 1 : $|\phi| < 1$

III.3.2.2.2 AR d'ordre p AR (p)

Une série X suit un processus autorégressif d'ordre p (AR(P)) si on peut écrire :

$$X_t = \phi_1 X_{t-1} + \phi_2 X_{t-2} + \dots + \phi_p X_{t-p} + a_t$$

$$a_t = X_t - \phi_1 X_{t-1} - \phi_2 X_{t-2} - \dots - \phi_p X_{t-p} \quad (\text{III.21})$$

$$a_t = X_t(1 - \phi_1 B - \phi_2 B^2 - \dots - \phi_p B^p)$$

$$a_t = \phi(B)X_t$$

Où a_t est un bruit Blanc, ϕ_i : des coefficients réels, sachant que $i=1, \dots, p$ est $\phi(B)$: est une fonction de (B) (l'opérateur de retard)

Ce processus s'écrit en générale sous la forme suivante :

$$X_t = \sum_{j=1}^p \phi_j X_{t-j} + a_t \quad (\text{III.22})$$

Autocorrélation : Pour un processus AR(p), on ne peut rien dire de sa fonction ACF, si ce n'est que: $\rho(k) \neq 0 \forall k$

C'est pour pouvoir reconnaître un processus autorégressif qu'on a introduit la fonction d'Autocorrélation Partielle PACF, ce point sera développé dans la section suivante.

III.3.2.3 Processus autorégressif moyenne mobile (ARMA)

On appelle processus autorégressif moyenne mobile d'ordre (p, q) ARMA (p, q) (*Autoregressive Moving Average*) un processus stationnaire ($X_t ; t \in Z$) satisfaisant :

$$X_t = \sum_{j=1}^p \phi_j X_{t-j} - \sum_{j=1}^q \theta_j a_{t-j} + a_t \quad (\text{III.23})$$

III.3.2.4 Processus autorégressif moyenne mobile intégré (ARIMA)

Il est évident que, pour la plupart des séries économiques, l'hypothèse de la stationnarité n'est pas tenable. En revanche, si l'on considère par exemple les différences premières (où plus généralement les différences d'ordre d) de telles séries, l'hypothèse devient plus vraisemblable. Un tel processus est appelé ARIMA (p, d, q) (*Autoregressive Integrated Moving Average*).

Comme on a vu précédemment qu'un processus stationnaire pouvait en général, être approché par un ARMA (p, q), une idée est de considérer la classe des processus dont la

différence d'un certain ordre est un ARIMA (p, d, q) [26]. On appelle une variable intégrée d'ordre d'une variable x_t telle que :

- Sa différence d^{ème} est stationnaire ;
- Après avoir été différenciée d fois elle possède une représentation ARMA inversible.

III.3.2.5 Processus autorégressif moyenne mobile intégré saisonnier (SARIMA)

La saisonnalité dans les phénomènes économiques est caractérisée par des observations contenant des variations saisonnières [26]. Si ces observations dégagent une certaine forme de saisonnalité d'ordre s (S>1) , alors les observations aux périodes (t, t + s, t + 2s, t + 3s, ...) seront très voisines et on se verra différencier ces observations à l'ordre s pour rendre la série stationnaire :

$$X_t = (1 - B^s)X_t = X_t - X_{t-s} \quad (III.24)$$

Une série X_t suit un processus SARIMA (*Seasonal AutoRegressive Integrated Moving Average*) d'ordre (p, d, q)*(P,D,Q)_s si cette série a une saisonnalité de période s et qu'on peut écrire :

$$\phi_1(B)\phi_2(B^s)(1 - B)^d(1 - B^s)^D X_t = \theta_1(B)\theta_2(B^s)a_t \quad (III.25)$$

Avec :

- ϕ_1 : est un polynôme de degré p ;
- ϕ_2 : est un polynôme de degré P ;
- θ_1 : est un polynôme de degré q ;
- θ_2 : est un polynôme de degré Q.

Remarque : les lettres minuscules représentent les ordres non saisonniers et les lettres majuscules, les ordres saisonniers.

III.3.3 Processus aléatoires non stationnaires

On peut distinguer deux sortes de processus aléatoires non stationnaires :

III.3.3.1 Tendances uniquement déterministe TD

Un processus stochastique non stationnaire à tendance déterministe évolue de la manière suivante :

$$X_t = g(t) + v_t \quad \text{pour tout } t = 1, \dots, n \quad (III.26)$$

Où : $g(t)$: est une fonction déterministe (mécanique, non aléatoire) du temps,

v_t : est une composante aléatoire stationnaire, qui n'est pas nécessairement un bruit blanc, il peut être corrélée, lié à ses valeurs passées.

$$v_t = \mu_t + \theta_1\mu_{t-1} + \theta_2\mu_{t-2} + \dots = (1 + \theta_1B + \theta_2B^2 + \dots)\mu_t = \Theta(B)\mu_t \quad \forall t \quad (\text{III.27})$$

Où : μ_t : un bruit blanc
 B : l'opérateur de retard
 $\Theta(B)$: le polynôme de l'opérateur de retard B

Donc un processus stochastique non stationnaire à tendance déterministe uniquement évolue de la manière suivante :

$$X_t = g(t) + \Theta(B)\mu_t \quad \forall t = 1, \dots, n \quad (\text{III.28})$$

III.3.3.2 Processus stochastiques non stationnaires à tendance stochastique TS

Les processus stochastiques non stationnaires à tendance stochastique sont dits intégrés ou à racines unitaires .

Un processus stochastique est non stationnaire à tendance stochastique quand une ou plusieurs racines unitaires figurent dans sa partie autorégressive, ce qui implique que la somme de ses coefficients autorégressifs est égale à 1.

Tout processus X_t peut en effet être représenté approximativement par un modèle AR(p) où p est suffisamment grand pour capter toute la dynamique de X_t :

$$\forall t : X_t = a + \phi_1X_{t-1} + \dots + \phi_pX_{t-p} + a_t \quad (\text{III.29})$$

Avec l'utilisation de l'opérateur de retard B, on obtient :

$$\forall t : (1 - \phi_1B - \dots - \phi_pB^p)X_t = a + a_t \quad (\text{III.30})$$

Où : a_t : est un bruit blanc, a : est une dérive.

X_t est à tendance stochastique si $\phi_1 + \phi_2 + \dots + \phi_p = 1$. Cela implique qu'une racine unitaire figure dans le polynôme caractéristique $(1 - \phi_1B - \phi_2B^2 - \dots - \phi_pB^p)$ du processus.

Le processus X_t se forme par accumulation des chocs aléatoires a_t , si bien que sa variance augmente avec le temps. Il s'agit d'un cas de non stationnarité d'origine aléatoire, le processus vaut donc :

$$X_t = a_t + X_0 + (a_1 + a_2 + \dots + a_t) \Rightarrow E(X_t) = a_t + X_0 \quad \text{et} \quad V(X_t) = t\sigma_a^2 \quad (\text{III.31})$$

La somme $(a_1 + a_2 + \dots + a_t)$ est la tendance stochastique et la partie déterministe de X_t est $a_t + X_0$. À la tendance stochastique s'ajoute une tendance déterministe si $a \neq 0$; sinon, le processus est une marche aléatoire sans dérive.

Les caractéristiques d'un processus stochastique X_t non stationnaire à tendance stochastique sont :

- l'espérance de X_t est constante en l'absence de dérive (terme constant) et varie dans le temps en cas de dérive : une tendance déterministe s'ajoute alors à la tendance stochastique.
- la variance de X_t varie dans le temps.
- l'effet d'un choc a_t est permanent : il affecte de la même manière toutes les valeurs ultérieures.

III.4 Méthode de prévision Box-Jenkins

La méthode de prévision de Box-Jenkins est particulièrement bien adaptée au traitement de séries chronologiques complexes et à d'autres situations où la loi de base est difficile à appréhender. Cependant, il est bien plus difficile de cerner les principes de la technique, ainsi que les limites de son application. Dans la méthode de Box-Jenkins, il n'y a pas besoin de faire dès le départ l'hypothèse d'une loi rigide mais au lieu de cela, on commence par une loi expérimentale adaptée au donnée en vue de minimiser l'erreur. Ensuite, la méthode prend un aspect subjectif puisqu'elle fournit aux personnes qui l'appliquent des informations explicites qui leur donnent la possibilité de juger si la loi adoptée est correcte ou non pour la situation considérée. [27]

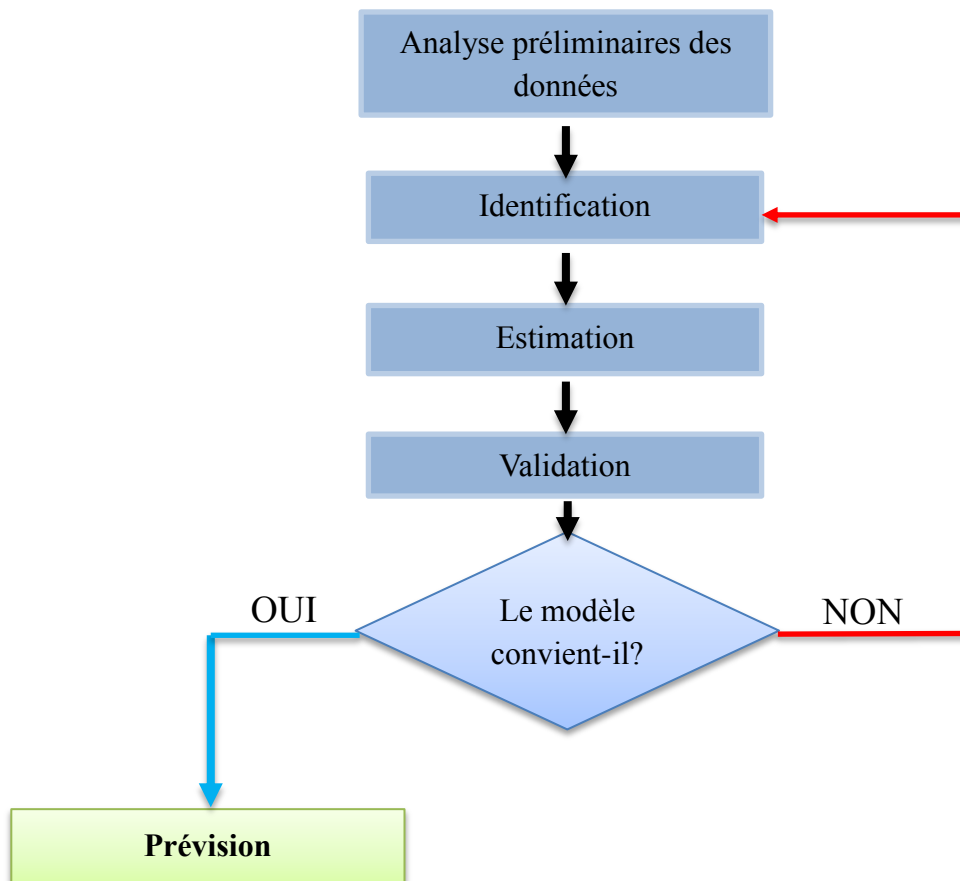


Fig. III. 7 : Méthode de Box-Jenkins [27]

III.4.1 Identification

L'identification du modèle consiste à chercher dans l'ensemble des modèles ARMA celui qui convient le mieux. Et pour cela il faut tout d'abord choisir les ordres " p " et " q " s'il existe :

Tableau III. 1 : Les différents cas des modèles ARMA. [23]

p	q	Modèle	Type du modèle	
$p > 0$	$q = 0$	$\Psi(B) X_t = a_t$	Autorégressif (pure) d'ordre p	AR(p)
$p = 0$	$q > 0$	$X_t = \Theta(B) a_t$	Moyenne mobile d'ordre q	MA(q)
$p > 0$	$q > 0$	$\Psi(B)X_t = \Theta(B)a_t$	Autorégressif- Moyenne mobile	ARMA (p, q)
$p = 0$	$q = 0$	$X_t = a_t$	La série est un bruit blanc	BB (0, σ_a^2)

Le principe de la méthode est de calculer et de mettre en graphique les autocorrélations empiriques et l'autocorrélation partielle empirique de la transformation stationnaire appropriée de la série qu'on veut modéliser.

Un choix préliminaire d'ordre du modèle, c'est à dire parmi AR(p), MA (q) ou ARMA(p, q) à choisir ; ce fait à l'aide d'une inspection graphique de la fonction d'autocorrélation ACF et la fonction d'autocorrélation partielle PACF estimées.

Une décroissance lente de k s'explique plus par un modèle AR(p), que par un modèle MA (q) , et vice versa pour la PACF . C'est pour cela qu'une inspection simultanée des deux fonctions est conseillée.

Tableau III. 2: Propriétés des fonctions d'autocorrélation et d'autocorrélation partielle [23]

		ACF $\rho(k)$	PACF $\alpha(k, k)$
modèle autorégressif AR	(1,0)	Décroissance exponentielle (si $\phi_1 > 0$) ou oscillatoire (si $\phi_1 < 0$)	Pic significatif pour le premier retard, positif si $\phi_1 > 0$ et négatif si $\phi_1 < 0$. $\alpha(k, k) = 0$ pour $k > 1$.
	(2,0)	Décroissance exponentielle ou sinusoïdale amortie. la forme exacte de la fonction d'autocorrélation dépend des signes et des valeurs des coefficients ϕ_1 et ϕ_2 .	Pic significatif pour les deux premiers retards. $\alpha(k, k) = 0$ pour $k > 2$
	(p, 0)	Décroissance exponentielle ou sinusoïdale amortie.	Pic significatif pour les p premiers retard. $\alpha(k, k) = 0$ pour $k > p$
moyenne mobile MA	(0, 1)	Pic significatif pour le premier retard, positif si $\theta_1 > 0$ et négatif si $\theta_1 < 0$. $\rho(k) = 0$ pour $k > 1$.	Décroissance exponentielle si ($\theta_1 > 0$) ou oscillatoire si ($\theta_1 < 0$)
	(0, 2)	Pic significatif pour les deux premiers retards. $\rho(k) = 0$ pour $k > 2$.	Décroissance exponentielle ou sinusoïdale amortie. la forme exacte de la fonction d'autocorrélation dépend des signes et des valeurs des coefficients θ_1 et θ_2 .
	(0, q)	Pic significatif pour les q premiers retard. $\rho(k) = 0$ pour $k > q$.	Décroissance exponentielle ou sinusoïdale amortie.
mixte ARMA	(1, 1)	Décroissance exponentielle à partir du premier retard. le signe de $\rho(1)$ est déterminé par la celui de $(\phi_1 - \theta_1)$	Décroissance exponentielle si ($\theta_1 > 0$) ou oscillatoire amortie si ($\theta_1 < 0$)
	(p, q)	Décroissance exponentielle ou oscillatoire amortie tronquée après $q - p$ retards	Décroissance exponentielle ou oscillatoire amortie tronquée après $q - p$ retards

III.4.2 Estimation

Après l'étape d'identification qui sélectionne tout modèle traduisant une représentation adéquate, l'étape suivante est l'estimation des paramètres de ce modèle aléatoire identifié. Dans le modèle ARIMA (p, d, q) suivant :

$$\Phi(B)(1 - B)^d X_t = \theta_0 + \Theta(B) a_t, \forall t$$

On doit procéder à l'estimation de :

- Paramètres autorégressifs : estimation du vecteur $\Phi(B) = (\phi_1, \phi_2, \dots, \phi_p)$
- Paramètres des moyennes mobiles : estimation du vecteur $\Theta(B) = (\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_q)$
- Paramètre : θ_0
- Paramètre : σ_a^2

L'estimation de ces paramètres est appliquée en faisant comme si les degrés p, d, q étaient fixés, égaux aux valeurs trouvées dans l'étape d'identification a priori.

Plusieurs techniques sont possibles:

- Méthode du maximum de vraisemblance.
- Méthode par moindres carrés conditionnels.
- Méthode par moindres carrés inconditionnels.

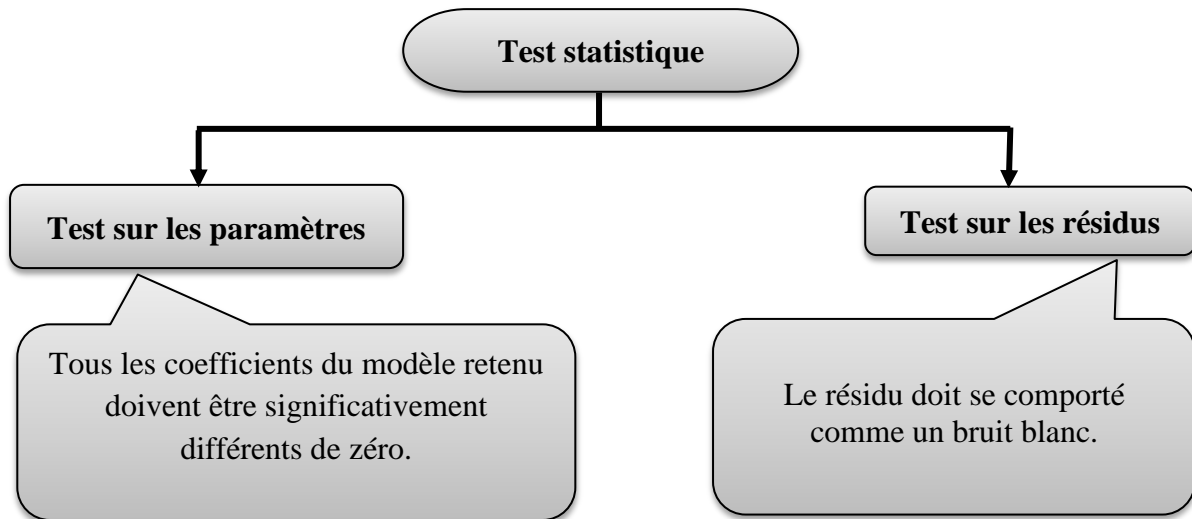
III.4.3 Validation du modèle

La validation du modèle se réfère à divers tests statistiques: nous pouvons citer les tests sur les paramètres et les tests sur les résidus dont le test global de bruit blanc appelé test Port manteau de Ljung-Box, qui est utilisé pour vérifier si les autocorrélations de la série résiduelle, sont globalement, non significatives. Ce test est donné par la statistique :

En comparant la statistique Q à la valeur critique obtenue à partir d'un test du chi-deux on peut conclure, avec une certaine confiance que les autocorrélations sont, globalement, non significatives. Ainsi en comparant Q avec tabulée à (k-p-q) degrés de liberté où :

- k désigne les k premières autocorrélations.
- p est l'ordre du modèle autorégressif.
- q est l'ordre du modèle moyenne mobile.

Le modèle est significatif si $Q < Q_{crit}$; ou encore les résidus sont des bruits blancs



- **Test de Student** (Test sur les paramètres), (voir annexe 1):

Basé sur la statistique:
$$T_{\phi_1} = \frac{|\phi_1|}{\sigma(\phi_1)} \quad (\text{III.32})$$

(test de H_0 " $\phi_1 = 0$ " contre H_1 " $\phi_1 \neq 0$ ")

$$T_{\phi_1} = \frac{|\phi_1|}{\sigma(\phi_1)} \hookrightarrow t_{(n-k, \frac{\alpha}{2})} \quad \text{On accepte } H_0 \Rightarrow \text{le coefficient } \phi = 0 \quad (\text{III.33})$$

$$T_{\phi_1} = \frac{|\phi_1|}{\sigma(\phi_1)} \hookrightarrow t_{(n-k, \frac{\alpha}{2})} \quad \text{On rejette } H_0 \Rightarrow \text{le coefficient } \phi \neq 0 \quad (\text{III.34})$$

- **Test de Box-Ljung** (Suit une loi du khi-deux à k degrés de liberté), (voir annexe 2).

Basé sur la statistique:
$$\hat{Q} = n(n+2) \sum_1^k \frac{\hat{r}_i^2}{n-1} \rightarrow \chi^2_{(l-k)} \quad (\text{III.35})$$

Une fois le modèle est validé on passe directement aux **prévisions**.

III.5 Conclusion

L'étude des processus aléatoires stationnaires et non stationnaires est une introduction aux différentes techniques permettant d'analyser, de modéliser et de prévoir les séries temporelles de type stationnaire ou non saisonnière.

Ainsi le traitement des problèmes par l'utilisation des séries chronologiques en économétrie constitue un prolongement aux analyses de régression traditionnelles et introduit aux méthodes plus récentes d'identification, d'estimation et de prévision des séries chronologiques.

Dans ce chapitre nous avons abordé toutes les étapes qui mènent à la prévision future des données, d'abord la définition d'une série chronologiques (Tendance, saisonnalité, cycle et aléas), les caractéristiques et propriétés statistiques de cette dernière (indice de tendance centrale, indice de dispersion, indice de dépendance), puis l'explication des outils permettant l'analyse des séries temporelles (Opérateur de recul, opérateur d'avance), ensuite on a défini les différents types de processus aléatoires non stationnaire et stationnaires (Autorégressif AR, moyenne mobile MA, autorégressif moyenne mobile ARMA, autorégressif moyenne mobile intégré ARIMA, et enfin le processus aléatoire autorégressif à moyenne mobile intégré saisonnier SARIMA).

A decorative graphic of a scroll with a light gray background and a dark gray border. The scroll is unrolled from the top and bottom edges, with the unrolled portion forming a horizontal rectangle. The text is centered within this rectangle.

Chapitre IV

*Etude prévisionnelle de la
consommation d'énergie électrique en
Algérie*

IV.1 Introduction

L'électricité ne se stockant pas, la production globale sur le réseau électrique doit à tout moment être strictement égale à la consommation. Toute modification de la demande ou de la production se répercute instantanément sur tout le système électrique.

Prendre de bonnes décisions en terme de gestion d'un système électrique n'est guère possible si l'on ne dispose pas de techniques efficaces permettant d'en modéliser l'effet des différentes variables intervenant dans le problème, et d'en faire une prévision aussi précise que possibles.

Ce travail se limitera dans le contexte de la prévision à moyen terme, une prévision de la consommation Algérienne d'électricité considérer comme l'une des missions essentielles de SONELGAZ ; des missions qui ont pour objet d'évaluer les alternatives de développement du système de production électrique à mettre en œuvre pour satisfaire l'évolution croissante de la demande d'énergie électrique du pays.

Le travail exposé dans ce chapitre s'intéresse à l'étude économétrique de la série de consommation d'énergie électrique en Algérie, l'application des techniques d'analyse des séries chronologiques en vue de construire un modèle de prévision permet d'aboutir à une prévision pouvant aider à la mise en œuvre de stratégie de développement adéquate pour répondre à l'évolution de la consommation. De ce fait arrivé à faire un essai d'application des modèles de prévision sur la consommation d'électricité en Algérie.

IV.2 Consommation d'électricité : Caractéristiques et méthodes de prévision

IV.2.1 Solution technique adopté à la prévision de la consommation électrique

Les techniques de prévision, si elles sont massivement utilisées par les différents acteurs du marché de l'électricité dans plusieurs pays, le sont aussi en climatologie, en qualité de l'air, en finance, dans le domaine commercial... ; il n'en reste pas moins que la problématique de l'électricité présente bel et bien des spécificités, même si sa résolution technique reste classique.

IV.2.2 Les concepts de base des prévisions :

Les concepts de base des prévisions sont :

- composante,
- saisonnalité,
- horizon de prévision,
- fréquence de rafraîchissement.

La **composante** est de savoir quelle donnée doit être prévue. Elle se décide suivant ce que l'entreprise cherche à améliorer. Pour planifier ses ressources, l'élargissement du plan d'investissement pour une entreprise de production d'électricité a besoin de prévision en unité de demande de cette énergie (consommation).

Le degré de **saisonnalité** de la chronique affecte le choix des méthodes mathématiques à utiliser.

L'**horizon de prévision** est en relation avec la durée du plan. L'horizon de prévision est défini par la taille du planning qu'on veut en déduire (en unités temporelles).

La méthode de prévision s'appuie sur le caractère cyclique de la consommation. On compte trois horizons identifiant trois cycles temporels :

- prévision à **long terme** : un cycle annuel,
- prévisions à **moyen terme**: un cycle hebdomadaire (5 jours ouvrables avec une consommation globalement stable et le week-end où la consommation diminue).
- prévisions à **court terme** : un cycle journalier. C'est un horizon de prévision opérationnel. Les prévisions sont utilisées pour prendre des décisions continues sur le planning. C'est un horizon stratégique. Les prévisions sont utilisées pour décider de rentrer dans un nouveau marché, établir un programme de développement à long terme.

IV.2.3 Paramètres influençant la consommation d'électricité

Les paramètres influençant la consommation d'électricité sont présentés ci-dessous par ordre d'importance :

IV.2.3.1 Météorologie

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

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

- **La température**, mesurée grâce à des capteurs. Ces variations se traduisent par des modifications de l'utilisation du chauffage électrique ou de la climatisation en été.
- **La nébulosité** : (utilisée par les pays qui ont le ciel généralement nuageux) La nébulosité représente le taux de couverture nuageuse. Cette grandeur s'exprime en octa et varie de 0 à 8 (0 correspond à un ciel complètement dégagé et 8 à un ciel couvert). La nébulosité est issue d'une observation humaine du ciel. La nébulosité a une influence sur l'utilisation de l'éclairage, mais aussi sur le chauffage en modifiant les effets du rayonnement solaire dans les habitations.

IV.2.3.2 Activité économique

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

IV.2.3.3 Horaire légal

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

IV.2.3.5 Evénements exceptionnels

Certains événements exceptionnels peuvent perturber le profil de la consommation en voici quelques exemples :

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

IV.2.3.6 Effet ramadhan

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

IV.3 Application de méthodologie Box-Jenkins sur la série de consommation d'électricité en Algérie

La méthode de prévision de Box & Jenkins à l'instar des méthodes les plus anciennes (traditionnelle, lissage exponentiel) demande un nombre élevé de données, dans ce cas on dispose de 44 statistiques. De ce fait on présage d'obtenir des prévisions de bonne qualité. Pour le traitement économétrique de nos séries on utilise le logiciel R.

IV.3.1 Définition de la série

Cette étude porte sur une série qui représente la consommation nationale de l'énergie électrique.

Cette série qu'on appellera « CNE », illustre une évolution annuelle de la consommation nationale de l'électricité, sur une période allant de 1971 à 2014 est représentée par le tableau suivant :

Tableau IV. 1 : Consommation d'énergie électrique en Algérie en (GWh).

Année	Consommation (GWh)	Année	Consommation (GWh)	Année	Consommation (GWh)
1971	1 991	1986	11 211	2001	22 302
1972	2 184	1987	10 827	2002	23 280
1973	2 494	1988	11 779	2003	25 373
1974	2 756	1989	13 109	2004	26 288
1975	3 250	1990	13 693	2005	29 524
1976	3 760	1991	14 058	2006	29 013
1977	4 099	1992	15 130	2007	30 555
1978	5 050	1993	15 144	2008	32 900
1979	5 866	1994	15 545	2009	30 610
1980	6 349	1995	16 102	2010	36 576
1981	7 205	1996	16 697	2011	41 183
1982	8 305	1997	17 123	2012	46 696
1983	8 810	1998	18 674	2013	51 983
1984	9 604	1999	19 991	2014	57 269
1985	10 464	2000	21 211		

Source : Banque Mondiale

IV.3.2 Introduction des données

```
ind=c(1991,2184,2494,2756,3250,3760,4099,5050,5866,6349,7205,8305,8810,9604,10464,11211,10827,11779,13109,13693,14058,15130,15144,15545,16102,16697,17123,18674,19991,21211,22302,23280,25373,26288,29524,29013,30555,32900,30610,36576,41183,46696,51983,57269)
```

⇒ Graphe de la série originale:

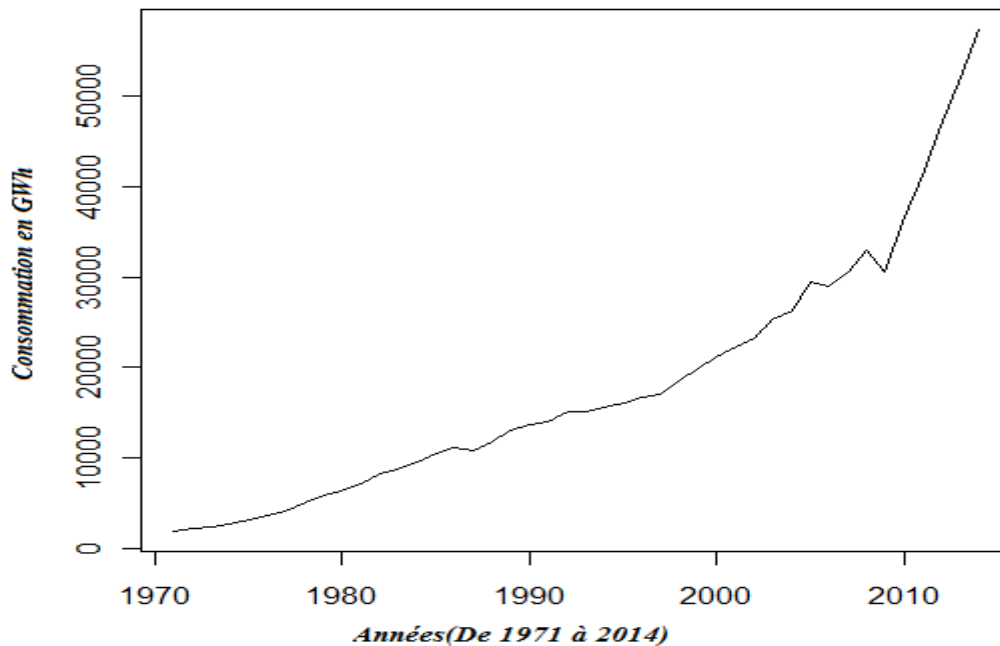


Fig. IV. 1 : Graphe de la consommation annuelle de l'électricité en Algérie.

Le graphe des données fait apparaître une tendance pour la rendre stationnaire (enlever la tendance en moyenne), il sera nécessaire de lui appliquer une différence d'ordre 1 sous R.

➤ **La différenciation**

Une différenciation d'ordre 1 pour éliminer la tendance.

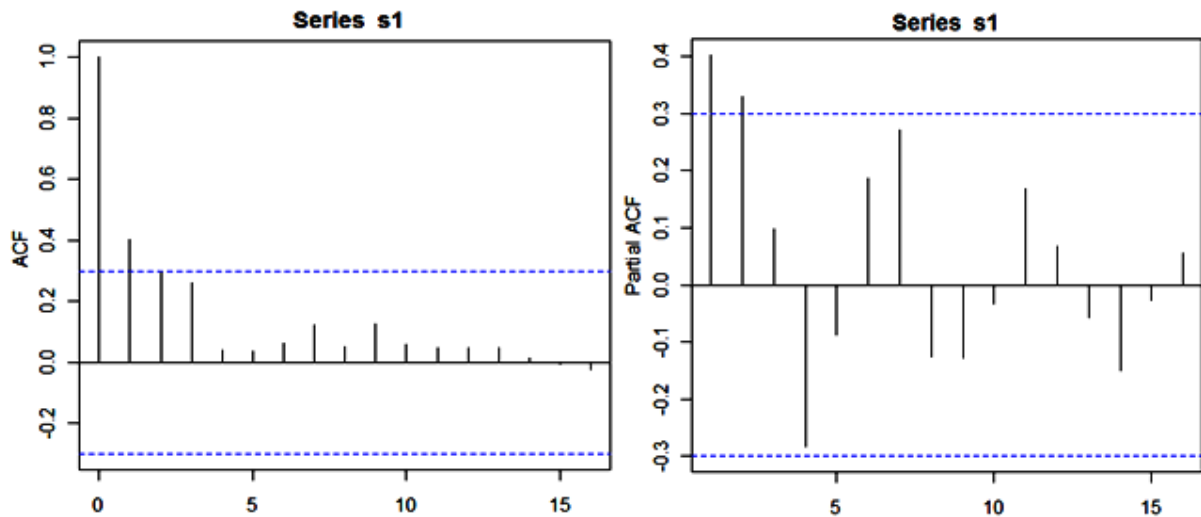


Fig. IV. 2 : Corrélogramme et Corrélogramme partielle de la série transformée

L'analyse du corrélogramme et corrélogramme partielle de la série transformée (Fig. IV. 1) nous indique que la série est non stationnaire, puisque la fonction d'autocorrélation ne décroît pas de manière rapide.

Le choix des paramètres p , d et q se fait à l'aide des coefficients d'autocorrélations (Corrélogramme) de la série transformée ainsi que les autocorrélations partielles (Corrélogramme partiel).

L'analyse des coefficients d'autocorrélation et d'autocorrélation partielles de la série transformée fait apparaître un pic significatif de retard 1, pour l'autocorrélation et un pic significatif de retard 2 pour l'autocorrélation partiel. En basant sur ces résultats, on proposera comme modèle possible un ARIMA (1,1,2).

Le modèle va donc s'écrire sous la forme :

$$Y_t = \phi_1 Y_{t-1} + \dots + \phi_p Y_{t-p} + \varepsilon_t - \theta_1 \varepsilon_{t-1} - \dots - \theta_q \varepsilon_{t-q} \quad (\text{IV.1})$$

⇒ **Les estimateurs des paramètres:**

```
mod=arima(serie,order=c(1,1,2))
Call:
arima(x = serie, order = c(1, 1, 2))
Coefficients:
    ar1    ma1    ma2
 0.7139 -0.5135 0.7758
s.e. 0.2070 0.1127 0.1642
sigma^2 estimated as 1742587: log likelihood = -345.52, aic = 699.05
```

- Les estimateurs des paramètres du modèle sont :

$$\phi_1 = 0.7139, \quad \hat{\sigma}(\phi_1) = 0.2070$$

$$\theta_1 = -0.5135, \quad \hat{\sigma}(\theta_1) = 0.1127$$

$$\theta_2 = 0.7758 \quad \hat{\sigma}(\theta_2) = 0.1642$$

⇒ Test sur la validité des coefficients du modèle :

Test $H_0: \phi_1 = 0$ contre $H_1: \phi_1 \neq 0$. Ce test est basé sur la statistique :

$$T_{\phi_1} = \frac{|\phi_1|}{\hat{\sigma}(\phi_1)} \hookrightarrow t_{(n-k, \frac{\alpha}{2})} \quad (\text{IV.2})$$

Tel que :

n : taille de l'échantillon n= 41

k= p+q, k= 3

Sa réalisation $\frac{0.7139}{0.2070} = 3.4487 > t_{(38,0.025)} = 2.042$. Par conséquent, on rejette

l'hypothèse H_0 , cet estimateur est significatif.

Test $H_0: \theta_1 = 0$ contre $H_1: \theta_1 \neq 0$. Ce test est basé sur la statistique

$$T_{\theta_1} = \frac{|\theta_1|}{\hat{\sigma}(\theta_1)} \hookrightarrow t_{(n-k, \frac{\alpha}{2})} \quad (\text{IV.3})$$

Sa réalisation est $\frac{0.5135}{0.1127} = 4.5563 > t_{(38,0.025)} = 2.042$. Par conséquent, on rejette

l'hypothèse H_0 , cet estimateur est significatif.

Test $H_0: \theta_2 = 0$ contre $H_1: \theta_2 \neq 0$. Ce test est basé sur la statistique

$$T_{\theta_2} = \frac{|\theta_2|}{\hat{\sigma}(\theta_2)} \hookrightarrow t_{(n-k, \frac{\alpha}{2})} \quad (\text{IV.4})$$

Sa réalisation est $\frac{0.7758}{0.1642} = 4.7247 > t_{(38,0.025)} = 2.042$. Par conséquent, on rejette

l'hypothèse H_0 , cet estimateur est significatif.

⇒ **Test sur les résidus**

> acf(resid(mod),main='ACF of residuals')

> pacf(resid(mod),main='ACF of residuals')

Ce modèle est accepté si les résidus peuvent être considérés comme un bruit blanc ainsi qu'en témoignent le comportement des autocorrélations et des autocorrélations partielles (Fig. IV. 2) qui sont tous inclus dans l'enveloppe. Cette constatation se confirme par le test de Box et Ljung sur l'autocorrélation des résidus, le test est basé sur la statistique :

$$\hat{Q} = n(n + 2) \sum_1^k \frac{\hat{r}_t^2}{n-1} \rightarrow \chi^2_{(1-k)} \quad (IV.5)$$

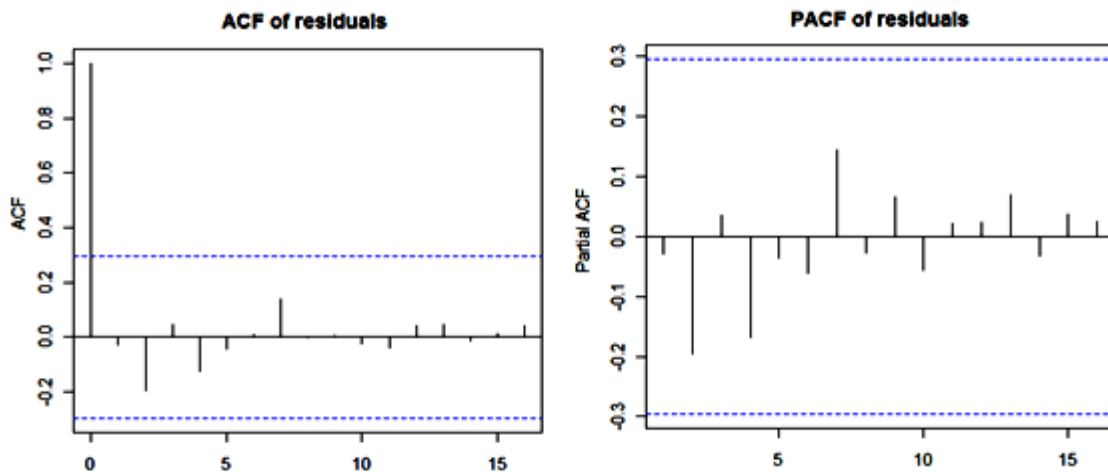


Fig. IV. 3 : Corrélogramme et Corrélogramme partielle des résidus

Après examen du corrélogramme des résidus, on remarque que les pics sont à l'intérieur de l'intervalle de confiance et on estime que les résidus forment un bruit blanc.

- Test de Box et Ljung sur l'autocorrélation des résidus.

```
Box.test(resid(mod), lag=20, type=c("Box-Pierce", "Ljung-Box"))
Box-Pierce test
data: resid(mod)
X-squared = 5.4572, df = 20, p-value = 0.9995
```

$Q' = 5.4572 < \chi^2_{(17,0.05)} = 27.59$. On accepte l'hypothèse que les résidus forment un processus bruit blanc.

L'estimation du modèle ARIMA (1,1,2) est donc validée, la série Y_t peut être valablement représentée par un processus de type ARIMA (1,1,2), et finalement le modèle de prévisions de cette série va s'écrire :

$$Y_t = \phi_1 Y_{t-1} + \varepsilon_t - \theta_1 \varepsilon_{t-1} - \theta_2 \varepsilon_{t-2} \quad (IV.6)$$

On a $p=1$ et $q=2$

D'où :

$$Y_t = 0.7139Y_{t-1} + \varepsilon_t + 0.5135\varepsilon_{t-1} - 0.7758\varepsilon_{t-2} \quad (IV.7)$$

⇒ **Les prédictions pour les 10 années à venir :**

Les prévisions se font par la commande predict () :

```
> p=predict(mod,10)
> p
$pred
60166.28 62303.36 63848.93 64966.70 65775.09 66359.72 66782.54 67088.32 67309.47
67469.41
```

```
> plot(serie, ,xlim=c(1971,2021),ylim=c(1991,70000),lty=2)
> lines(p$pred,col="red1",type="o")
```

IV.3.3 Les prévisions

Les prévisions de la série sont présentées sur le tableau suivant :

Tableau IV. 2 : Prévision par la méthode de box-Jenkins sur la consommation de l'énergie électrique en Algérie.

Année	Consommation (GWh)	Année	Consommation (GWh)
2015	60166.28	2020	66359.72
2016	62303.36	2021	66782.54
2017	63848.93	2022	67088.32
2018	64966.70	2023	67309.47
2019	65775.09	2024	67469.41

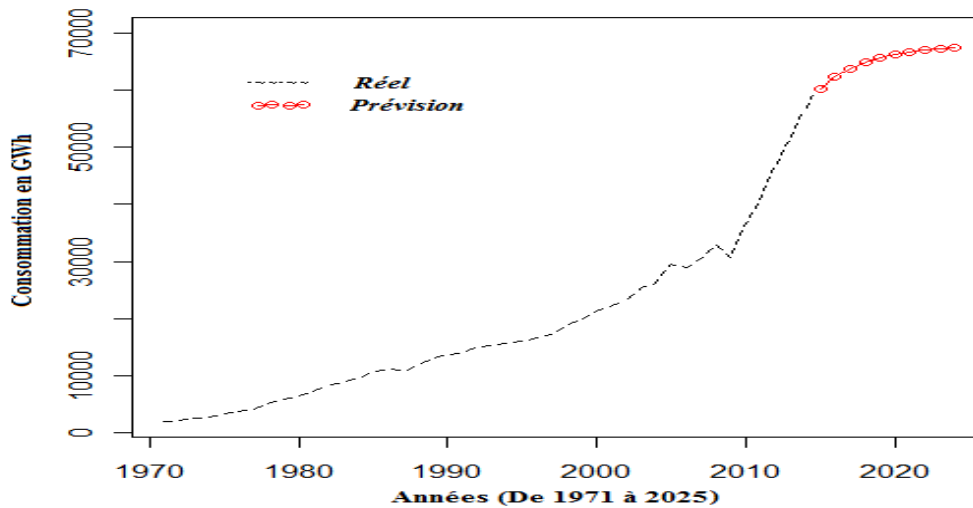


Fig. IV. 4 : Graphe des prévisions de consommation d'énergie électrique

Les résultats de notre prévision, montrent que l'allure de la consommation algérienne de l'énergie électrique sera évoluée d'une manière adéquate et fait apparaître une tendance presque linéaire en moyenne avec la série étudiée.

IV.4 Conclusion

L'Algérie est un pays producteur et exportateur de cette énergie, il a été donc primordial pour la SONELGAZ, d'analyser et prévoir l'évolution temporelle de la consommation de l'électricité, afin de comprendre le mécanisme qui gère cette consommation et de tirer par la suite des informations pertinentes qui serviront à la phase de prise de décisions.

Notre étude a porté sur l'analyse des séries chronologiques représentant l'évolution de la consommation Annuelle de l'électricité en Algérie. Dans la phase descriptive, on a remarqué que la consommation sous son allure évolutive fait apparaître une tendance linéaire en moyenne, on été donc obligé de éliminer la tendance, nous avons donc choisi de modéliser par le modèle ARIMA étant donné la présence de la tendance.

Une fois le modèle choisi, estimé et validé, on a calculé nos prévisions. Des prévisions qui semblent avoir une allure adéquate avec la série : ils sont en harmonie avec l'allure générale de la série étudiée puisque graphiquement le phénomène de périodicité est reproduit.



Chapitre V

Perspectives

V.1 Plan d'investissement de Sonelgaz

En vue de répondre à une demande sans cesse croissante en énergie électrique, les pouvoirs publics en concertation avec le Groupe Sonelgaz, ont décidé de renforcer, en urgence, le parc de production national par une capacité additionnelle de 27 114 MW prévue sur la période 2015-2024, dont 18 214 MW décidés et 8900 MW en idée de projet, les 18 214 MW décidés ont été réparties comme suit [29] :

- 14 026 MW en conventionnel pour le réseau interconnecté nord (RIN).
- 450 MW en Turbine à Gaz pour le Pôle In Salah-Adrar-Timimoun (PIAT).
- 478 MW pour les Réseaux Isolés du Sud (RIS) : dont 214 MW en diesel et 264 MW en turbine à gaz.
- 3 260 MW en énergies renouvelables (dont 10 MW pour la centrale éolienne en cours de construction au niveau de Kabertene).

Le plan d'investissement de la Sonelgaz à un peu diversifier ces moyens de production, en mettant l'accent sur les turbines à gaz avec une puissance prévue de 9274 MW, et en dernier viennent les centrales éoliennes avec un modeste investissement qui résulte une puissance de 430 MW, le tableau suivant figure les puissances à installer pour chaque types de centrale :

Tableau V. 1 : Investissements de Sonelgaz sur la période 2015-2024, selon les types de centrales [29].

Types de centrales	Energie primaire	Puissance totale à installer en MW
Turbines à Gaz	Gaz	9 274
Turbine à Vapeur	Gaz	3 318
Cycle combiné	Gaz	2 145
Groupe Diesel	Fioul	217
Solaire Photovoltaïque PV	Solaire	1 300
Solaire Thermique	Solaire	1 530
Eolienne	Vent	430
/	/	8 900
Total	/	27 144

V.1.1 Pour le réseau interconnecté nord RIN [29]

a) Période 2015- 2017 :

Des centrales de types (Turbine à gaz, Cycle combiné et turbine à vapeur) d'une capacité additionnelle totale de 14 663 MW développables sont en cours de construction sur la période 2015-2017. Les mises en service de ces nouvelles capacités sont prévues comme suit :

➤ Année 2015 :

Mise en service d'une capacité additionnelle de 2 412 MW en TG, Cette capacité est répartie comme suit :

- Centrale TG 3x197 MW à Hassi R'Mel
- Centrale TG 3x235 MW à Boufarik,
- Centrale TG 2x228 MW à Oumeche,
- Centrale TG 3x220 MW à Hassi Messaoud,

➤ Année 2016 :

Mise en service d'une capacité additionnelle de 8 294 MW en cycle combiné et en turbines à gaz. Il s'agit de la mise en service des TG des centrales à cycle combiné suivantes :

- Centrale CC de 3x377 MW à Ras Djinet2
- Centrale CC de 3x338 MW à Ain Arnat
- Centrale TG de 2x223 MW à Boutlelis
- Centrale TG de 2x184 MW à Hassi R'Mel
- Centrale TG de 2x139 MW à Ain Djasser3
- Partie TG de 2x452.5 MW à Mostaganem
- Partie TG de 2x378 MW à Naama
- Partie TG de 2x402 MW à Ain Oussara
- Partie TG de 2x411.5 MW à Kais
- Partie TG de 2x432.5 MW à Oumeche
- Partie TG de 2x451.5 MW à Bellara

➤ Année 2017 :

Mise en service d'une capacité additionnelle de 3 318 MW représentant la partie Turbines à Vapeur (TV) des centrales à cycle combiné (TG prévue pour 2016), comme suit :

- Partie TV de 2x150 MW à Boutlelis (passage en CC de la centrale TG)
- Partie TV de 2x287.5 MW à Mostaganem
- Partie TV de 2x223 MW à Naama
- Partie TV de 2x238 MW à Ain Ouessara

- Partie TV de 2x238.5 MW à Kais
- Partie TV de 2x255.5 MW à Oumeche
- Partie TV de 2x266.5 MW à Bellara

b) Période 2018- 2024 :

Des centrales d'une capacité de 8 900 MW seront réalisées pour assurer la garantie de la couverture de la demande prévisionnelle sur la période 2018-2024.

V.1.2 Pour les Réseaux Isolés du Sud (R.I.S) [29]

Sur la période 2015-2024, la capacité décidée pour les réseaux isolés du sud est de 478 MW dont 176 groupes diesel d'une puissance totale de 217 MW et 16 groupes turbines à gaz d'une puissance totale de 264 MW.

Tableau V. 2: Moyens de production par le RIS [29]

	Nombre de Groupes	Puissance total (MW)
Groupe diesel	176	217
Turbine à gaz	16	264
Total	192	478

V.1.3 Pour le Pôle In Salah- Adrar-Timimoun (P.I.A.T) [29]

Il est prévu, sur la période 2015-2024, la réalisation des centrales d'une capacité totale de 450 MW et une ferme éolienne de 10 MW, soit une puissance additionnelle de 460 MW. Cette capacité est répartie comme suit :

- Site de Timimoun : 50 MW en TG, prévus pour une mise en service pour 2015.
- Sites In Salah et Timimoun : 400 MW en TG (200 MW par site) pour une mise en service en 2015.
- Centrale éolienne de 10 MW en cours de construction au niveau de Kabertene.

V.1.3 Pour les énergies renouvelables (EnR) [29]

Additivement aux capacités conventionnelles, il est prévu la réalisation par SKTM d'un parc d'énergies renouvelables de 3 260 MW sur la période 2014-2024, répartis comme suit (**Tableau V. 3**) :

- 2991 MW sur le Réseau Interconnecté National (R.I.N).
- 136 MW sur les Réseaux Isolés du Sud (R.I.S).
- 133 MW sur le réseau Pôle In Salah -Adrar- Timimoun (PIAT).

Tableau V. 3: La puissance énergie renouvelable à installer par type et par site [29]

Site		Puissance Total à installer en MW (2014-2024)
RIN	PV	1 161
	CSP	1 480
	EOL	350
	Total	2 991
RIS	PV	85
	EOL	50
	Total	136
PIAT	PV	53
	CSP	50
	EOL	30
	Total	133
Total PV		1 300
Total CSP		1 530
Total Eoliens		430
Total EnR		3 260

V.2 Analyse et interprétation du plan d'investissement de Sonelgaz

Le plan d'investissement à révéler qu'une capacité additionnelle décidée de 18 365 MW prévue sur la période 2015-2024, dont 14 882 MW sera produite par des centrales dont l'énergie primaire est le Gaz, qui représente un pourcentage de 82.1 %, une concentration énorme sur cette dernière, qui pourra se répercuter négativement sur l'équilibre de la consommation et de l'exploitation des énergies au sein du pays, pourtant l'éducation au développement durable nous impose de garantir aux générations futures, à l'horizon 2030, les mêmes chances de qualité de vie actuelle.

Cependant une puissance additive conventionnelle faible sera produite par des énergies renouvelables, est prévue pour la réalisation qui est de 3 260 MW soit un pourcentage de 17.9%, répartie comme suit :

- 2 830 MW avec des centrales solaires thermiques et photovoltaïques.
- 430 MW avec des centrales éoliennes.

D'après les données qu'on a extraites, dans le plan d'investissement algérien et l'analyse faite sur la production de l'énergie électrique à l'horizon 2025, on peut dire que les pouvoirs publics avec le Groupe Sonelgaz et les autres filiales de production (SKS, SKD, SKB,...etc.), continuent toujours d'axer de manière excessive et dangereusement sur les énergies fossiles, comme énergie primaire et principalement sur le gaz pour la production de l'énergie électrique.

D'une part, on a constaté une importance minime et modeste est accordée aux investissements sur les deux types d'énergies renouvelables, solaires et éoliennes, malgré que le pays dispose des potentialités assez élevées, et suffisantes pour couvrir toute la consommation algérienne en énergie électrique; D'autre part on a remarqué aussi que les autres formes d'énergie sont totalement négligées comme l'énergie géothermique, la biomasse,...etc. malgré leurs avantages, conception, installation et maintenance aisés, coût marginal de production (gratuité de la ressource) et aussi la protection de l'environnement.

V.3 Suggestion d'investissement

Cette première décennie du millénaire a fait prendre conscience à toute l'humanité de la place stratégique de l'énergie dans tous ses aspects. Désormais chacun sait que les gisements en énergies fossiles seront épuisés dans quelques décennies, que les effets secondaires (Effet de serre, réchauffement climatique, pollution de l'environnement) de la production de l'énergie électrique à partir de ces ressources sont néfastes. A cet effet on doit faire de la transition énergétique une grande cause nationale en appelant à davantage

d'investissements dans les énergies renouvelables que ce soit solaire, éolienne, géothermique, biomasse...etc, qui représentent des alternatives incontournables et surtout avantageuses.

Les potentialités nationales en énergies renouvelable sont gigantesques, nous considérons ces énergies comme une opportunité et un levier pour le développement économique et social, notamment à travers l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois. Comparativement, le potentiel solaire est beaucoup plus important par rapport à ceux en éolien, biomasse, géothermie et en hydroélectricité, ou les potentialités de ces dernières restent intéressantes et cela ne doit pas exclure pour autant le lancement de projets de réalisation de fermes éoliennes et de commencer à mettre en œuvre de projets expérimentaux en biomasse et en géothermie.

A cet effet, il faut élaborer un vrai projet d'investissement qui consiste à installer une puissance qui va couvrir une consommation prévue de près de 70 000 GWh à l'horizon 2024 (*Tableau IV. 2*). A la faveur de ce projet, il faut placer les énergies renouvelables au cœur des politiques énergétique et économique qui vont être menées par l'Algérie, vue l'atténuation de l'utilisation des ressources fossiles et les contraintes environnementales et économiques qu'elles engendrent.

Ces investissements ne doivent pas se concentrer sur une seule forme d'énergie mais ils doivent être aussi diversifiés que possible notre bouquet énergétique tant qu'on a les moyens financiers permettant de le faire, et cela pour éviter les risques de dépendances d'une seule forme d'énergie. Le choix des types de centrales par rapport aux autres, doit être justifié d'abord par des contraintes environnementales, géographiques, climatiques (pluviométrie, ensoleillement, nébulosité,...etc.), et aussi par des contraintes économique (Coût d'investissement des différentes centrales).

L'Algérie recèle un potentiel en énergies renouvelables parmi les plus grands au monde, et les potentialités importantes sont :

- L'Energie Solaire
- L'Energie Eolienne
- L'Energie Géothermique
- La Biomasse

V.3.1 Energie solaire

Non polluante, économique, facilement disponible, renouvelable, aisément transformable, telle est l'énergie solaire. Grâce à des équipements robustes et fiables, les modules photovoltaïques et solaires thermiques permettent de produire de l'électricité. Pour une production personnelle ou à plus grande échelle, dans un secteur raccordé au réseau électrique ou en site isolé, l'électricité photovoltaïque et solaire thermique sont des options intéressantes. C'est une énergie décentralisée, accessible et modulable.

L'Algérie est parmi les pays les mieux dotés en ressources solaires au monde, on dispose d'un des gisements solaire les plus élevés au monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara) [14]. L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m² est de l'ordre de 4 et 7 kWh/m²/jour sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 kWh/m²/an au Nord et 2650 kWh/m²/an au Sud du pays [14], ce qui correspond à une capacité électrique 8 fois supérieure aux réserves de gaz naturel du pays (voir le Tableau II. 2 et la figure II.1). Des gisements lumineux ont été constatés dans les régions de Djanet, Tamnasset, Tindouf, Beni Abbes, Biskra, Ghardaïa, Adrar, Hassi R'Mel...etc.

L'Algérie doit mettre en valeur ce potentiel, en exploitant ces régions en lançant des projets importants pour l'installation des centrales solaires que se soient solaires thermiques (CSP) « Concentrating Solar Power », photovoltaïques ou encore l'hybridation des centrales déjà installées comme celle de Hassi R'Mel (Solaire-Gaz).

V.3.1.a) Avantages

- Usage de ressources renouvelables, sans émissions de gaz à effet de serre pour la production d'électricité
- Abondance de la ressource
- Coût marginal de production d'électricité très faible ("gratuité de la ressource")
- Forte modularité d'installation, adaptée au logement particulier et à l'autoconsommation
- Sur les sites isolés, l'énergie photovoltaïque offre une solution pratique pour obtenir de l'électricité à moindre coût
- La revente du surplus de production permet d'amortir les investissements voire de générer des revenus

V.3.1.b) Inconvénients

- Intermittence et caractère fatal de la production d'électricité (variabilité dans le temps et dans l'espace de l'ensoleillement)
- Création de perturbations sur le réseau (variations brutales d'ensoleillement)

- Le coût d'investissement des panneaux photovoltaïques est élevé
- Le rendement réel de conversion d'un module est faible
- Le rendement électrique diminue avec le temps (20% de moins au bout de 20 ans)

V.3.2 Eolienne

Considérée comme une énergie propre, l'énergie éolienne connaît un essor important. Parmi les énergies renouvelables, elle est considérée comme une technologie mature et la plus économique après l'hydroélectricité.

L'énergie éolienne est renouvelable et propre, cette énergie est totalement indépendante des ressources fossiles. Les éoliennes peuvent permettre de répondre à des besoins électriques de masse tout comme à des besoins domestiques limités, selon la taille de l'éolienne. La production éolienne d'électricité au plus près des lieux de consommation, par des unités de production d'une taille adaptée à des consommations locales, pourrait contribuer aussi à limiter les pertes d'énergie lors du transport dans les lignes électriques.

La ressource éolienne en Algérie varie beaucoup d'un endroit à un autre. Ceci est principalement dû à une topographie et un climat très diversifiés.

L'Algérie a un régime de vent modéré (2 à 7 m/s), la carte des vents (Figure II.2) montre que le Sud est caractérisé par des vitesses plus élevées que le Nord, plus particulièrement dans le Sud-ouest avec des vitesses allant de 4 m/s à 6 m/s dans les régions d'Adrar, Timimoune et Tindouf et Ain Salah. Concernant le Nord, on remarque globalement que la vitesse moyenne est peu élevée, elle ne dépasse pas 5 m/s. Le potentiel énergétique est énorme sachant que les régions du sud d'Algérie se trouvent dans un couloir de vent moyen de 6 m/s.

Vue la disponibilité de ces couloirs de vent qui occupent des surfaces remarquables et qui représentent un gisement important avec des vitesses de vent suffisantes pour le fonctionnement d'une éolienne, Sonelgaz ainsi que les pouvoirs publics doivent accorder plus d'importance à cette forme d'énergie et préconiser plus d'investissement pour son exploitation en installant des fermes éoliennes dans les régions suscitées.

V.3.2.a) Avantages

- Usage de ressources renouvelables, sans émissions de gaz à effet de serre pour la production d'électricité.
- Intermittence de production pouvant être compensée en partie par le foisonnement des régimes de vent sur le réseau national.
- Techniquement au point, les éoliennes sont rentables dans les régions bien ventées.
- Conception, installation et maintenance aisée.
- Coût marginal de production d'électricité très faible ("gratuité de la ressource").

V.3.2.b) Inconvénients

- Intermittence et caractère fatal de la production d'électricité
(Variabilité dans le temps et dans l'espace de la ressource)
- Incertitude dans la prévision de la ressource.
- Le prix de revient est pour le moment 3 à 4 fois supérieur au prix moyen de l'énergie non renouvelable
- (pétrole, nucléaire et charbon).
- Contraintes géographiques sur les sites éligibles (topographie, obstacles, etc.)
- Acceptabilité sociétale potentiellement complexe (impact paysager, biodiversité, etc.)

V.3.3 Energie géothermique

Par rapport à d'autres énergies renouvelables, la géothermie de profondeur présente l'avantage de ne pas dépendre des conditions atmosphériques (soleil, pluie, vent). C'est donc une source d'énergie exploitable en continu, dont la production est réglable.

La géothermie s'intéresse à l'exploitation des sources d'eau chaude en profondeur. Elle constitue l'une des principales ressources d'énergie renouvelable dans le monde. Il existe à travers le monde deux types principaux de géothermie:

- la géothermie haute énergie, elle concerne les gisements des zones continentales actives qui se caractérisent par des températures supérieures à 150 °C. Elle est destinée principalement à la production d'électricité,
- la géothermie basse énergie, qui concerne les gisements des zones des plates-formes continentales stables, recouvertes de terrains sédimentaires caractérisées par une température comprise entre 30 °C et 150 °C. Elle est destinée principalement au chauffage urbain et au chauffage de serres.

Le Sud algérien est un vaste territoire dont le potentiel géothermique est contenu dans les bassins sédimentaires des zones continentales stables. Les ressources géothermiques sont principalement de basse énergie. Afin de déterminer les régions d'intérêt géothermique, les cartes de gradient géothermique de flux de chaleur sont établies.

Deux zones géothermiques distinctes sont bien mises en évidence à travers ces cartes, l'une dans la partie Est et l'autre dans la partie Ouest du Sahara algérien.

Le Sahara algérien présente dans son ensemble un gradient géothermique moyen de l'ordre de 4 °C / 100 m. Deux parties distinctes sont bien mises en évidence. L'une dans la partie septentrionale du Sahara, dont le gradient géothermique moyen est de l'ordre de 3 °C/100 m. L'autre dans le Sahara occidental, qui présente un fort gradient géothermique qui atteint plus de 6 °C/100 m, plus particulièrement dans les régions de Béchar, Beni Abbès et Timimoun.

En résumé l'Algérie compte 240 sources thermales dont [30] :

- 65°C dans la région de l'Ouest,
- 80°C dans la région Centre,
- 94°C pour la région de l'Est.
- 50°C en moyenne dans le Sud.

Des études ont montrés encore que l'Algérie possède un autre potentiel géothermique important, et qui pourra être l'une des énergies renouvelables pouvant être exploités pour la production de l'énergie électrique.

V.3.3.a) Avantages

- Elle permet la préservation de l'environnement car peu de gaz à effet de serre.
- Elle utilise la chaleur que diffuse la Terre, une ressource énergétique renouvelable
- Dans un contexte plus pratique, ce type d'installation est réversible, il peut remplacer la climatisation en produisant du froid
- Elle n'a pas besoin d'un espace de stockage comme les cuves à fioul ni, dans le même exemple, de conduit d'évacuation.
- C'est une énergie fiable et stable dans le temps.

V.3.3.b) Inconvénients

- Il ne s'agit pas d'une énergie entièrement inépuisable dans ce sens qu'un puits verra un jour son réservoir calorifique diminuer.
- Si les installations géothermiques sont technologiquement au point et que l'énergie qu'elles prélèvent est gratuite, leur coût demeure, dans certains cas, très élevé.
- Limitée du site géographique endroits
- Coût de démarrage élevé

V.3.4 Energie biomasse

La biomasse se définit comme la fraction biodégradable des produits, déchets et résidus provenant de l'agriculture, y compris les substances végétales et animales issues de la terre et de la mer, de la sylviculture et des industries connexes, ainsi que la fraction biodégradable des déchets industriels et ménagers. Toutes ces matières organiques peuvent devenir source d'énergie par combustion (ex : bois énergie), après méthanisation (biogaz) ou après de nouvelles transformations chimiques (biocarburant). L'Algérie se subdivise en deux parties :

- les régions sahariennes arides couvrant presque 90% du territoire.
- Les régions selvatiques qui occupent 25.000.000 hectares environ, soit un peu plus de 10% de la superficie totale du pays. La forêt couvre 1 800 000 hectares et les formations forestières dégradées en maquis 1 900 000 hectares. Le pin maritime et l'eucalyptus sont des plantes particulièrement intéressantes pour l'usage énergétique : actuellement elles n'occupent que 5% de la forêt algérienne.

La biomasse est la 2ème énergie renouvelable dans le monde. L'Algérie compte :

➤ **Potentiel de la forêt :**

Le potentiel actuel est évalué à environ 37 Millions de TEP (Tonnes équivalent pétrole).

Le potentiel récupérable est de l'ordre 3,7 Millions de TEP. Le taux de récupération actuel est de l'ordre de 10%.

➤ **Potentiel énergétique des déchets urbains et agricoles**

5 millions de tonnes de déchets urbains et agricoles ne sont pas recyclés.

Ce potentiel représente un gisement de l'ordre de 1.33 millions de Tep/an.

Cependant, on constate un potentiel considérable en biomasse qui n'est guère exploité, malgré son importance face aux autres énergies primaires, et le rendement d'une centrale biomasse ne dépend fortement que de la technologie utilisée, ainsi que de la taille de l'installation. Dans les pays développés la reconversion de centrales thermiques à flamme conventionnelles à charbon en centrales biomasse est une option connaissant un intérêt croissant. Alors il est grand temps pour investir dans cette forme d'énergie qui est saine et rentable et aidera pleinement pour le renforcement du parc de production national.

V.3.4.a) Avantages

- Usage de ressources renouvelables avec approvisionnement principalement local.
- Emissions de gaz à effet de serre limitées pour la production d'électricité (bilan carbone neutre de la biomasse énergie)
- Synergies locales possibles (valorisation des résidus de biomasse sur site papetier, etc.)
- Conversion de centrales à charbon à la biomasse possible.

V.3.4.b) Inconvénients :

- Contraintes d'approvisionnement en biomasse (gestion des parties prenantes, sécurisation sur de longues périodes).
- Qualité variable du combustible (taux d'humidité, etc.).
- Traitement des fumées spécifique (poussières...).
- Besoin d'un débouché chaleur pour la cogénération.
- Gestion des cendres.

Conclusion générale

La demande de l'énergie électrique évolue rapidement, par contre, la satisfaction de cette dernière n'a pas pu être toujours concrétisée, vue les délestages qui s'opèrent jusqu'à nos jours dans certaines régions du territoire national. Cependant la matérialisation de cette dernière nécessite des installations supplémentaires de moyens de production d'énergie électrique, qui devront être diversifiés.

L'Algérie est un pays producteur et exportateur de l'énergie électrique, il est donc primordial pour les entreprises de production, d'analyser et prévoir l'évolution temporelle de la consommation de l'électricité, afin de comprendre le mécanisme qui gère cette consommation, et principalement des informations pertinentes qui serviront à la phase de prise de décisions.

Dans cette étude, nous avons utilisé les données annuelles de consommation moyenne de l'énergie électrique en Algérie pour évaluer à travers le modèle de Box-Jenkins les prévisions de cette consommation à moyen terme. L'exploration de ces données nous a révélé des caractéristiques telles que la tendance de la série de consommation d'énergie électrique et sa très forte inertie (autocorrélation forte et longue). Un seul processus de différenciation est nécessaire pour rendre la série stationnaire.

Une fois le modèle choisi, estimé et validé, on a calculé nos prévisions. Des prévisions qui semblent avoir une allure adéquate avec la série : ils sont en harmonie avec l'allure générale de la série étudiée puisque graphiquement le phénomène de périodicité est reproduit.

Parmi toutes les énergies fossiles que dispose le pays, les impératifs de préservation de l'environnement imposent l'utilisation du gaz naturel comme énergie primaire pour la production d'électricité, jugée moins polluante, est largement disponible en Algérie.

Cependant la préoccupation environnementale et la nécessité de diversifier les moyens de production exigent aussi l'intégration, entre autres, de moyens de production d'énergies dites propres et renouvelables comme les énergies solaire et éolienne, dont les gisements sont disponibles et abondants, notamment dans le Sud (Solaire) et Sud-ouest du pays (Eolien), La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures dans certaines régions des Hauts- Plateaux et du Sahara. La plupart des régions d'Algérie disposent d'un ensoleillement supérieur à 2000 kWh/m²/an». [14]

Donc à partir de ces potentialités (Solaire, éolienne, biomasse et géothermique) associés aux contraintes géographiques, climatiques, environnementales et économiques. Il est indispensable d'élaborer un véritable projet d'innovation de développement et d'investissement dans le domaine du renouvelable. En perspective ce projet peut être concrétiser en utilisant les modèles multicritères d'aide à la décision en passant par des modèle de prévision en tenant compte de différentes potentialités et contraintes qui peuvent y parvenir, ce modèle nous permettra de choisir les meilleurs moyens de production sur lesquels portera l'investissement.

Bibliographie

- [1] : Portail Algérien des Energies Renouvelables, « Les Capacités de production électrique ont dépassé 15 GW en 2013 », 22 Janvier 2014.
- [2] : M. Eremia, J. Treca et A. Germond, « Réseaux électriques, aspects actuels », Edition Tehnica, Bucarest, Roumanie, 2000.
- [3] : Guillaume RAMI «contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies connectées au réseau électrique de distribution», Thèse de doctorat INPG, 2006
- [4] : J.M. DELBARRE, « Postes à HT et THT - Rôle et Structure », Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie électrique, D 4570, 2004.
- [5] : Généralités sur les réseaux électriques, *Edition Internet*, [En ligne], [<https://fr.scribd.com/doc/4597291/Generalites-sur-les-reseaux-electriques>], 3 mai 2015.
- [6] : Association des retraités du groupe CEA, « Comparaison des différents modes de production d'électricité », fiche n° 23, décembre 2011.
- [7] : Maurice Reyne, « LES ENERGIE, Bilan et évolution », n° 140208, 8 février 2014
- [8] : Ph. CARRIVE, « Réseaux de Distribution - Structure et Planification », Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie électrique D 4210, 2006.
- [9]: R. M. Mathur, R. K. Varma, «Thyristor Based FACTS Controllers for Electrical Transmission Systems», JOHN WILEY & SONS PUBLICATION, 2002.
- [10]: D. Das, «Electrical Power Systems», New Age International Publishers, 2006.
- [11] : J. L. Lilien, «Transport et Distribution de L'Energie Electrique», Faculté des Sciences Appliquées, Université de Liège, 2000.
- [12] : Sonelgaz, « Rapport d'activités et comptes de gestion consolidés », Edition : 2013.
- [13] : Sonelgaz, « Rapport d'activités et comptes de gestion consolidés », Edition : 2012.
- [14] : « Guide des énergies renouvelables », Ministère de l'Energie et des Mines, Edition : 2007.
- [15] : M. Abouriche, A. Fekraoui, F.Z. Kedaïd et M. Rezig, « Atlas des Ressources Géothermiques du Nord de l'Algérie », Rapport Interne CDER, 1988.
- [16] : AQUASTAT, « L'irrigation en Afrique en chiffres: Algérie ». 2005.
- [17] : « L'Eau en Algérie », Université Mentouri Constantine. [Online]. Disponible: [<http://www.umc.edu.dz/vf/index.php/actualites-et-informations/theme-de-la-semaine/980-leau-en-algerie>].
- [18] : Ministère de l'énergie et des mines Algérie, « Bilan énergétique national de l'année 2013 », édition 2014, p : 32.

- [19] : Sonelgaz, Newsletter presse n° 29, « Synthèse des Bilan d'Activités et Comptes Sociaux consolidés 2013 des sociétés du groupe Sonelgaz », édition électronique, Juin 2014.
- [20] : Ministère de l'énergie et des mines Algérienne, les réseaux électriques nationaux, 2013.
- [21] : Pavillon Adrien- Poulot, « Prévision de la demande », Université Laval, Québec, G1K7P4.
- [22] : Michel VATE « STATISTIQUE CHRONOLOGIQUE ET PREVISION », éditions : ECONOMICA, Septembre 1993 ; p : 15.
- [23] : Georges BRESSON ; Alain PIROTTE, Econométrie des serie temporelle « Théorie et applications », Editions PUF ; Vendôme 1995, p : 19.
- [24] : [www.math.univ-montp2.fr/.../ STAT2414_Syllabus 4 édition.pdf](http://www.math.univ-montp2.fr/.../STAT2414_Syllabus_4_édition.pdf) ; p : 31.
- [25] : Eric DOR, Econométrie, « Synthèse de cours & Exercices corrigés », Collection Synthex, éditions : PEARSON Education France, février 2004, France, Paris ; p : 8.
- [26] : Christian GOURIEROUX & Alain MONFORT, « Serie Temporelles Et Modèles Dynamiques », éditions : Economica, Février 1990, Paris, p : 23.
- [27] : Steven C.Wheel WRIGHT, Spyros MAKRIDAKIS, «choix et valeur des méthodes de prévision », Editions d'Organisation 1974, p : 143.
- [28] : Markvardt.2000. Solar Electricity, second ed. Wiley, USA.
- [29] : SONELGAZ, Newsletter n° 28 « Synthèse des plans de développement des sociétés du groupe Sonelgaz 2014-2024 », édition électronique, Juin 2014.
- [30] : Dr. El Amin KOUADRI BOUDJELTHIA, Centre de Développement des Energies Renouvelables [Online]. Disponible : [<http://www.cder.dz>], 08 juin 2015.

Annexe 1 :

Table de la loi de Student

k	γ										
	0.25	0.20	0.15	0.10	0.05	0.025	0.010	0.005	0.0025	0.0010	0.0005
1	1.000	1.376	1.963	3.078	6.314	12.71	31.82	63.66	127.3	318.3	636.6
2	0.816	1.061	1.386	1.886	2.920	4.303	6.965	9.925	14.09	22.33	31.60
3	0.765	0.978	1.250	1.638	2.353	3.182	4.541	5.841	7.453	10.21	12.92
4	0.741	0.941	1.190	1.533	2.132	2.776	3.747	4.604	5.598	7.173	8.610
5	0.727	0.920	1.156	1.476	2.015	2.571	3.365	4.032	4.773	5.893	6.869
6	0.718	0.906	1.134	1.440	1.943	2.447	3.143	3.707	4.317	5.208	5.959
7	0.711	0.896	1.199	1.415	1.895	2.365	2.998	3.499	4.029	4.785	5.408
8	0.706	0.889	1.108	1.397	1.860	2.306	2.896	3.355	3.833	4.501	5.041
9	0.703	0.883	1.100	1.383	1.833	2.262	2.821	3.250	3.690	4.297	4.781
10	0.700	0.879	1.093	1.372	1.812	2.228	2.764	3.169	3.581	4.144	4.587
11	0.697	0.876	1.088	1.363	1.796	2.201	2.718	3.106	3.497	4.025	4.437
12	0.695	0.873	1.083	1.356	1.782	2.179	2.681	3.055	3.428	3.930	4.318
13	0.694	0.870	1.079	1.350	1.771	2.160	2.650	3.012	3.372	3.852	4.221
14	0.692	0.868	1.076	1.345	1.761	2.145	2.624	2.977	3.326	3.787	4.140
15	0.691	0.866	1.074	1.341	1.753	2.131	2.602	2.947	3.286	3.733	4.073
16	0.690	0.865	1.071	1.337	1.746	2.120	2.583	2.921	3.252	3.686	4.015
17	0.689	0.863	1.069	1.333	1.740	2.110	2.567	2.898	3.222	3.646	3.965
18	0.688	0.862	1.067	1.330	1.734	2.101	2.552	2.878	3.197	3.610	3.922
19	0.688	0.861	1.066	1.328	1.729	2.093	2.539	2.861	3.174	3.579	3.883
20	0.687	0.860	1.064	1.325	1.725	2.086	2.528	2.845	3.153	3.552	3.850
21	0.686	0.859	1.063	1.323	1.721	2.080	2.518	2.831	3.135	3.527	3.819
22	0.686	0.858	1.061	1.321	1.717	2.074	2.508	2.819	3.119	3.505	3.792
23	0.685	0.858	1.060	1.319	1.714	2.069	2.500	2.807	3.104	3.485	3.767
24	0.685	0.857	1.059	1.318	1.711	2.064	2.492	2.797	3.091	3.467	3.745
25	0.684	0.856	1.058	1.316	1.708	2.060	2.485	2.787	3.078	3.450	3.725
26	0.684	0.856	1.058	1.315	1.706	2.056	2.479	2.779	3.067	3.435	3.707
27	0.684	0.855	1.057	1.314	1.703	2.052	2.473	2.771	3.057	3.421	3.690
28	0.683	0.855	1.056	1.313	1.701	2.048	2.467	2.763	3.047	3.408	3.674
29	0.683	0.854	1.055	1.311	1.699	2.045	2.462	2.756	3.038	3.396	3.659
30	0.683	0.854	1.055	1.310	1.697	2.042	2.457	2.750	3.030	3.385	3.646
40	0.681	0.851	1.050	1.303	1.684	2.021	2.423	2.704	2.971	3.307	3.551
50	0.679	0.849	1.047	1.299	1.676	2.009	2.403	2.678	2.937	3.261	3.496
60	0.679	0.848	1.045	1.296	1.671	2.000	2.390	2.660	2.915	3.232	3.460
80	0.678	0.846	1.043	1.292	1.664	1.990	2.374	2.639	2.887	3.195	3.416
100	0.677	0.845	1.042	1.290	1.660	1.984	2.364	2.626	2.871	3.174	3.390
120	0.677	0.845	1.041	1.289	1.658	1.980	2.358	2.617	2.860	3.160	3.373
∞	0.674	0.842	1.036	1.282	1.645	1.960	2.326	2.576	2.807	3.090	3.291

Annexe 2 :

Table de la loi du khi-deux

k	γ										
	0.995	0.990	0.975	0.950	0.900	0.500	0.100	0.050	0.025	0.010	0.005
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.45	2.71	3.84	5.02	6.63	7.78
2	0.01	0.02	0.05	0.10	0.21	1.39	4.61	5.99	7.38	9.21	10.60
3	0.07	0.11	0.22	0.35	0.58	2.37	6.25	7.81	9.53	11.34	12.84
4	0.21	0.30	0.48	0.71	1.06	3.36	7.78	9.94	11.14	13.28	14.86
5	0.41	0.55	0.83	1.15	1.61	4.35	9.24	11.07	12.83	15.09	16.75
6	0.68	0.87	1.24	1.64	2.20	5.35	10.65	12.59	14.45	16.81	18.55
7	0.99	1.24	1.69	2.17	2.83	6.35	12.02	14.07	16.01	18.48	20.28
8	1.34	1.65	2.18	2.73	3.49	7.34	13.36	15.51	17.53	20.09	21.96
9	1.73	2.09	2.70	3.33	4.17	8.34	14.68	16.92	19.02	21.67	23.59
10	2.16	2.56	3.25	3.94	4.87	9.34	15.99	18.31	20.48	23.21	25.19
11	2.60	3.05	3.82	4.57	5.58	10.34	17.28	19.68	21.92	24.72	26.76
12	3.07	3.57	4.40	5.23	6.30	11.34	18.55	21.03	23.34	26.22	28.30
13	3.57	4.11	5.01	5.89	7.04	12.34	19.81	22.36	24.74	27.69	29.82
14	4.7	4.66	5.63	6.57	7.79	13.34	21.06	23.68	26.12	29.14	31.32
15	4.60	5.23	6.27	7.26	8.55	14.34	22.31	25.00	27.49	30.58	32.80
16	5.14	5.81	6.91	7.96	9.31	15.34	23.54	26.30	28.85	32.00	34.27
17	5.70	6.41	7.56	8.67	10.09	16.34	24.77	27.59	30.19	33.41	35.72
18	6.26	7.01	8.23	9.39	10.87	17.34	25.99	28.87	31.53	34.81	37.16
19	6.84	7.63	8.81	1.12	11.65	18.34	27.20	30.14	32.85	36.19	38.58
20	7.43	8.26	9.59	10.85	12.44	19.34	28.41	31.41	34.17	37.57	40.00
21	8.03	8.90	10.28	11.59	13.24	20.34	29.62	32.67	35.48	38.93	41.40
22	8.64	9.54	10.98	12.34	14.04	21.34	30.81	33.92	36.78	40.29	42.80
23	9.26	10.20	11.69	13.09	14.85	22.34	32.01	35.17	38.08	41.64	44.18
24	9.89	10.86	12.40	13.85	15.66	23.34	33.20	36.42	39.36	42.98	45.56
25	10.52	11.52	13.12	14.61	16.47	24.34	34.28	37.65	40.65	44.31	46.93
26	11.16	12.20	13.84	15.38	17.29	25.34	35.56	38.89	41.92	45.64	48.29
27	11.81	12.88	14.57	16.15	18.11	26.34	36.74	40.11	43.19	46.96	49.65
28	12.46	13.57	15.31	16.93	18.94	27.34	37.92	41.34	44.46	48.28	50.99
29	13.12	14.26	16.05	17.71	19.77	28.34	39.09	42.56	45.72	49.59	52.34
30	13.79	14.95	16.79	18.49	20.60	29.34	40.26	43.77	46.98	50.89	53.67
40	20.71	22.16	24.43	26.51	29.05	39.34	51.81	55.76	59.34	63.69	66.77
50	27.99	29.71	32.36	34.76	37.69	49.33	63.17	67.50	71.42	76.15	79.49
60	35.53	37.48	40.48	43.19	46.46	59.33	74.40	79.08	83.30	88.38	91.95
70	43.28	45.44	48.76	51.74	55.33	69.33	85.53	90.53	95.02	100.42	104.22
80	51.17	53.54	57.15	60.39	64.28	79.33	96.58	101.88	106.63	112.33	116.32
90	59.20	61.75	65.65	69.13	73.29	89.33	107.57	113.14	118.14	124.12	128.30
100	67.33	70.06	74.22	77.93	82.36	99.33	118.50	124.34	129.56	135.81	140.17