

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Laboratoire de Matériaux,
Technologie des Systèmes
Énergétiques et Environnement

Université de Ghardaïa



Faculté des Sciences et Technologies
Département d'automatique et électromécanique



Mémoire présenté en vue de l'obtention du diplôme de

MASTER

Domaine : *Sciences et Technologies*

Filière : Energie renouvelable

Spécialité : Energie renouvelable en *Electrotechnique*

Par :

Mr: Bouhafs Hadri

Mr: Mehamed Salah eddine LEMLISSA

Thème

**Etude et exploitation d'une source PV raccordée au réseau
électrique**

Soutenu publiquement le : 29/06/2019

Devant le jury :

Ahmed Bahri	MAA	Ghardaïa	Président
Skander Bouraghda	MAA	Ghardaïa	Examineur
Fatima Bouchelga	MAB	Ghardaïa	Examineur
Abdelouahab Khattara	MCB	Ghardaïa	Encadreur

Année universitaire 2018/2019

N° d'ordre :

N° de série :

Remerciements

En premier lieu, nous remercions Dieu qui nous a procuré de la patience et du courage afin d'achever ce travail et d'atteindre cette réussite.

Nous remercions Monsieur Khattara Abdelouahab,

notre promoteur, de nous avoir proposé ce sujet et d'avoir dirigé ce travail et pour leurs remarques constructives.

Nous exprimons notre gratitude aux membres de jury d'avoir consacré une partie de leur temps pour juger ce modeste travail.

Nos remerciements les plus vifs vont tout particulièrement à nos parents ainsi qu'à tous ceux et celles qui ont participé de près et de loin à la réalisation de ce travail.



Dédicaces

Je dédie ce mémoire à les plus chers à mon cœur, Mon

Père, Ma mère, qui ont

toujours cru en moi et m'ont toujours encouragées.

À mes sœurs À mes Frères À toute ma famille

À tous mes amis À tous mes professeurs

bouhafs



Dédicaces

*Je dédie ce mémoire a les plus chers à mon cœur, Mon
Père, Ma mère, Ma femme et à Mes Enfants qui ont
toujours cru en moi et m'ont toujours encouragées.*

A mes sœurs A mes Frères A toute ma famille

A tous mes amis A tous mes professeurs

SALAH

الملخص

- الغرض من هذه المذكرة ، هو استغلال محطة الطاقة الكهروضوئية وربطها مع الشبكة الكهربائية لغرداية، مع دراسة واختيار الموقع المناسب لدمجها في الشبكة.
- ركزنا في هذه العمل على شبكة التوتر 60 كيلوفولط المغذية لجميع المحطات التوزيع لولاية غرداية وهذا بمحطات هذه الشبكة بواسطة برنامج بيسات (PSAT) .
- بعد الدراسة و البحث على مكان أفضل لتوصيل مصدر الطاقة الكهروضوئية في الشبكة ، و النتيجة التي تم الحصول عليها هي ان المكان المناسب للتوصيل لضمان استقرار الجهد وتجنب فقدان الطاقة ، هو على مستوى (BUS02) الذي يوجد في منطقة بوهر اوة.

RESUMES

- Le but de cette mémoire est d'exploiter la centrale photovoltaïque, et de la connecter au réseau électrique de Ghardaïa, tout en étudiant et sélectionnant l'emplacement approprié pour son intégration dans le réseau.
- On a concentré dans ce travail sur le réseau de 60 kV qui alimente toutes les stations de distribution de Ghardaïa, la simulation de réseau a été faite par le logiciel PSAT.
- Après avoir étudié et recherché sur un meilleur emplacement pour connecter la source d'énergie photovoltaïque au réseau, le résultat obtenu c'est au niveau de (BUS02) situé dans la région de Bouhraoua, parce que la stabilité de la tension est assurée et la perte d'énergie est faible.

ABSTRACT

The aim of this work is to exploit the photovoltaic power station and connect it to the electrical network of Ghardaia, while studying and selecting the appropriate location for its integration into the network.

- We focused in this work on the network the tension of 60 kV that fed all the distribution stations of Ghardaia, the simulation of this network is done by PSAT software.
- After studying and looking for a better place to connect the photovoltaic power source in the network, the result obtained is the appropriate place to connect, to ensure the voltage stability and avoid energy loss, is at (BUS02) which is located in the area of Bouhraoua.

LISTE DES TABLEAUX

LISTE DES TABLEAUX

Tableau. I.1 : Domaines de tension	6
Tableau. I.2 : Classification de jeu de barres.....	9
Tableau .I.3 : Incidents suivis d'un effondrement.....	16
Tableau .I.4 : Incidents non suivis d'un effondrement	17
Tableau. II.1 : Code région.....	38
Tableau. II.2 : Code des niveaux de tension dans le réseau algérien	38
Tableau. II.3 : Structure de réseau de Ghardaïa	39
Tableau .II.6 : Simulation de réseau électrique sous PSAT en état initiale	44
Tableau .II.7 : Simulation de réseau électrique sous PSAT en état dynamique.....	45
Tableau. II.8 : Aaugmentation de la puissance (P, Q) de15% à chaque année	46
Tableau. III .1 : Programme de répartition d'énergie renouvelable par filière en deux phases53	
Tableaux.III.2 : Statique des degrés d'ensoleillement par zone	57
Tableau III.3 : Centrale d'énergie renouvelable réalise	59
Tableau.III.4 : Synthèse des prévisions physiques de production sur la période 2014-2024 .60	
Tableau III.5 : Intégration la source PV dans le JB 02	62
Tableau III.6 : Intégration la source PV dans le JB 03	63
Tableau III.7 : Intégration la source PV dans le JB 07	64
Tableau III.8 : Intégration la source PV dans le JB 08	65
Tableau III.9 : Intégration la source PV dans le JB 09	66
Tableau III.10 : Intégration la source PV dans le JB 10	67
Tableau III.11 : Intégration la source PV dans le JB 11	68
Tableau III.12 : Etat dynamique de l'intégration de la source PV	69
Tableau III.13 : ΔV_{int} de chaque JB d'une intégration PV	69
Tableau III.14 : ΔV_{int} de chaque JB pour une intégration PV	70
Tableau III.15 : Calcul de S_{pert} de chaque JB d'une intégration PV	71
Tableau III.16 : Calcul de 5 paramètres de chaque JB d'une intégration PV	71

Tableau III.17 : Calcul de Min Fobj de chaque JB d'une intégration PV.....	72
Tableau III.18 : 1ere cas de calcul de Min F obj qui représente l'intégration PV dans le JB.	73
Tableau III.19 : 2ere cas de calcul de Min F obj qui représente l'intégration PV dans le JB	74
Tableau III.20 : 3 ^{ere} cas de calcul de Min F obj qui représente l'intégration PV dans le JB..	75

LISTE DE FIGURE

LISTE DE FIGURE

Fig. I.1 : Structure générale d'un réseau type électrique	6
Fig.I.2 : Différentes structures du réseau électrique	7
I.2.2 Calcul de l'écoulement de puissance dans un réseau électrique	8
Fig. I.3 : Réseau électrique avec trois nœud.	9
Fig. I.4 : Exemple d'un réseau bouclé	10
Fig. I.5 : Perturbation de réseau	15
Fig. I.6 : Types de stabilité	19
Fig I-7 : Temps caractéristiques des principales perturbations d'un réseau électrique.....	20
Fig. I.8 : Intégration de source photovoltaïque au réseau	22
Fig. I.9 : Evolution de l'énergie renouvelable photovoltaïque dans le monde	24
I.4.3 Intégration du photovoltaïque au réseau électrique.....	24
Fig .I.10: Mise en série de Plusieurs modules PV a un seul onduleur	25
Fig I.11 : Structure du convertisseur triphasée raccordé au réseau.....	26
Fig.1.12 : Ecoulement de puissance de source PV avec onduleur dimensionné par rapport la puissance apparent	27
Fig. II.1: Poste de distribution publique / Fig. II.2: Poste Livraison	33
Fig. II.3 : Schéma général d'un poste source HTB/HTA	34
Fig. II.4 : Carte géographique du réseau et de la sous-région Ghardaia-Laghouat	39
Fig. II.5 : Schéma général de la production, du transport et de la distribution d'énergie	40
Fig. II.6 : Schémas de JB de poste de la zone industrielle 30kV Bounoura Ghardaia	41
Fig. II.7 : Schéma de réseaux électriques de transport et distribution sous logiciel PSAT	43
Fig. II.8 : Schéma de réseaux électriques sous PSAT en état initiale.....	45
Fig. II.9 : Profil de tension après l'augmentation en 1 ^{ère} année.....	47
Fig. II.10 : Profil de tension après d'augmentation en 2 ^{ème} année.....	47
Fig. II.11 : Profil de tension après l'augmentation en 3 ^{ème} année.....	48
Fig. II.12 : Profil de tension après l'augmentation en 4 ^{ème} année.....	48

Fig.III.1 : Phase du programme des Energies Renouvelables en Algérie (2015-2020-2030) ..	55
Fig.III.2 : Objectif du programme des Energies Renouvelables en Algérie.....	56
Fig.III.3 : carte Algérie des développements des énergies renouvelable a 2020.....	57
Fig.III. 4 : Répartition de puissance RE en programme 2015 jusqu'a 2030.....	58
Fig.III. 5: Répartition des capacités PV & Eoliennes en programme 2015 jusqu'a 2030	58
Fig.III. 6: Cumul des longueurs réseau à l'horizon 2024	61
Fig. III. 7 : Schéma de PSAT représente l'intégration de la source PV dans le JB 02	62
Fig. III. 8 : Schéma de PSAT représente l'intégration de la source PV dans le JB 03	63
Fig. III. 9 : Schéma de PSAT représente l'intégration de la source PV dans le JB07	64
Fig. III. 10 : Schéma de PSAT représente l'intégration de la source PV dans le JB 08	65
Fig. III. 11 : Schéma de PSAT représente l'intégration de la source PV dans le JB 09	66
Fig. III. 12 : Schéma de PSAT représente l'intégration de la source PV dans le JB 10	67
Fig. III. 13 : Schéma de PSAT représente l'intégration de la source PV dans le JB 11	68
Fig. III. 14 : Courbe de 1 ^{ere} cas de Min F obj qui représente l'intégration PV dans le JB	73
Fig. III. 15 : Courbe de 2 ^{ere} cas de Min F obj qui représente l'intégration PV dans le JB	74
Fig. III. 16: Courbe de 3ere cas de Min F obj qui représente l'intégration PV dans le JB	75

SOMMAIRE

SOMMAIRE

Remercîment	II
Dédicace	III
Resumes	V
Liste tableau	VII
Liste figure	X
Sommaire	XII
Liste abréviation	XVII
Liste symbole	XX
Introduction générale	2
I.1.Introduction	5
I.2 Structure des réseaux électriques.....	5
I.2.1.1 Réseau maillé/bouclé.....	7
I.2.1.2 Réseau Radial/arborescent.....	7
I.2.2.1 But de l'écoulement de puissance	8
I.2.2.2 Jeu de barre de charges PQ.....	8
I.2.2.3 Jeu de barre Générateur	8
I.2.2.4 Jeu de barre de référence	8
I.2.3 Equations d'écoulement de puissance	9
I.2.3.1 Formation de la matrice admittance	9
I.2.3.2 Formulation des équations de tension	11
I.2.3. 3 Formulation des équations d'écoulement de puissance.....	12
I.2.3.4 La forme générale des équations de l'écoulement de puissance.....	12
I.3 Stabilité de tension de réseau électrique.....	13
I.3.1 Objectifs d'étude de la stabilité	13
I.3.2 Qualité de l'énergie électrique.....	14
I.3.2.1 Bosses de tension.....	14
I.3.2.2 Chutes de tension.....	14
I.3.3 La stabilité des réseaux.....	15
I.3.4 Causes de l'instabilité de la tension	16
I.3.5 Importance et incidents.....	16
I.3.6 Notions de base sur la stabilité des réseaux.....	17
I.3.6.1 Stabilité transitoire.....	18
I.3.6.2 Stabilité dynamique	18
I.3.6.3 Stabilité angulaire	18
I.3.6.4 Stabilité en fréquence	18
I.3.6.5 Stabilité de tension	18

I.3.7 Causes d'instabilité.....	20
I.3.8 Perturbations réseau.....	20
I.3.9 Causes d'instabilité de tension	21
I.3.10 Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations.....	21
I.3.11 Stabilité de tension par rapport les grandes perturbations.....	21
I.3.12 Méthodes d'amélioration de la stabilité de la tension	21
I.3.13 Les méthodes récentes d'amélioration de la stabilité.....	21
I.4 Intégration de source photovoltaïque au réseau	22
I.4.1 L'ensemble du réseau	22
I.4.2 L'énergie solaire.....	23
I.4.2.1 Photovoltaïque.....	24
I.4.4 Les systèmes à connexion directe au réseau.....	25
I.4.4.1 Structure à convertisseur unique	25
I.4.4.2 Adaptation de l'énergie produite par le photovoltaïque avec le réseau.....	25
I.4.4.3 L'impact de l'intégration de PV dans réseau	26
I.4.5 Le challenge et impact d'utilise l'énergie renouvelable et l'intégrée au réseau.....	27
I.5.Conclusion :	28
II.1 Introduction	30
II.2 Le réseau HTB, HTA	30
II.3 Définition le réseau HT.....	30
II.4 Définition du réseau de distribution HTA.....	31
II.4.1 Ligné à haute tension	31
II.4.2 Types de lignes de réseau HT	32
Une ligne à haute tension est un dispositif souterrain, aérienne, sous-marin, qui permet de transporter l'énergie électrique depuis sa source jusqu'à consommateur.	32
II.4.2.1 Ligne souterrain	32
II.4.2.1 Ligne aérienne.....	32
Une ligne aérienne est composée de pylônes, de câbles conducteurs, de câbles de garde et d'isolateurs.....	32
II.4.2.2 Ligne sous marine	32
II.5 Structure de poste HTA.....	32
II.5.1Types des postes HTA	32
II.5.1.1 Postes sources.....	33
II.5.1.2 Postes HTA/BT	34
II.6 Protection de réseau HTA	35
II.6.1 Dispositifs de protection contre les surtensions	36
II.6.2 Principe de la protection.....	36
II.6.3. Principe de base de la protection.....	37

II.7 Structure générale du réseau électrique algérien.....	37
II.7.1Présentation le réseau du transport et distribution (THT/MT) Ghardaïa	38
II.7.3 Carte géographique du réseau de Ghardaïa.....	39
II.7.4 Poste de distribution 60/30 KV	40
II.8 Outils de simulation	42
II.8.3 Résultats de simulation sous le logiciel PSAT.....	44
II.8.2 Etat initiale (statique)	44
II.8.2.1 Etat dynamique.....	45
II.8.2.2 Augmentation de la charge.....	46
II.9 Analyses des résultats	49
II.10.Conclusion.....	49
III.1Introduction.....	51
III.2 Programme National des Energies Nouvelles et Renouvelables	52
III.3 Consistance du programme de développement des énergies renouvelables.....	52
III.3.1 Première phase 2015 - 2020 :	52
III.3.2 Deuxième phase 2021 - 2030.....	52
III.3.3 Textes législatifs et réglementaires.....	53
III.3.4 Le financement du programme des énergies renouvelables	54
III.3.5 Mesures incitatives	54
III.3.6 Les objectifs de programme.....	55
III.4 Le problème de la parité avec les énergies fossiles :	56
III.5 Potentiel solaire.....	57
Les statistiques de l'énergie solaire en Algérie par région se représentent dans le tableau suivant.....	57
III.6 Répartition RE en programme 2015-2030.....	58
III.7 Les centres de Développement des Energies Renouvelables	58
III.7.1Réalisation et développement de CDER.....	59
III.7.2Parc d'énergie renouvelable (Juin 2017)	59
III.7.3 Synthèse des prévisions physiques en matière de production	60
III.7.4 Programme national En termes de Transport de l'électricité.....	60
III.8 Etude de l'intégration de PV dans le réseau	61
III.8.2 Etat dynamique de l'intégration de la source PV	69
III.8.3.Optimisation de choix de la place de l'intégration PV	69
III. 8Analyses des résultats.....	76
III.9.Conclusion	76
Conclusion générale.....	80

LISTE D'ABREVIATION

LISTE D'ABREVIATION

GRTE	Gestionnaire du réseau de transport d'électricité
T.H.T	Très Haute Tension
H.T	Haute Tension
HTA	Haute tension A ou moyenne tension (MT)
HTB	Haute tension B ou haute tension (HT)
MT	Moyenne Tension.
BTA	Basse Tension A
BTB	Basse Tension B
TBT	Très Basse Tension
G	Générateur
GRD	Gestionnaire de Réseau de Distribution.
CEI	Commission Electrotechnique Internationale
UTE	Union des syndicats de l'électricité
RMG	Rayon moyen géométrique
CEI	Commission électrotechnique internationale
UTE	Union technique de l'électricité
JB	Jeu de barre
SGi	Puissance apparent généré au jeu de barre I
SDi	Puissance apparent demande au jeu de barre I
E-U	European union
CC	Courant continu
CA	Courant alternatif
MPPT	Maximum Power Point Tracking
PV	Photovoltaïque
CM	Poste électrique mobile
CSP	Concentrâtes solaire power
Ms	mili-seconde
p.u	Système de valeur relative (Per unit)
Pgen	Puissance actif généré
Qgen	Puissance réactif généré
EnR	Energie renouvelable
EIA	Energy information administration

FNER	Fond national pour les énergies renouvelables
FNMEERC	Fond National pour la Maitrise de l'Energie, pour les Energies Renouvelables et la cogénération
CREG	Commission de régularité d'électricité et gaz
C.D.E.R	Centre développement d'énergie renouvelable
U.R.A.E.R	Unité de recherché appliqué en énergies renouvelables
U.D.E.S	Unité de développement des équipements solaire
RIN	Réseau interconnecte nord
RIS	Réseau isole de sud
P.I.A.T	Pôle in-Salah- Adrar-Timimoun
PSAT	Power système analyse toolbox
HRML	Hassi R'mal
HMD	Hassi Mesaoud

LISTE DES SYMBOLES

P	Puissance active
Q	Puissance réactive
θ	Angle de déphasage
P_g, Q_g	Puissances active et réactive générées.
P_c, Q_c	Puissances active et réactive des charges.
P_p, Q_p	Pertes de puissances active et réactive dans les lignes.
I_{bus}	Vecteur des courants injectés
V_{bus}	Vecteur des tensions
Y_{bus}	Matrice admittance
I_i	Courant du JB i (A).
Y_{im}	Élément im de la matrice admittance
I_i	Courant injecté a un Jeu barres i
V_m	Tension d'un Jeu barres m
V_m et δ_m	Module et phase de la tension au jeu de barres m □ Module et phase de la tension au jeu de barres m
Y_{im} et θ	Module et argument de l'élément im de la matrice admittance
V_k	Tension dans le nœud K
P_i	Puissance actif de la charge i
Q_i	Puissance réactive de la charge i
S_i	Puissance apparente de la charge i
δ_i	Déphasage du paramètre i de la ligne
ΔV	Facteur de stabilité
S_{perte}	Pert apparent
F_{obj}	Fonction objective
(α_i)	Coefficient du Choix
CCT	Critical fault time (temps de défaut)
λ	Facteur de stabilité

INTRODUCTION GENERALE

Introduction générale

Dans le système électrique actuel, la majorité de l'énergie est injectée par des centrales de grandes puissances (de la centaine aux milliers de MW). Les réseaux de distribution ne sont pas conçus pour accueillir de la production d'énergie seulement, leurs structures et leurs exploitations sont fortement marquées par le fait que l'énergie y est transportée des niveaux de tension les plus hauts celles de niveau plus bas. [1]

Le problème majeur des gestionnaires des réseaux est de proposer une meilleure planification en vue d'une meilleure gestion de l'écoulement de puissance (Power flow) depuis les centres de production jusqu'au consommateur, les lignes de transport infligent de grandes pertes en énergie que ça soit active ou réactive, beaucoup plus dans les réseaux de distribution où environ 14% de la puissance transitant par ces lignes est perdue [1], l'ensemble de ces pertes influe sur la qualité de la tension délivrée aux clients, pour cela plusieurs techniques correctives sont mises en service afin de contourner ce problème.

La production décentralisée à base des énergies renouvelables constitue une alternative prometteuse, leur temps de réalisation est de loin plus court, sont non polluantes. Cependant, ce ne sont pas des solutions magiques, car leurs impacts sur le réseau et sur la qualité d'énergie imposent l'insertion de moyens de filtrage, de régulation et de compensation [1].

Les énergies renouvelables offrent la possibilité de produire de l'électricité proprement et surtout dans une moindre dépendance des ressources, à condition d'accepter leurs fluctuations naturelles et parfois aléatoires.

L'énergie produite par le photovoltaïque est de nature continue ce qui n'est pas adéquat dans le cas où on veut raccorder ce dernier avec le réseau de distribution. Pour cela il faut concevoir un système capable de transformer l'énergie continue en énergie alternatif, cette conversion se passe par le biais d'un onduleur commandé en modulation de largeur d'impulsion afin de contrôler l'amplitude, la fréquence et la phase du courant injecté dans le réseau.

L'objet de mémoire est d'étudier et exploiter d'un réseau, HTA en trois différents cas le premier est le calcul de l'écoulement de puissance en état initial de réseau, le deuxième est l'étude de l'augmentation annuelle de charge et finalement l'étude de réseau avec insertion d'une source de type Photovoltaïque, afin de proposer un choix convenable pour le raccordement le PV dans le réseau électrique.

Ce travail est divisé en trois chapitres, le premier présente des généralités sur les réseaux électriques, ainsi que le développement mathématiques des équations de l'écoulement de puissance, et aussi les moyens principaux utilisés pour améliorer la qualité de l'énergie électrique, en basant sur la stabilité de tension.

Dans le second chapitre, une étude sur le réseau de transport et de distribution de Ghardaia, sera fait puis la simulation de ce dernier sera effectuée à l'aide de logiciel PSAT.

Le troisième chapitre présente une étude de l'intégration d'une source PV dans le réseau. Le but sera mis en évidences par l'observation des courbes de simulation avant et après intégration.

Et en fin termine ce mémoire par une conclusion générale.

CHAPITRE I

GENERALITES SUR LES

RESEAUX ELECTRIQUES

I.1.Introduction

L'exploitation des réseaux électriques pose de nombreux problèmes d'ordre technique et économique. L'exploitant du réseau doit assurer en tout temps et en tout lieu la couverture de l'énergie demandée, de garantir une qualité acceptable de la puissance livrée, et de procurer à une sécurité d'alimentation élevée avec un coût aussi faible que possible.

Dans ce chapitre, on rappelle des notions sur le réseau électrique, notamment les différentes architectures existantes pour le transport et la distribution, par la suite, nous allons introduire la notion de l'écoulement de puissance ainsi que les solutions qui permettent de résoudre ces problèmes et les différentes méthodes utilisées pour l'étude. Nous allons aussi parler de la stabilité de tension et l'intégration de source PV dans le réseau de **Ghardaia**, ainsi que les solutions qui l'accompagnent pour améliorer la qualité de l'énergie.

I.2 Structure des réseaux électriques

Un ensemble de système électrique est constitué de plusieurs unités, de production, unités de consommation, de réseaux électriques et de centre de contrôle. Le gestionnaire de réseau de transport GRT celui qui veille sur l'exploitation et le fonctionnement de cet ensemble [1].

L'architecture d'un réseau électrique est plus ou moins complexe suivant le niveau de tension, la puissance demandée et la sûreté d'alimentation requise. Brièvement, le réseau électrique est subdivisé en deux catégories principales: les réseaux de transport/Répartition et de Distribution/Livraison. [2]

Pour les niveaux de tension, il existe plusieurs classifications provenant des différentes organisations d'Electrotechnique qui s'occupe de maitre en œuvre les normes et les lois qui régissent le domaine du Génie électrique[3][4].

La nouvelle norme selon UTE C18-510 définit les niveaux de tension alternative [3]: 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 500V et 1 kV

BTA : pour une tension composée comprise entre 50V et 500 V

TBT : pour une tension composée inférieure ou égale à 50V

Cette hiérarchie du réseau est illustre dans la fig. I.1

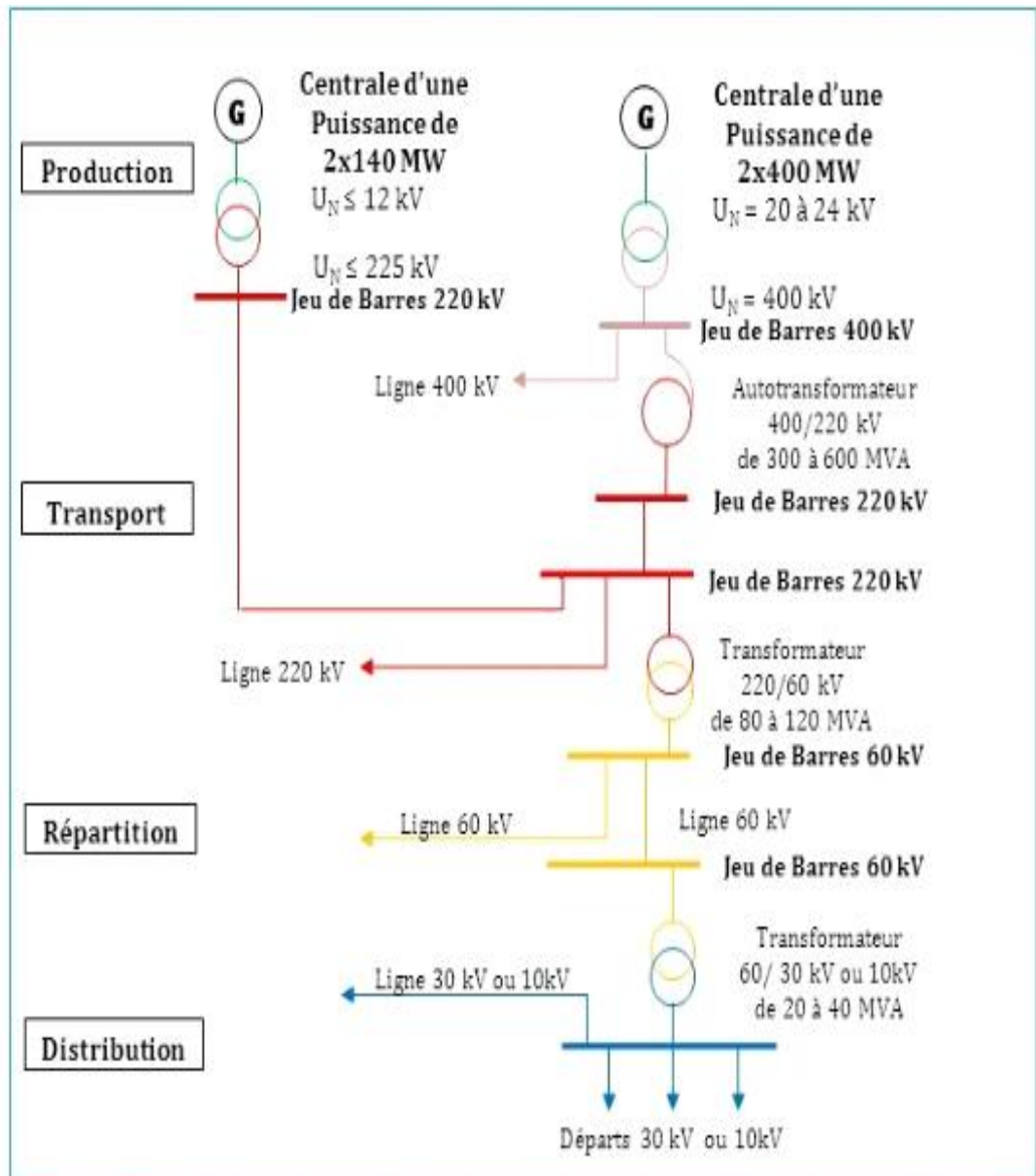


Fig. I.1 : Structure générale d'un réseau type électrique[2]

Tableau. I.1 : Domaines de tension [4]

Domaines de tension		Valeur de la tension compose nominale U_n (V)	
		Tension alternatif	
Très Basse Tension (TBT)		$U_n \leq 50$	
Basse Tension(BT)	BTA	$50 < U_n \leq 500$	
	BTB	$500 < U_n \leq 1000$	
Haute Tension(HT)	HTA ou MT	$1000 < U_n \leq 50000$	
	HTB	$U_n > 50000$	

I.2.1 Architecture des réseaux électriques

Pour effectuer la transition des puissances à partir de centres de production jusqu'aux consommateurs de divers niveaux de tensions, on utilise différentes architectures et topologies. Ces architectures dépendent de plusieurs critères :

- Le niveau de fiabilité voulu.
- La flexibilité et la maintenance.
- Le coût d'investissement et d'exploitation.

Ces topologies sont classées comme suit[2] :

I.2.1.1 Réseau maillé/bouclé

Il est souvent utilisé dans des réseaux d'interconnexions / transport et de la répartition, la topologie maillée crée plusieurs boucles ou liaisons entre les différents postes d'interconnexions à l'aide de lignes THT ce qui forme un maillage.

Les réseaux bouclés sont par contre utilisés pour des niveaux de tension moins élevés de très haute tension de catégorie B. On les trouve dans les réseaux de répartition et de distribution, Il faut noter que les réseaux HTA ne sont pas forcément bouclés.

I.2.1.2 Réseau Radial/arborescent

On trouve ce type de topologie principalement dans les réseaux HTA et BT.

Pour le radial, ça consiste à connecter deux postes sources HTA ainsi, le flux de puissance n'a qu'un seul trajet possible à suivre.

Pour l'arborescent, il est constitué d'un poste de répartition qui alimente plusieurs postes de distribution BT grâce à des dérivations faites à différents niveaux des lignes qui alimente les postes HTA/BT.

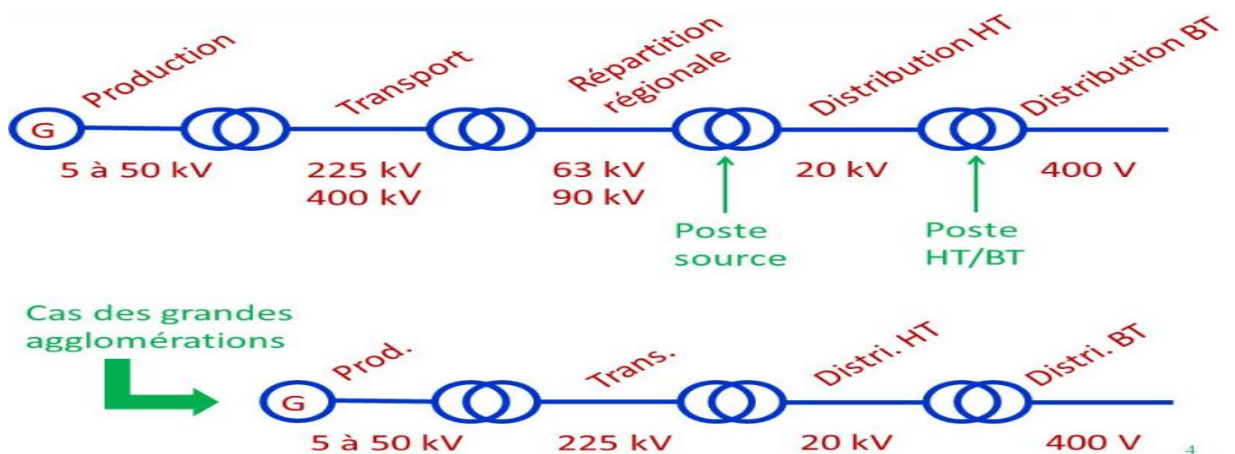


Fig.I.2 : Différentes structures du réseau électrique[4]

I.2.2 Calcul de l'écoulement de puissance dans un réseau électrique

I.2.2.1 But de l'écoulement de puissance

L'étude de l'écoulement de puissance ou de flux de puissance est une étape très essentielle. Dans l'étude de la conception des réseaux électriques. Cette étude est nécessaire pour la planification de future extension, l'échange de puissance entre les centres de production et le dispatching économique. Elle est aussi essentielle pour l'évaluation de la stabilité transitoire, stabilité dynamique et l'estimation de l'état du réseau [5].

Les jeux de barres dans le réseau sont caractérisés par un ensemble de quatre variables; les puissances active et réactive P et Q , la tension V et son phase de tension. généralement, deux variable sont connues et les deux autres sont à déterminer. nous avons généralement trois types de jeux de barre :

I.2.2.2 Jeu de barre de charges PQ

C'est un jeu de barres où uniquement une ou bien plusieurs charges sont connectées.

Dans ce jeu de barres les puissances active et réactive sont connues, et les deux autres sont à déterminer.

I.2.2.3 Jeu de barre Générateur

Dans ces jeux de barres, les variables connues sont la puissance active et l'amplitude de la tension $|V|$ car elles sont contrôlable, par contre la puissance réactive et la phase de tension sont inconnus[4].

I.2.2.4 Jeu de barre de référence

C'est un JB connecté à une source de tension considérée constante, et son phase de tension, il est pris comme référence de calcul. Ses puissances actives et réactives, doivent être calculées d'après le calcul de la puissance pour s'adapter aux exigences du jeu de barre de contrôle. Dans le réseau, l'écoulement de puissance nous impose des pertes dans les lignes[4], le bilan des puissances est :

$$\begin{aligned} P_g - P_c - P_p &= 0 \\ Q_g - Q_c - Q_p &= 0 \end{aligned} \quad (I.1)$$

P_g, Q_g : Puissances active et réactive générées.

P_c, Q_c : Puissances active et réactive des charges.

P_p, Q_p : Pertes de puissances active et réactive dans les lignes.

Ce nœud est aussi appelé nœud de référence, l'amplitude de la tension ainsi que son angle de phase sont imposées, ce dernier est choisi généralement égal à zéro. Tous les autres nœuds sont comparés à celui-ci pour déterminer leur angle de phase. En plus des puissances exigées par les charges il fournit une puissance qui sera perdue dans les lignes.

Notons que dans un réseau électrique, les jeux de barres de charge forment de 80 à 90% de la totalité des jeux de barres.

Tableau. I.2 : Classification de jeu de barres[4]

Type de jeu de barres	Variables connues	Variable inconnues
Charge (P, Q)	P, Q	V, θ
Contrôle (P, V)	P, V	Q, θ
Référence (slack /swing bus)	V, θ	P, Q

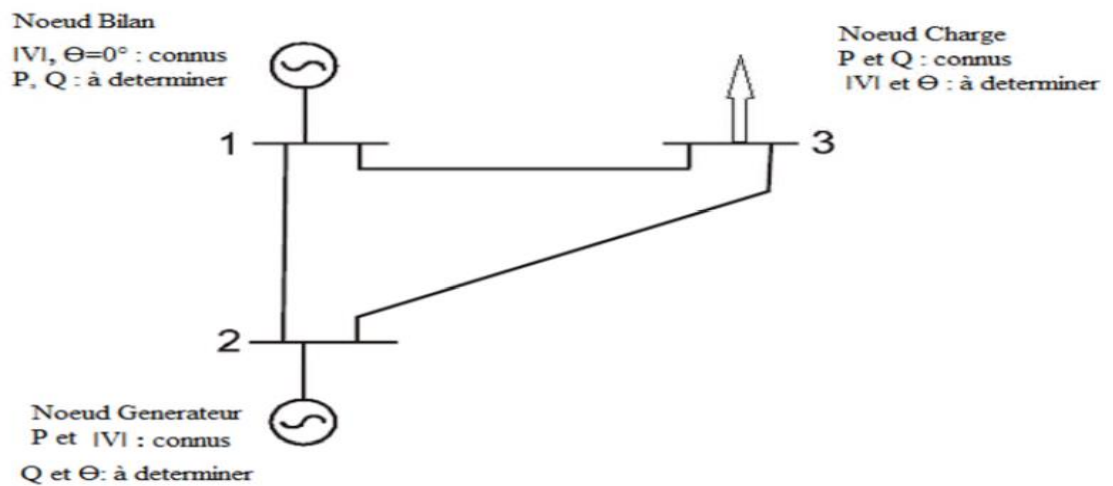


Fig. I.3 : Réseau électrique avec trois nœud[4].

I.2.3 Equations d’écoulement de puissance

Il y a plusieurs formes pour exprimer les équations du réseau, la méthode la plus utilisée c’est des tensions nodales. Les équations des courants à chaque nœud nous donnent la matrice d’admittance, cette dernière est ensuite utilisée pour déterminer les tensions à différents JB sous forme d’équations non linéaires qui sont résolues avec plusieurs méthodes.

Les puissances active et réactive sont déduites depuis les résultats de tension obtenus. [6]

I.2.3.1 Formation de la matrice admittance

Cette matrice est obtenue en utilisant les équations de courant obtenues dans les nœuds constituant le circuit du réseau bouclé voir la figure (I.4) [7] .

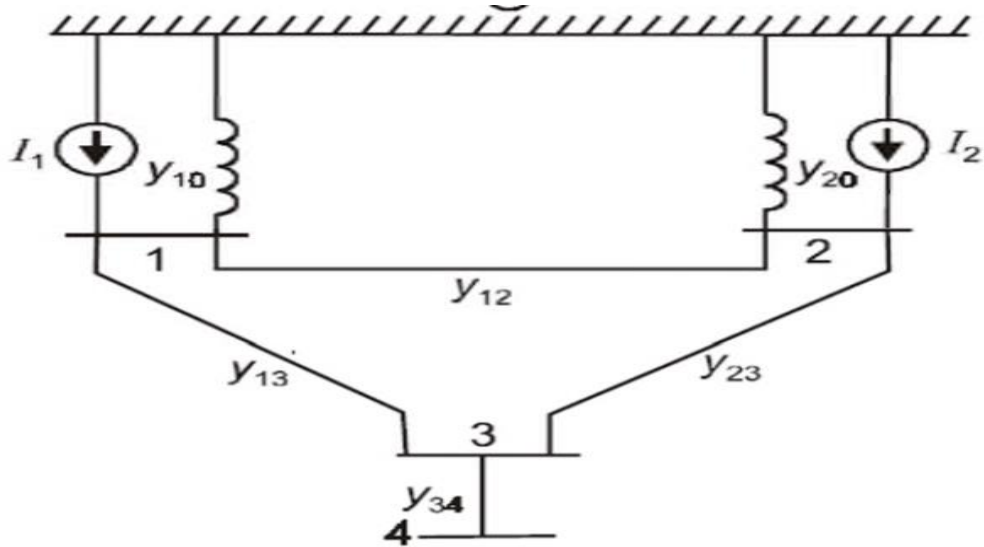


Fig. I.4 : Exemple d'un réseau bouclé[7].

En appliquant le théorème de Kirchhoff dans les quatre jeux de barre de schéma en dessus, on obtient les équations suivantes :

$$\begin{aligned}
 I_1 &= Y_{10} V_1 + Y_{12} (V_1 - V_2) + Y_{13} (V_1 - V_3) \\
 I_2 &= Y_{20} V_2 + Y_{12} (V_2 - V_1) + Y_{23} (V_2 - V_3) \\
 0 &= Y_{23} (V_3 - V_2) + Y_{12} (V_3 - V_1) + Y_{34} (V_3 - V_4) \\
 0 &= Y_{34} (V_4 - V_3)
 \end{aligned}
 \tag{I.2}$$

On obtient l'équation après arrangement suivante

$$\begin{aligned}
 I_1 &= (Y_{10} + Y_{12} + Y_{13}) V_1 + Y_{12} V_2 - Y_{13} V_3 \\
 I_2 &= -Y_{12} V_1 + (Y_{20} + Y_{12} + Y_{23}) V_2 - Y_{23} V_3 \\
 0 &= -Y_{13} V_1 - Y_{23} V_2 + (Y_{13} + Y_{23} + Y_{34}) V_3 - Y_{34} V_4 \\
 0 &= -Y_{34} V_3 + Y_{34} V_4
 \end{aligned}
 \tag{I.3}$$

Ainsi on obtient les éléments de la matrice admittance

$$\begin{aligned}
 Y_{11} &= (y_{10} + y_{12} + y_{13}) \\
 Y_{22} &= (y_{20} + y_{12} + y_{23}) \\
 Y_{33} &= (y_{13} + y_{23} + y_{34}) \\
 Y_{44} &= y_{34} \\
 Y_{12} = Y_{21} &= -y_{12} \\
 Y_{13} = Y_{31} &= -y_{13} \\
 Y_{23} = Y_{32} &= -y_{23} \\
 Y_{34} = Y_{43} &= -y_{34}
 \end{aligned}
 \tag{I.4}$$

Les équations finales sont :

$$\begin{aligned}
 I_1 &= Y_{11}V_1 + Y_{12}V_2 + Y_{13}V_3 + Y_{14}V_4 \\
 I_2 &= Y_{21}V_1 + Y_{22}V_2 + Y_{23}V_3 + Y_{24}V_4 \\
 I_3 &= Y_{31}V_1 + Y_{32}V_2 + Y_{33}V_3 + Y_{34}V_4 \\
 I_4 &= Y_{41}V_1 + Y_{42}V_2 + Y_{43}V_3 + Y_{44}V_4
 \end{aligned} \tag{I.5}$$

Sous forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & Y_{14} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & Y_{24} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} & Y_{34} \\ Y_{41} & Y_{42} & Y_{43} & Y_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \end{bmatrix} \tag{I.6}$$

En général, on peut écrire :

$$I_{bus} = Y_{bus}V_{bus} \tag{I.7}$$

I_{bus} : Vecteur des courants injectés

V_{bus} : Vecteur des tensions

Y_{bus} : Matrice admittance

I.2.3.2 Formulation des équations de tension

D'après l'équation (I.7) :

$$I_i = Y_{ii}V_i + \sum_{k \neq i}^n Y_{ik}V_k \tag{I.8}$$

Et nous avons aussi :

$$P_i - jQ_i = V_i^* I_i \tag{I.9}$$

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \tag{I.10}$$

En remplaçant l'équation(I.8) dans (I.10) on obtient :

$$Y_{ii}V_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - \sum_{k \neq i}^n Y_{ik}V_k \tag{I.11}$$

Alors :

$$\frac{P_i - jQ_i}{V_i} = Y_i V_i + \sum_{k \neq i}^n Y_{ik}V_k \tag{I.12}$$

L'équation s'écrira finalement :

$$V_i = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - \sum_{k \neq i}^n Y_{ik}V_k \right] \tag{I.13}$$

I.2.3. 3 Formulation des équations d'écoulement de puissance

Avec les mêmes étapes qu'avec les équations de tensions, on parvient aux équations des puissances actives et réactives comme suit : [9]

$$\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} = Y_{ii}V_i + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n Y_{ik}V_k \tag{I.14}$$

$$P_i - jQ_i = V_i^* \left[Y_{ii}V_i + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n Y_{ik}V_k \right] \tag{I.15}$$

Où :

$$\begin{aligned} Y_{ii} &= |Y_{ii}| \angle \theta_{ii} \quad , \quad Y_{ik} = |Y_{ik}| \angle \theta_{ik} \\ V_i^* &= |V_i| \angle -\delta_i \quad , \quad V_k = |V_k| \angle \delta_k \\ V_i &= |V_i| \angle \delta_i \end{aligned} \tag{I.16}$$

Et donc nous aurons :

$$P_i - jQ_i = |V_i|^2 |Y_{ii}| \angle \theta_{ii} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n |Y_{ik}| |V_i| |V_k| \angle \theta_{ik} + \delta_k + \delta_i \tag{I.17}$$

Et finalement :

$$P_i = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| |Y_{ik}| \cos(\theta_{ik} - \delta_i + \delta_k) \tag{I.18}$$

$$Q_i = - \sum_{m=1}^n |V_i| |V_m| |Y_{im}| \sin(\theta_{im} - \delta_i + \delta_m) \tag{I.19}$$

I.2.3.4 La forme générale des équations de l'écoulement de puissance

Le bilan de puissance électrique à un jeu de barres I d'un réseau électrique de N jeux de barres est égal à la différence entre la puissance générée SGI et la puissance demandée SDI au niveau du même jeu de barres [10]:

$$S_i = SGI - SDI = (PGI - PDI) + j(QGI - QDI) \tag{I.20}$$

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* I_i \tag{I.21}$$

Le courant I_i peut se mettre sous la forme suivant:

$$I_i = \sum_{m=1}^n |Y_{im}| |V_m| \angle (\theta_{im} + \delta_m) \tag{I.22}$$

En remplaçant l'expression du courant, l'équation (I.21) peut d'écrire :

$$S_i^* = P_i - jQ_i = |V_i| \angle -\delta_i \sum_{m=1}^n |Y_{im}| |V_m| \angle (\theta_{im} + \delta_m) \tag{I.23}$$

En séparant la partie réelle et la partie imaginaire de l'équation (I.23) on aura les équations (I.18) et (I.19) des puissances actives et réactives au jeu de barres I

$$P_i = \sum_{m=1}^n |V_i| |V_m| |Y_{im}| \cos(\theta_{im} - \delta_i + \delta_m) \tag{I.24}$$

$$Q_i = -\sum_{m=1}^n |V_i| |V_m| |Y_{im}| \sin(\theta_{im} - \delta_i + \delta_m) \quad (I.25)$$

I.3 Stabilité de tension de réseau électrique

La stabilité électrique, c'est la capacité de réseau à rester équilibré en fonctionnement dans des conditions normales, et de retrouver un état d'équilibre après avoir soumis à une perturbation. À la suite d'un grand dérangement,

I.3.1 Objectifs d'étude de la stabilité [10]

Les études de stabilité dynamique a pour but d'analyser et de connaître à l'avance les variations des grandeurs électriques en fonction de temps dans les différents nœuds de réseau et les évolutions des paramètres mécaniques des machines tournantes, suite à des perturbations qui arrive de façon inattendu. Ces études ont pour but de retrouver [11]:

- les conditions de fonctionnement par lesquelles le réseau peut assurer une bonne continuité d'alimentation en énergie aux consommateurs.

- la puissance maximale que l'on peut secourir lors d'une perturbation.

- les valeurs optimales de réglage des éléments du système de protection.

- Le plan de délestage pour assurer l'alimentation des récepteurs.

Chaque étude est un cas particulier lié aux éléments suivants :

- aux types de sources,
- aux types de récepteurs,
- à l'architecture du réseau,
- au mode d'exploitation du réseau,
- aux causes d'instabilités prises en compte.

Parmi les divers motifs d'études de stabilité dynamique qu'il existe sont :

- étude préventive à la conception du réseau,
- l'ajout de générateurs ou récepteurs de grosse puissance sur un réseau existant,
- étude curative sur incident subitement arrivée.

Lorsque l'étude est faite avant la réalisation de l'installation, pour la plupart, ces facteurs peuvent être modifiés selon le cas et la nécessité [11]. Ainsi a-t-on la certitude que lors des régimes transitoires, les études peuvent être globales ou limitées à un problème précis, sera conforme au comportement du réseau et des machines.

I.3.2 Qualité de l'énergie électrique

Un réseau électrique a en général une stabilité globale qui se manifeste par un équilibre à grande échelle dans le temps, et dans l'espace de l'ensemble du système production, transport, consommation [11].

Ainsi la notion de qualité de l'électricité a l'aspect suivant :

la continuité de fourniture de l'énergie électrique en un endroit ou point donné qui peut être interrompue par des coupures brèves ou longues.

- La forme de l'onde de tension fréquence, amplitude, et durée dans ce cas les perturbations sont généralement classées en fonction de leur plage de fréquence [13]:
 - phénomènes à haute fréquence (kHz ou MHz) : surtensions dues à la foudre ou à certaines manœuvres (sectionneurs, interrupteurs, certains disjoncteurs),
 - phénomènes à basse fréquence (50 Hz ou kHz) : dues aux harmoniques,
 - phénomènes autour de la fréquence industrielle (0 à 100 Hz) : fluctuations rapides (20 ms à 1 s) ou lentes (supérieures à la seconde) telles que déséquilibre, creux de tension dus à la mise en service de fortes charges ou à un court-circuit dans la distribution.

La variation de fréquence peut résulter de :

- un court-circuit proche d'une source,
- une très grosse variation de puissance de la source,
- un passage sur une source de remplacement ou de secours.

I.3.2.1 Bosses de tension

La bosse de tension est une augmentation de la tension au-dessus de la tension nominale pour une durée de 0.5 cycle à 60 s. Elle est caractérisée par son amplitude et sa durée. Elle peut causer l'échauffement et la destruction des composants [14].

I.3.2.2 Chutes de tension

La circulation du courant dans une ligne provoque une chute de tension pendant le transit d'énergie assez important. La tension est alors plus basse en bout de ligne qu'en son origine, et plus la ligne est chargée en transit de puissance, plus la chute de tension sera importante [14].

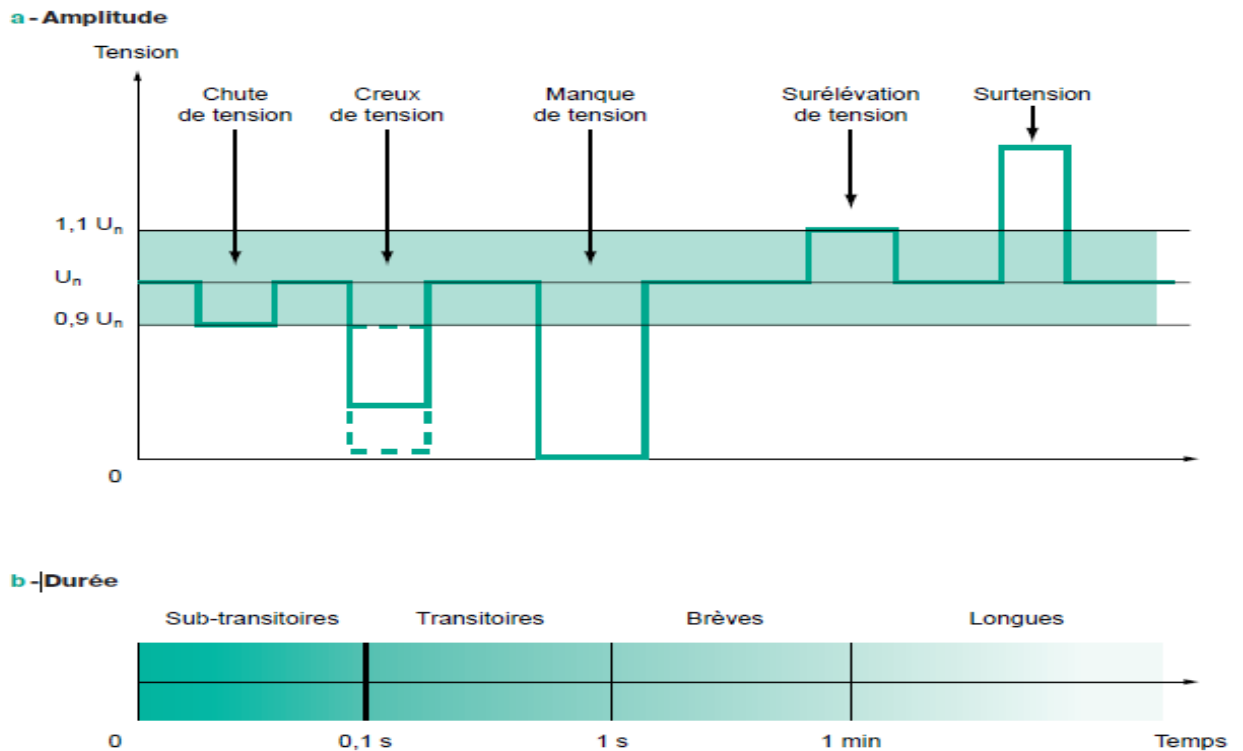


Fig. I.5 : Perturbation de réseau [11]

I.3.3 La stabilité des réseaux

Elle est caractérisée par les fluctuations de puissances transitées dans le réseau et se mesure par les variations dans le temps, des tensions et fréquences associées. Il faut distinguer :

- La stabilité en régime statique : le réseau a un comportement stable, c'est-à-dire qu'il ait soumis à de petites perturbations, il revient à son point de fonctionnement initial ceci avec oscillations amorties jusqu'au retour à l'équilibre [15] .

- La stabilité en régime transitoire : lorsque l'on passe d'un état stable statique à un autre, suite à une perturbation durable voulue ou non, ce changement d'équilibre s'accompagne d'un régime variable oscillatoire amorti. L'instabilité est observée lorsque, suite à une perturbation importante, le régime oscillatoire est divergent. Il induit une perte d'alimentation ou un nouvel état stable inacceptable.

- La stabilité en régime dynamique : le réseau est apte à éviter tout régime oscillatoire divergent et à revenir à un état stable acceptable. Ceci inclut l'intervention éventuelle des protections et automatismes divers fonction des perturbations envisagées [12] .

I.3.4 Causes de l'instabilité de la tension

Les principaux facteurs qui contribuent à un effondrement de la tension sont la limite de puissance réactive des génératrices, les limites de réglage de la tension, les caractéristiques de la charge ainsi que les caractéristiques et les actions des dispositifs de compensation de la puissance réactive [10] [14] [15].

I.3.5 Importance et incidents

Le problème de la stabilité de la tension était associé à un réseau faible et isolé, mais cette question est actuellement devenue source de problèmes dans les réseaux bien développés en raison de l'accroissement de la charge. Des instabilités et effondrements de la tension sont survenus à plusieurs reprises dans des réseaux importants à travers le monde au cours des dernières années. Les deux tableaux suivants présentent respectivement une liste des incidents qui ont provoqué un effondrement de la tension et de creux qui n'ont pas été suivis d'un effondrement et non effondrement.

Tableau .I.3 : Incidents suivis d'un effondrement [14]

Date	Lieu	Durée
22-08-1970	Japon	30 minutes
22-09-1977	Jacksonville, Floride -U	Quelque minute
19-12-1978	France	4 heures de coupures
04-08-1982	Belgique	4 ,5 minutes
27-12-1983	Suède	1 minute
12-01-1987	Ouest de la France	6-7 minutes
Été 1996	Ouest USA	Plusieurs heures
03-02-2003	Algérie	Plus de 3heures
31-03-2003	Iran	8 heures
28-08-2003	Ville de londrès, Angleterre	Quelques heures
23-09-2003	Suède et Danemark	Quelques heures
28-09-2003	Italie	Plus de 4heures

18-01-2005	Arc lémanique	1heure
25-05-2005	Russie Moscou	5 heures de pannes

Tableau .I.4: Incidents non suivis d'un effondrement [14]

Date	Lieu	Durée
22-08-1970	Etat de New York, E-U	Incertitude pendants des heures
02-03-1979	Zélande, Danemark	15 minutes
10-08-1981	Longview, Wash, E-U	Quelques minutes
17-09-1981	Centre d’Oregon, E-U	Quelques minutes
21-05-1983	Caroline de Nord, E-U	2minute
11-06-1984	Nord-est des E-U	Incertitude pendants des heures
20-05-1986	Angleterre	5 minutes
20-07-1987	Illinois et Indiana E-U	Incertitude pendants des heures
03-02-1990	Ouest de la France	Quelques minutes
05-07-1990	Baltimore, Wash E-U	Incertitude pendants des heures
Nov. 1990	Ouest de la France	Quelques minutes

I.3.6 Notions de base sur la stabilité des réseaux

L'étude de la stabilité d'un réseau peut se diviser en deux parties: la stabilité statique et la stabilité dynamique. La stabilité statique est l'étude des régimes d'équilibre du système. Cette étude permet de connaître les niveaux de tension et les transits de puissance à travers l'ensemble des bus du système. Elle est utilisée principalement dans la phase de dimensionnement des éléments passifs du réseau, câbles, protections....etc.

On définit trois types de stabilité: [15] [12]

- 1- la stabilité en régime permanent.
- 2- la stabilité dynamique.
- 3- la stabilité transitoire.

I.3.6.1 Stabilité transitoire

On peut dire que le réseau est transitoirement stable lorsque le réseau retrouve son mode de fonctionnement normal suite à une perturbation, les majeurs perturbations sont les courts-circuits, les pertes de lignes, les bris d'équipements comme les transformateurs de puissance et les alternateurs [11] [12]. Si on prend en compte ces diverses définitions et les différentes perturbations sur le réseau, on comprend que la stabilité dynamique et la stabilité transitoire sont intimement reliées au niveau de stabilité en régime permanent.

I.3.6.2 Stabilité dynamique

La stabilité dynamique est l'étude de l'évolution dynamique du système suite à une perturbation quelconque, petite ou grande, la stabilité dynamique des systèmes peut encore subdivisée en trois types, angulaire, Stabilité en fréquence, et stabilité dynamique en tension [15].

I.3.6.3 Stabilité angulaire

C'est la capacité d'un ensemble de génératrices synchrones interconnectées de conserver le synchronisme dans Les conditions de fonctionnement normales, ou après une perturbation. Un système est instable si la différence entre les angles rotoriques des générateurs augmente indéfiniment, l'instabilité angulaire se manifeste sous forme d'un écart croissant entre les angles rotoriques [16].

I.3.6.4 Stabilité en fréquence

La capacité d'un système à maintenir sa fréquence proche de sa valeur nominale suite à une perturbation sévère menant à un important déséquilibre entre la puissance produite et consommée.

I.3.6.5 Stabilité de tension

La stabilité de tension est la capacité d'un système à maintenir un même niveau de tension sur tous les bus soit sous les conditions normales de fonctionnement, soit après une perturbation. L'instabilité de tension se manifeste par la chute progressive de la tension du système et sa perte de contrôle après une perturbation[18].

L'un des principaux facteurs d'instabilité en tension sur un réseau est lié à la chute de tension qui survient lors d'une importante variation de puissance (supérieure ou égale à la puissance nominale du système) [18].

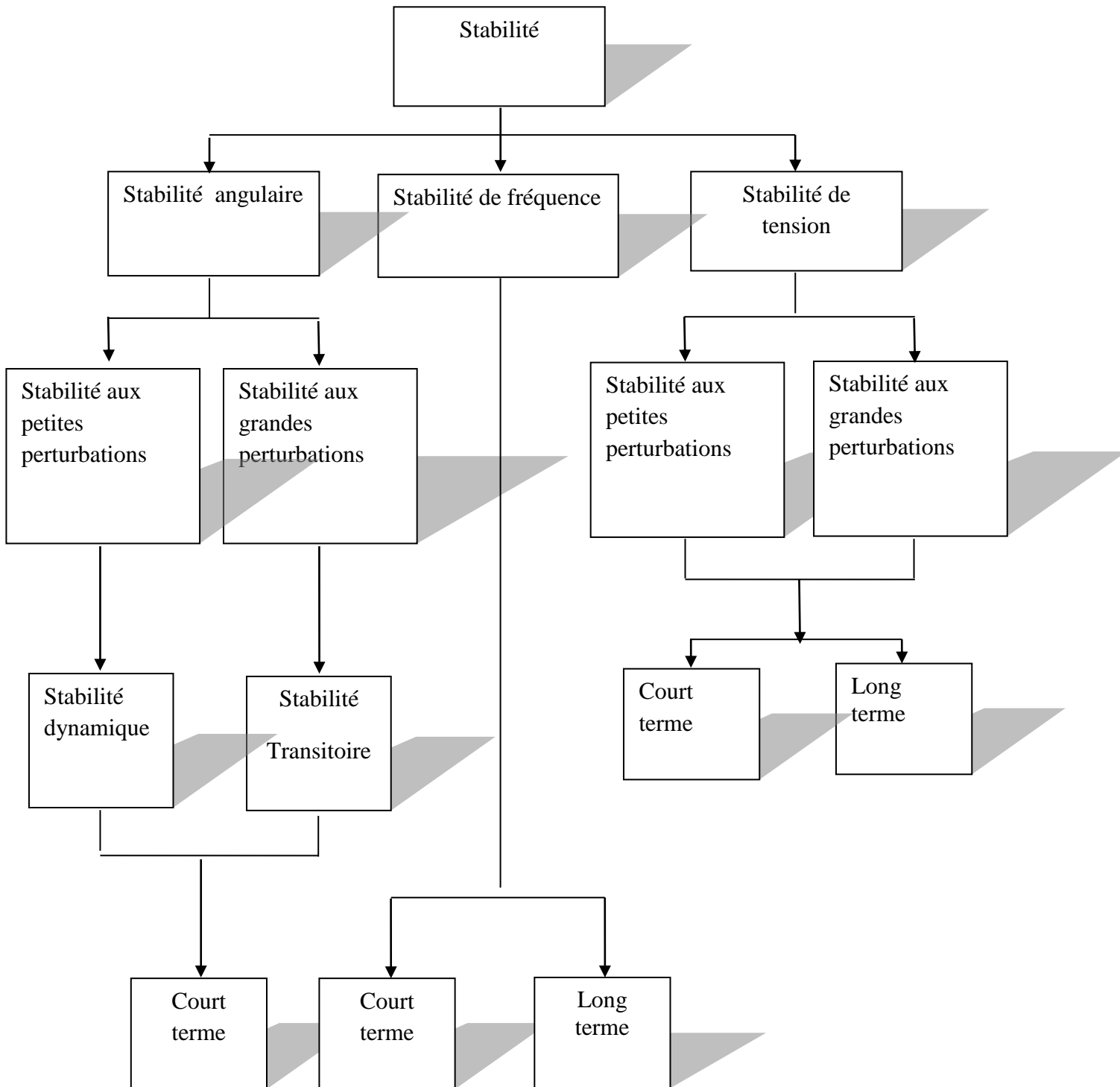


Fig. I.6 : Types de stabilité[12]

Remarque: Dans l'étude du réseau on base sur la stabilité de tension.

I.3.7 Causes d'instabilité

La stabilité d'un réseau influence par des phénomènes électriques qui sont liés généralement à des variations de puissance, de nature que toutes les perturbations liées à l'exploitation d'un réseau peuvent devenir source d'instabilité, du fait les impacts de tension ou de courant qu'ils produisent, d'autres causes sont plus "structurelles" peuvent augmenter les risques d'instabilités. Ainsi, les charges à puissance constante sont susceptibles à une instabilité [19].

I.3.8 Perturbations réseau

Un réseau électrique peut subir une grande variété de perturbations :

- variations de charges
- manœuvres d'équipements
- déclenchements de charges
- courts-circuits.

Ces phénomènes physiques sont caractérisés par des fréquences et constantes de temps, afin de faciliter les calculs et la modélisation, les phénomènes sont classifiés de telle sorte qu'à chaque classe corresponde un modèle et des outils d'analyse mathématique. Voir Figure (I-7) [19].

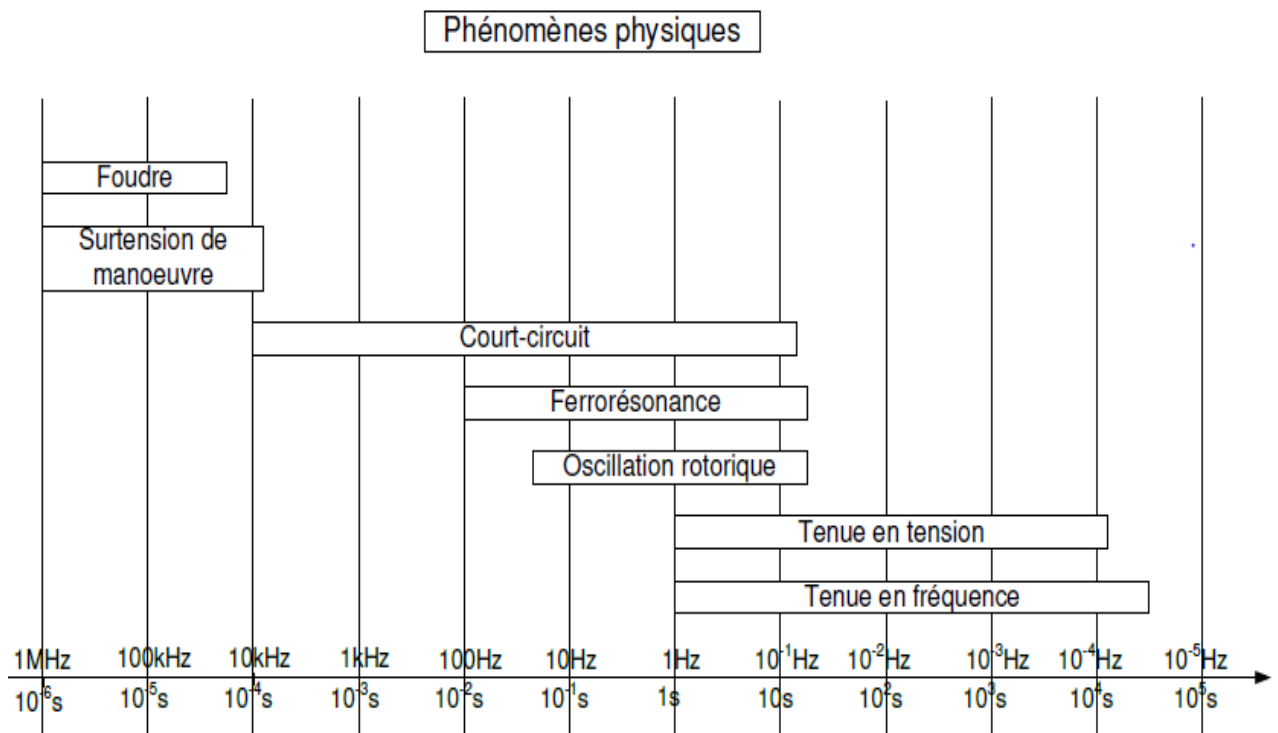


Fig I-7 : Temps caractéristiques des principales perturbations d'un réseau électrique[19]

I.3.9 Causes d'instabilité de tension

Les problèmes d'apparition du phénomène d'écroulement de tension sont toujours liés à la difficulté de régler la tension au-dessus d'une certaine valeur de tension critique. Généralement, l'effondrement de tension se produit dans les réseaux électriques qui sont fortement chargés, court-circuités et/ou ont un manque de puissance réactive [18].

I.3.10 Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations

La stabilité de tension de petites perturbations concerne la capacité du réseau électrique à maintenir la tension dans les limites permise en présence de perturbations telles que: une variation faible de la charge, de la production, etc.

I.3.11 Stabilité de tension par rapport les grandes perturbations

Elle est définie comme la capacité du réseau électrique à maintenir les tensions des nœuds dans les limites de fonctionnement permise en grandes perturbations à savoir la perte d'un équipement de transport ou de production, le court circuit,...etc. .[18].

I.3.12 Méthodes d'amélioration de la stabilité de la tension

Il y a des mesures peuvent être utilisées pour améliorer la stabilité de tension, tels que:

- Un contrôle automatique des condensateurs shunts ;
- Un blocage des régleurs en charge automatique ;
- Une nouvelle répartition de la génération ;
- Une régulation de tension secondaire, et un plan de délestage [19].

I.3.13 Les méthodes récentes d'amélioration de la stabilité

Le transport de la puissance réactive par les lignes électriques cause des pertes, une diminution de la stabilité du réseau et une chute de tension à son extrémité. Afin d'éviter cela, on fait recourir à la compensation de puissance réactive, série ou shunt selon les cas, Différents appareils électriques peuvent servir à réaliser cette compensation machines synchrones, batteries de condensateurs.

La compensation est une technique de la gestion d'énergie réactive pour améliorer la qualité énergétique dans les réseaux électriques à courant alternatif. Elle peut se réaliser de plusieurs manières, ayant pour buts :

- Correction du facteur de puissance
- Amélioration de la régulation de la tension
- Equilibre des charges
- Aider au retour à la stabilité en cas de perturbation [19].

I.4 Intégration de source photovoltaïque au réseau

Les sources renouvelables constituent le complément nécessaire à la production d'électricité traditionnelle afin d'anticiper la diminution croissante des combustibles fossiles. D'une manière générale, la production d'électricité de source PV est basée sur des systèmes qui peuvent être classés comme suit [20] :

- système connecté au réseau, avec une injection de puissance totale et permanente ;
- système isolé ou autonome, utilisé dans les sites isolés et éloignés, les zones rurales
- micro-réseau, considéré comme un système sécurisé capable de fonctionner de façon autonome et aussi connecté au réseau national

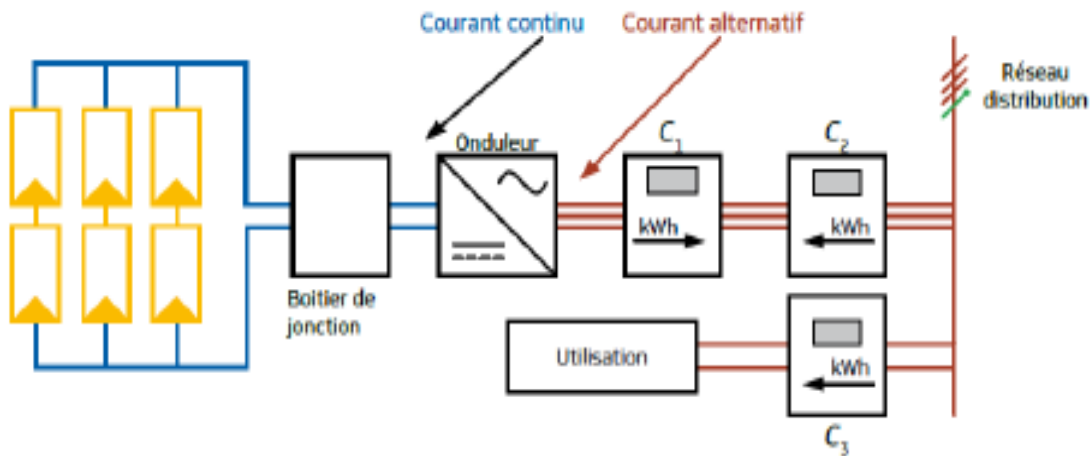


Fig. I.8 : Intégration de source photovoltaïque au réseau[20]

I.4.1 L'ensemble du réseau

Le comportement global du réseau résulte du comportement individuel de chacun de ses constituants y compris les équipements de protection et contrôle-commande, et de leurs interactions [20].

- La stabilité statique définit les flux de puissance dans le réseau pour l'ensemble des types de fonctionnement normaux du site industriel (configuration du réseau et productions en cours). Dans chaque cas, le plan de tension précise les actions à faire pour maintenir la tension dans la plage admissible et minimiser les pertes, au niveau :
- de la puissance délivrée par les sources,
- du réglage des prises des transformateurs, des condensateurs de compensation.

-Les contraintes de la stabilité dynamique

Le conditionnement l'évolution du réseau selon les modes d'exploitation et les incidents, et les actions à entreprendre pour minimiser les risques et les perturbations. A noté que le contrôle-commande joue un rôle important dans l'exploitation, normale ou sur incident, du réseau : connaissance à chaque instant des flux de puissance, des tensions et des charges des générateurs. A ce niveau la complexité du problème global est bien supérieure à celle correspondant à un état « statique ». La préconisation des meilleures dispositions à prendre ou des remèdes à apporter se fait grâce aux études de stabilité dynamique. Elles donnent les solutions à mettre en œuvre cas par cas.

-Qualité de la tension

La tension possède quatre caractéristiques principales : fréquence, amplitude, forme d'onde et symétrie, le maintien de ce niveau de qualité est la responsabilité commune de tous les gestionnaires de réseaux concernés (zones de réglage), qui doivent participer aux réglages primaire et secondaire de la fréquence.

Le gestionnaire de réseau doit maintenir l'amplitude de la tension dans un intervalle de l'ordre de 10 % de sa valeur nominale, plusieurs types de perturbations peuvent endommager la qualité de la tension :

- Les creux de tension et coupures brèves.
- Les variations rapides de tension (flicker).
- Les surtensions temporaires ou transitoires

Les deux premières catégories sont les problèmes les plus fréquents [14].

I.4.2 L'énergie solaire

L'énergie solaire est une énergie intermittente : la production électrique est interrompue la nuit. Quand le ciel est couvert, le panneau produit moins. Comme le panneau n'utilise que la lumière, et non la chaleur, il fonctionne également lorsqu'il fait froid.

Les centrales photovoltaïques produisent un courant continu, pour l'injecter dans le réseau de transport/distribution, en alternatif, on utilise des onduleurs, dispositifs permettant de convertir un CC en AC, Les centrales photovoltaïques se raccordent soit :

- au réseau de (HT ou THT) si la puissance est supérieure à 12 MW.
- soit au réseau de distribution moyenne Tension (puissance inférieure à 12 MW)[20].

I.4.2.1 Photovoltaïque

L'énergie photovoltaïque est obtenue directement à partir du rayonnement du soleil. Les panneaux photovoltaïques composés des cellules photovoltaïques à base de silicium ont la capacité de transformer les photons en électrons. L'énergie sous forme de courant continu est ainsi directement utilisable. En raison des caractéristiques électriques fortement non linéaires des cellules et de leurs associations, le rendement des systèmes photovoltaïques peut être augmenté par les solutions utilisant les techniques de recherche du point de puissance max (technique MPPT). Ressource qui est en progression depuis le début du siècle (la production est équivalente à la puissance installée) [22]. La Figure (1.3) montre l'évolution mondiale

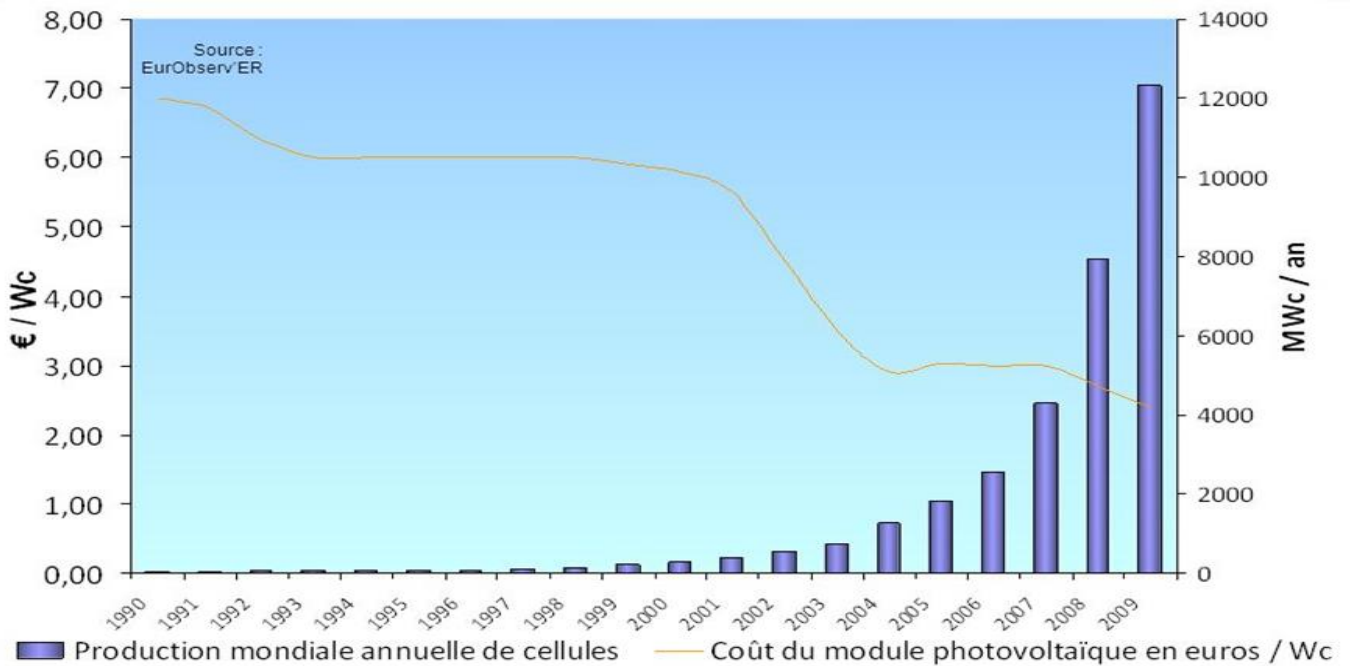


Fig. I.9 : Evolution de l'énergie renouvelable photovoltaïque dans le monde[22]

I.4.3 Intégration du photovoltaïque au réseau électrique

Les sources renouvelables constituent le complément nécessaire à la production d'électricité traditionnelle afin d'anticiper à la diminution croissante des combustibles fossiles

- Impacts potentiels des installations PV sur le réseau [23]

- Déséquilibre de tensions
- Variation rapide de puissance (intermittente)
- Injection des harmoniques
- Injection du courant continu
- Aveuglement de protection
- Impact du PV sur les investissements du réseau

-Influence du réseau sur le fonctionnement des systèmes PV

- Variation de tension sur réseau.
- Régime de neutre et de courants de fuite.
- Impédance du réseau.
- Creux de tension et tenue des systèmes PV.
- Présence de composante continue et d'harmoniques de tension.
- Protection.

I.4.4 Les systèmes à connexion directe au réseau

I.4.4.1 Structure à convertisseur unique

Le dispositif présenté est le plus simple, car il comporte le moins de composants possibles. L'association de plusieurs modules photovoltaïques en série à pour but l'obtention d'une tension continue suffisamment grande. La tension continue obtenue alimente directement un onduleur central, qui fournit la tension sinusoïdale désirée [22].

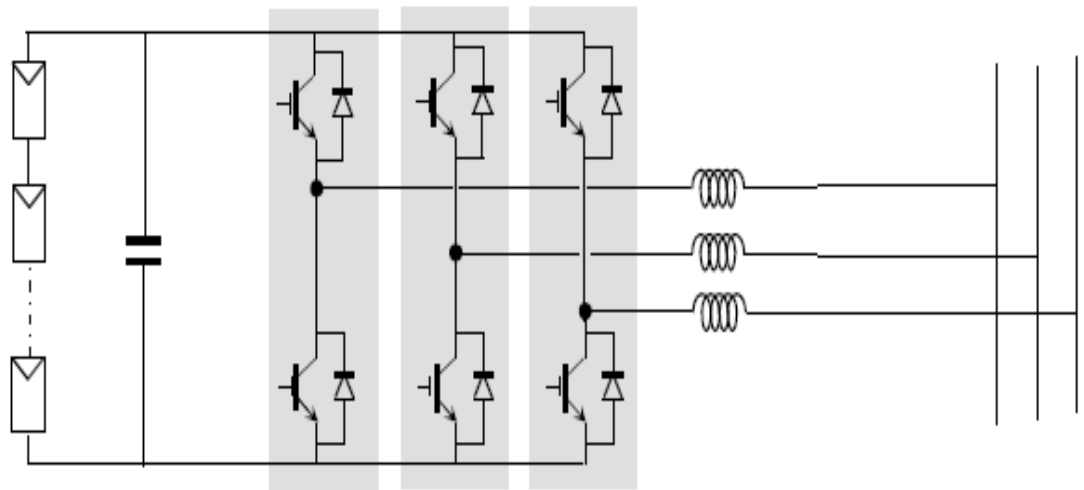


Fig .I.10: Mise en série de Plusieurs modules PV a un seul onduleur [22].

I.4.4.2 Adaptation de l'énergie produite par le photovoltaïque avec le réseau

Onduleur considère un appareil de conditionnement de la puissance dans une installation raccordée au réseau, qui représente un élément clé de l'installation, relie le champ PV avec le réseau électrique, il doit assurer la sécurité de deux sous-systèmes électriques très différents

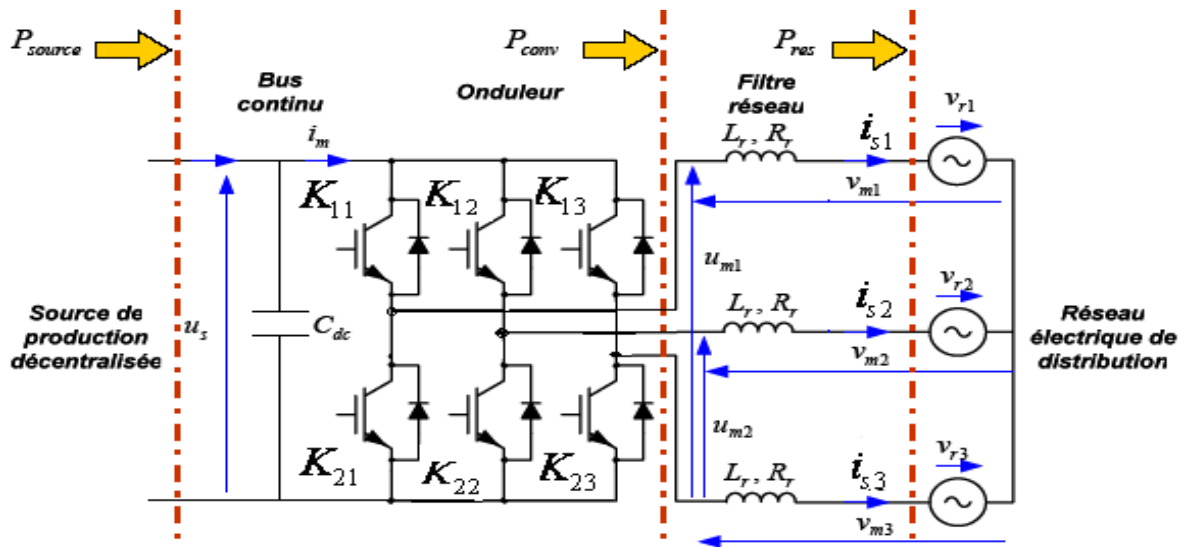


Fig I.11 : Structure du convertisseur triphasée raccordé au réseau [22].

I.4.4.3 L'impact de l'intégration de PV dans réseau

Si la pénétration PV est vraiment élevée, les systèmes photovoltaïques peuvent soumettre le réseau à plusieurs impacts négatifs, sont

- Inverser le flux d'énergie,
- surtension le long des circuits de distribution, et difficulté de contrôler la tension,
- déséquilibre de phase, et problèmes de qualité de l'énergie,
- Augmentation de la puissance réactive et difficulté de détection de l'îlotage[24].

A .Problèmes de qualité de l'alimentation / Harmoniques

L'onduleur constitue le cœur du système PV connecté au réseau et c'est lui le responsable de la qualité de la puissance injectée dans le réseau. Les onduleurs introduisent également des harmoniques dans le système en présence de charges non linéaires, lors de la conversion CC-CA. Les courants harmoniques introduisent une chute de tension et entraînent une distorsion de la tension d'alimentation. Les harmoniques peuvent également provoquer des dommages permanents au matériel électrique [25].

B. Augmentation de la puissance réactive

Les onduleurs photovoltaïques fonctionnent généralement avec un facteur de puissance unitaire. Ils maximisent la production d'énergie active, ainsi le rendement, la demande de puissance réactive satisfaite par le système photovoltaïque est minimale. Par conséquent, le réseau est responsable de la fourniture de la majorité de la puissance réactive et fait fonctionner le transformateur de distribution avec un facteur de puissance faible [25].

I.4.5 Le challenge et impact d'utiliser l'énergie renouvelable et l'intégrée au réseau

L'intégration des sources d'énergie renouvelables dans le réseau électrique, Il est très difficile car leur source d'énergie est de nature intermittente, notamment les systèmes d'énergie solaire photovoltaïque et éolienne. [21], ces défis sont classés en deux grandes catégories: techniques et non techniques.

➤ **Problèmes techniques:** Les problèmes techniques suivants sont décrits comme suit:

1. Qualité de l'alimentation :
 - a. Harmoniques.
 - b. Fluctuation de fréquence et de tension.
2. Fluctuation de puissance :
 - a. Faibles fluctuations de puissance
 - b. Longues fluctuations de temps ou saisonnières
3. Stockage
4. Problèmes de protection

➤ **Problèmes non techniques:**

1. En raison de la pénurie de personnel technique qualifié.
3. Les technologies sont exclues de la concurrence, ce qui décourage l'installation d'une nouvelle centrale à des fins de réserve.

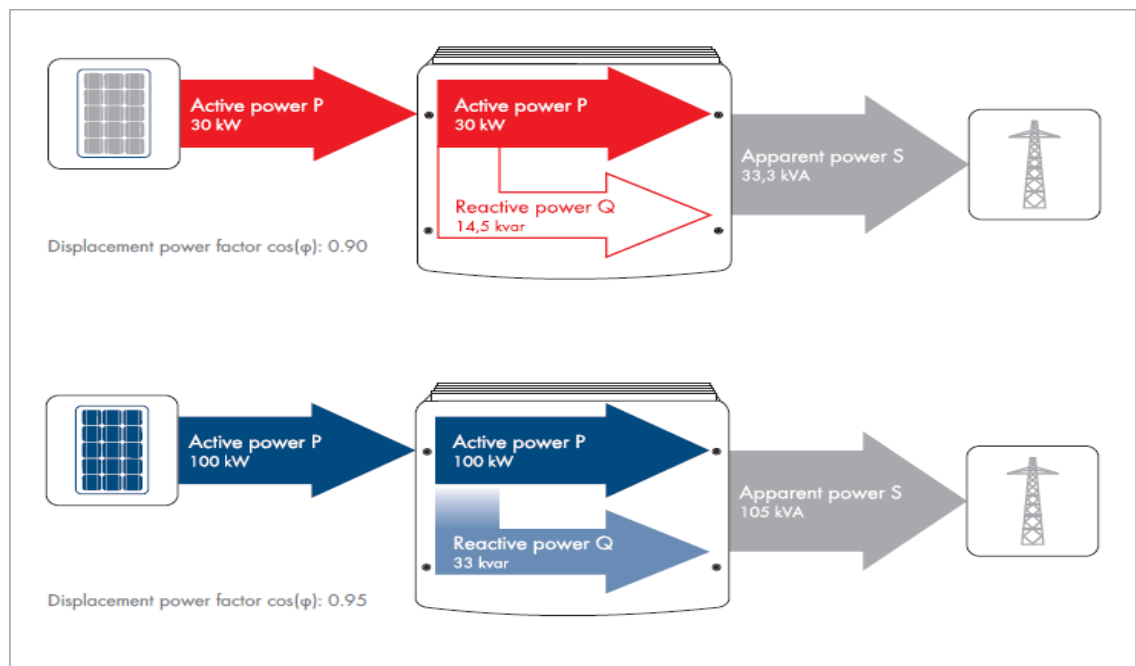


Fig.1.12 : Ecoulement de puissance de source PV avec onduleur dimensionné par rapport la puissance apparent [26].

I.5.Conclusion :

Ce chapitre présente des généralité sur les réseaux électriques, en mentionnant la structure et la topologie du réseau, ensuite il a entamé sur la formulation mathématique de l'écoulement de puissance et la classification systématique de la stabilité du système d'alimentation, en basant sur la stabilité de tension qui considère un facteur important pour avoir une bonne qualité d'énergie, pendant l'intégration d'une source photovoltaïque dans le réseau.

Dans ce chapitre, on fait la présentation du challenge et impacte de raccordement de générateur photovoltaïque au réseau.

Dans le chapitre suivant, une présentation du réseau existant actuel de Ghardaia sera faite sous PSAT, puis une simulation afin d'étudier le comportement de réseau électrique en état initiale et dynamique.

CHAPITRE II
ETUDE SUR RESEAU HTA
60/30 KV de Ghardaïa

II.1 Introduction

L'électricité est une énergie souple et adaptable mais elle est difficilement stockable, alors que la consommation des clients et la coïncidence de la demande sont constamment variables. Ces exigences nécessitent la permanence du transport et la mise à disposition de l'énergie par un réseau de distribution :

- ✓ HT pour les fortes puissances et les longues distances.
- ✓ BT pour les moyennes et faibles puissances et les courtes distances.

Le transport de l'énergie électrique se fait de la manière suivante :

De la centrale de production (centrale nucléaire, centrale thermique classique, centrale hydroélectrique, photovoltaïque etc.) vers les gros utilisateurs (grands centres de consommation), agglomérations, réseau ferroviaire, industrie via le réseau de répartition, puis vers l'utilisateur final (villes, grandes surfaces, habitation, petite industrie) via le réseau de distribution [27]. Aussi l'amener jusqu'à l'utilisateur final.

Dans ce chapitre, on va donner les caractéristiques principales du réseau, et ses différents constituants, une étude de l'augmentation de la charge sera faite afin d'analyser et observer le comportement du réseau pendant cinq ans sans /avec l'intégration d'une source photovoltaïque à l'aide du PSAT.

II.2 Le réseau HTB, HTA

Le réseau de transport de haute tension se divise en deux catégories A et B, la tension de HTB est supérieure à 50KV et HTA.

II.3 Définition du réseau HT

Les réseaux de transport de Haute Tension ont pour rôle d'acheminer l'énergie électrique au niveau régional, issue de source que se soit conventionnel ou renouvelable de production au réseau de distribution via un poste HT. Leur tension est supérieure à 50 kV selon les régions. Ces réseaux sont constitués, en générale, de lignes aériennes, dont chacune peut transporter plus de 300 MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres.

La structure de réseau à haute tension est soit souvent en boucle ouverte, soit en boucle fermée, mais au niveau de certains postes de transformation peut aussi se terminer en antenne. Dans ces réseaux les lignes souterraines de quelques kilomètres peuvent être utilisées dans les zones urbaines.

Ces réseaux alimentent d'une part les réseaux de distribution au travers des postes de

transformation HT et d'autre part les utilisateurs industriels dont sa puissance est supérieure à 100 MVA qui nécessite un raccordement à cette tension [27].

II.4 Définition du réseau de distribution HTA

Le réseau HTA achemine l'électricité du réseau de transport vers les points de moyenne tension, de consommation supérieure à 250 kVa. Ces points de consommation sont :

- de domaine public, avec accès aux postes de distribution publique HTA/BT.
- du domaine privé, avec accès aux postes de livraison aux abonnés à moyenne consommation.

Le nombre de ces abonnés par rapport le nombre total de consommateur ne représente qu'un faible pourcentage, la livraison d'énergie est en façon direct en BT. Le type de structure soit aérien ou souterrain. Les tensions sur ces réseaux sont inférieure de 40 kV [27].

II.4.1 Ligné à haute tension

La ligne à haute tension constitue l'élément essentiel dans les infrastructures énergétiques de transport d'électricité. Elle permet l'acheminement de l'électricité des centrales électriques vers les centres de consommation. Les lignes peuvent être aériennes, souterraines, et parfois sous-marines.

Les lignes à haute tension aériennes sont composées de câbles conducteurs, généralement en alliage d'aluminium, suspendus à des supports, pylônes ou poteaux. Ces supports peuvent être faits de bois, d'acier, de béton, d'aluminium ou parfois en matière plastique renforcée. Aujourd'hui, certaines lignes sont régulièrement exploitées à des tensions supérieures à 765 kV. Les lignes à courant continu haute tension permettent de transporter l'énergie avec moins de pertes sur de très grandes distances et éventuellement sous l'eau [29].

La structure des réseaux est arborescente à deux ordres de lignes : dorsales et dérivation. Des sous dérivation peuvent être utilisés pour alimenter des charges isolées ou pour grouper sous un même interrupteur à commande manuelle un ensemble de postes HTA/BT. Des interrupteurs automatiques seront installés à l'endroit de dérivation pour permettre l'élimination de la dérivation en défaut. Leur installation se fera suivant l'importance et la probabilité d'incidents sur la dérivation. Les sous-dérivation doivent être équipées, au point de raccordement à la dérivation, d'interrupteurs manuels [30].

II.4.2 Types de lignes de réseau HT

Une ligne à haute tension est un dispositif souterrain, aérienne, sous-marin, qui permet de transporter l'énergie électrique depuis sa source jusqu'à consommateur [30].

II.4.2.1 Ligne souterrain

La structure des réseaux souterrains est à un seul type de lignes: les dorsales, de par leur construction (faible longueur et forte section des conducteurs) sont le siège de chutes de tension réduites. De ce fait, en tenant compte de l'importance des incidents [31].

II.4.2.1 Ligne aérienne

Une ligne aérienne est composée de pylônes, de câbles conducteurs, de câbles de garde et d'isolateurs.

II.4.2.2 Ligne sous marine

Les lignes sous marin sont des câbles de transmission permettent de transporter de l'énergie électrique sous l'eau salée (mer, océan), ou également sous l'eau douce (grand lac et rivière), ils relient les continent, îles et les pays.

II.5 Structure de poste HTA

Il y a plusieurs types de postes électriques, qui existent dans le réseau de transport et interconnexion, chaque poste remplit une fonction bien précise selon sa position dans le réseau

- Postes à la sortie de centrale : l'objectif de ces postes est le raccordement de centrale de production de l'énergie au réseau électrique, afin d'acheminer l'énergie aux clientèles
- Postes d'interconnexion: son rôle est d'interconnecter plusieurs lignes électriques HTB,
- Postes élévateurs : le but est d'augmenter le niveau de tension, à l'aide d'un transformateur,
- Postes de distribution : le but est d'abaisser le niveau de tension pour distribuer l'énergie électrique aux clients abonnés [31].

II.5.1 Types des postes HTA

Les postes se classifient selon la fonction qu'ils effectuent comme suivante :

- Poste de distribution publique : Etant en disposition de plusieurs clients, dont la livraison d'énergie se fait en basse tension.

- Les postes mixtes distribution et livraison : Ces postes constituent de deux parties l'un pour la distribution publique et l'autre pour le client. Le classement de ces types de postes dépend la puissance transmise. Voir la figure II.3
- Poste de livraison ou client : Ce sont des postes de transformation qui livrent l'énergie aux clients.

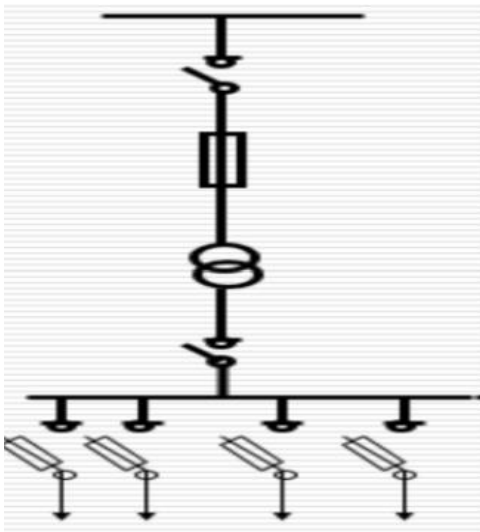


Fig. II.1: Poste de distribution publique [31]

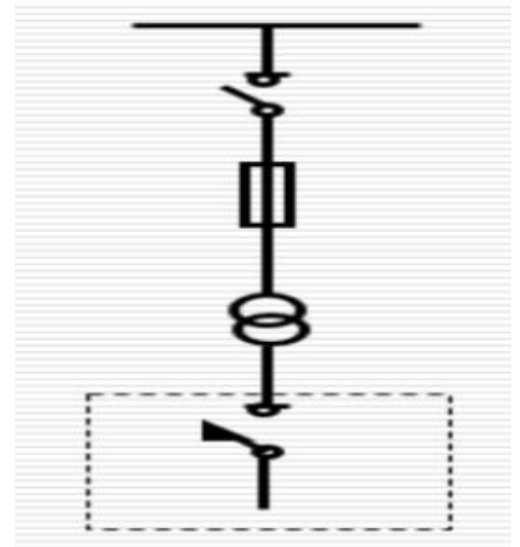


Fig. II.2: Poste Livraison[31]

II.5.1.1 Postes sources

Les postes HTB/HTA, sont appelés aussi les postes sources, alimentés en général par le réseau de transport à 220 kV), constituent l'intermédiaire entre les réseaux de transport, celui de répartition HTB et les réseaux de distribution HTA (figure II.4). Ils remplissent les fonctions suivantes :

- transforme la tension du niveau HTB au niveau HTA, à partir d'une ou plusieurs lignes HTB et à travers d'un ou de plusieurs transformateurs HTB/HTA.
- partage l'énergie électrique avec un ou plusieurs tableaux de répartition HTA, formé de disjoncteurs HTA raccordé à un jeu de barres ;

- protège le réseau HTA par des disjoncteurs actionné par différents types de protections définis selon le plan de protection retenu sur le réseau. [31]

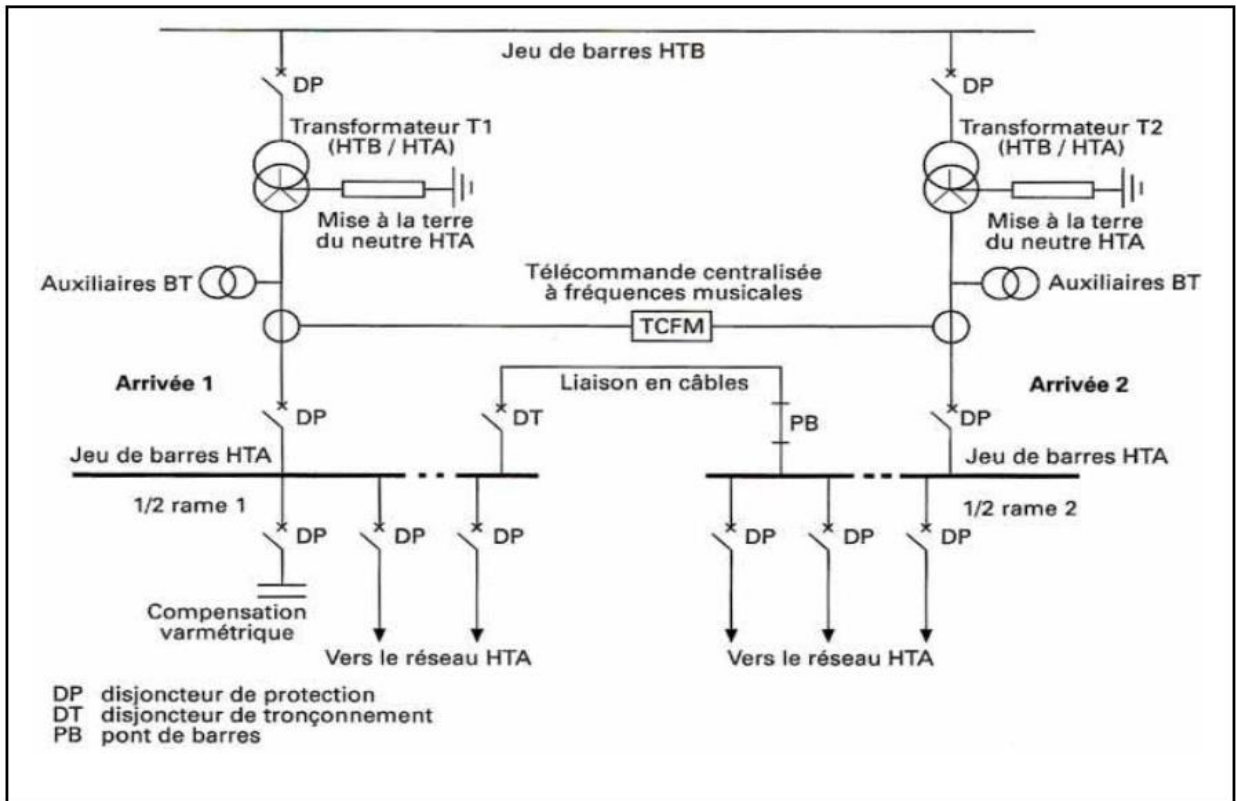


Fig. II.3 : Schéma général d'un poste source HTB/HTA[32]

II.5.1.2 Postes HTA/BT

Par définition un poste de transformation HTA/BT est un sous station d'installation de liaison et manœuvre ou parvient l'énergie de centrale de générateur et d'ou elle s'oriente vers les réseaux de distribution publique BT. Il y a plusieurs types de poste existe en fonction de la charge à alimenter.

-Un poste rural, se place sur poteau ou en cabine simplifiée, peut donner l'alimentation a un ou deux départs BT dépend la nécessité.

-Un poste urbain en cabine fixe ou mobile, enterré ou en immeuble. L'intensité et les chutes de tension admissibles limitent La longueur des départs BT: quelques centaines de mètres en aérien ou en souterrain.

Les principaux composants d'un poste consistent en [31] .

- Appareillage de liaison : JB barres pour raccordements les centres consommateurs et producteurs
- Appareillage de mesure : transformateurs de tension et d'intensité, avec un relais branchés au secondaire des transformateurs d'intensité et de tension des transformateurs d'intensité et de potentiel.
- Appareillage de manœuvre et protection : disjoncteurs et sectionneur
- Appareillage de régulation : transformateur à réglage en charge - batterie
- Appareillage d'automatisme, de télécommande, de télésignalisation, de télémessure.

Il y a deux types principaux de HTA/BT:

Les postes HTA/BT sur des réseaux aériens sont généralement représentés par les transformateurs place sur un poteau sans appareil de coupure sur la HTA.

Les postes HTA/BT sur des réseaux souterrains sont généralement représentés par les postes en cabine avec deux interrupteurs sectionneurs HTA pour manœuvrer sur l'artère et un interrupteur fusible en protection du transformateur.

II.5.1.3 Poste à moyenne tension

Le postes à moyenne tension c'est un ensemble de groupes d'équipements raccorde a nœud d'un réseau ou JB, qui assurer la protection et faciliter l'exploitation. Les interventions ne peuvent être possibles qu'à partir du poste pour la majorité des câbles réalisent en souterrain, les tensions sur ces réseaux sont comprises entre 25 kV et 275 kV. , les postes à moyenne tension abritent de plus en plus d'appareillages (disjoncteurs, sectionneurs, parafoudre, ...etc.), des appareils de mesure qui apportent des fonctions nécessaires à une exploitation mieux contrôlée.

Les protections sont de même nature que celles utilisées sur les réseaux de transport [34] .

II.6 Protection de réseau HTA

Pour bien assurer la continuité de fonctionnement d'un réseau électrique il faut la protection afin d'achemine l'énergie au consommateur dans la bonne condition.

Il existe deux catégories de protections :

- celles concernant le réseau
- celles concernant le groupe avec sa génératrice.

Les principales protections du réseau sont celles à :

- maximum et minimum de tension
- maximum et minimum de fréquence
- minimum de puissance ou retour de puissance active (fonctionnement en moteur)
- maximum de courant pour détecter les défauts de couplage de la génératrice.

Les principales protections du groupe sont :

- arrêt sur détection de début d'emballement
- protection à image thermique généralement par des sondes de température dans le bobinage
- protection maximum de composante inverse [35] .

II.6.1 Dispositifs de protection contre les surtensions

II.6.2 Principe de la protection

La protection des installations et aussi bien les personnes contre les surtensions est très intéressante.

[38] Ainsi, on distingue 3 niveaux de protection contre les surtensions [36]:

II.6.2.1 Premier niveau de protection

- paratonnerres, son principe est articulé sur la distance d'amorçage ; une tige placée en haut de la structure à protéger reçoit la foudre et l'écoule à travers la terre
- cages maillées ou de Faraday
- câbles de garde

II.6.2.2 niveau de protection :

Son principal objectif est d'assurer que le niveau d'isolement au choc des éléments du poste ne soit pas dépassé. Il est réalisé en HT par l'intermédiaire d'éléments de façon qu'il assure l'écoulement de l'onde de foudre à la terre tels que :

- éclateurs
- parafoudres HT.

II.6.2.3 Troisième niveau de protection

Ce niveau est utilisé en BT aux équipements sensibles (informatique, appareils de télécommunication, etc...) comme protection complémentaire Il est réalisé par de :

- les filtres montent en série
- limiteurs de surtensions
- parafoudres BT.

II.6.3. Principe de base de la protection

Un système de protection est constitué des éléments de base suivante :

- Organe spécialement pour la détection et la décision compose de trois parties

1- Partie de mesure ou chaîne de mesure

2- Partie de comparaison

3- Partie de décision

-Partie d'intervention

-Organe de signalisation et de déclenchement [37] .

II.7 Structure générale du réseau électrique algérien

La structure du réseau électrique nationale d'Algérie se décompose en trois systèmes [38]:

- Le Réseau interconnecté national: couvre le nord du pays et s'étende jusqu'aux régions de Béchar, Hassi Messaoud, Hassi R'Mel et Ghardaïa, leur alimentions parvient par une quarantaine de centrales de production d'électricité de différent types (turbine a gaz, thermique, hybride, photovoltaïqueetc.), raccorde entre elles via un réseau de transport en 220 kV et 400 kV, permettant le transfert d'énergie électrique de la centrale de production d'énergie électrique vers les centres de consommation.
- Le pôle In Salah – Adrar – Timimoune : l'alimentation de ce pôles est venu de centrales de Turbines à Gaz d'Adrar et d'In Salah, interconnectées à travers un réseau 220 kV s'étalant d'In Salah à Timimoune 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 relative à la densité de population.

Le Gestionnaire du Réseau de Transport de l'Electricité (GRTE) qui charge de la gestion de réseau dont tous niveaux de tensions sont a l'ordre 60 à 400 kV a estimé que, La longueur totale du réseau national de transport de l'électricité atteindra 22 370 km à la fin de 2011, Évolution de la longueur du réseau transport électricité en km Période : 2000-2011, [soit un accroissement de 21.3 % par rapport à 2007.

Le réseau électrique algérien se compose de 114 JB et 175 lignes de liaison entre ces JB avec 15 centrales de générateur, 16 transformateurs et 91 charges, ce réseau divise en six régions

Numérotées de 1 jusqu'à 6 et représentées selon le code région algérien consécutivement comme suite : Oran, Alger, Setif, Annaba, Djelfa, Ourgla. Voir le tableau.

Les niveaux de tension dans ce réseau sont entre 220 Kv et 60 Kv [30]

Tableau. II.1 : Code région [30]

Codes région						
Region	Oran	Alger	Stif	Annaba	Djelfa	Ouargla
Codes	1	2	3	4	5	6

Tableau. II.2 : Code des niveaux de tension dans le réseau algérien[30]

Tension (kV)	Code de niveau de tension
60	3
90	4
150	5
220	6

II.7.1Présentation le réseau du transport et distribution (THT/MT) Ghardaïa

Le réseau de Ghardaïa est constitué de deux principaux centrale de production, d'où l'énergie électrique est parvenue de Tilghmet (hassi-Rmel) ; compose de deux centrale de production qui débutent une tension de 10kV, pour chacune et un transformateur élévateur de (10kV/220kV), la deuxième centrale de 220kV de Hassi Messaoud(Ouargla).

Poste d'interconnexion national de Ghardaïa se situe dans la wilaya de Ghardaïa, Ce poste reçoit l'énergie de Tilghamet, et Hassi Messaoud (HMD) on a deux lignes aérien (Almelec bidirectionnelles (deux sens, arrivée et départ) de cote de Tilghment 2*120MVAR et 220KV, et l'autre cote de Hassi Messaoud 120MVAR et 220KVAR.

Les deux lignes de générateurs injectent l'énergie dans JB de poste de Ghardaïa, qui alimente deux transformateur principale abaisseur 220/60kV. Le secondaire de premier transformateur de 60KV transmet la tension aux deux JB de 60kV, par une ligne souterrain de section (2*630 mm²), ce JB de 60kV livre la tension au quatre départ de la région de Ghardaïa. Le secondaire de deuxième transformateur alimente la centrale Ghardaia1, et centrale Ghardaia2 ces deux

départs donne la tension au transformateur de poste de zone industrielle abaisseur de 60/30 et de puissance de 20MVAR, il y a une dérivation. On a deux départs.

-le départ de centrale Ghardaia1 : il y a une dérivation alimente une cabine mobile de 60/30kV qui débute l'énergie au Metlili1 et Metlili2.

-le départ de centrale Ghardaia2 : il y a une dérivation alimente une cabine mobile (60/10 kV) de poste Rostomide, et deux départs l'un vers poste Gurarra1 qui contiens 2 JB, et deux transformateurs de 60/30kV, 40MVAR, et l'autre poste Guerrara 2 ou il y a un pointe dérivation de 60/30kV alimente une cabine mobile de Berriane.

Tableau. II.3 : Structure de réseau de Ghardaïa

Réseaux de répartition HTA HT et THT	60, 30kV, 10kV (60/220 kV)
Réseaux de transport HT (HTB-HTA)	220kV, 60kV(U> 220 kV, S> 300 MVA)
Réseaux de distribution HTA	(30kV)
Réseau de livraison BT	(400V)

II.7.3 Carte géographique du réseau de Ghardaïa

Le réseau est constitué de lignes aériennes, de câbles souterrains et de postes, à divers niveaux

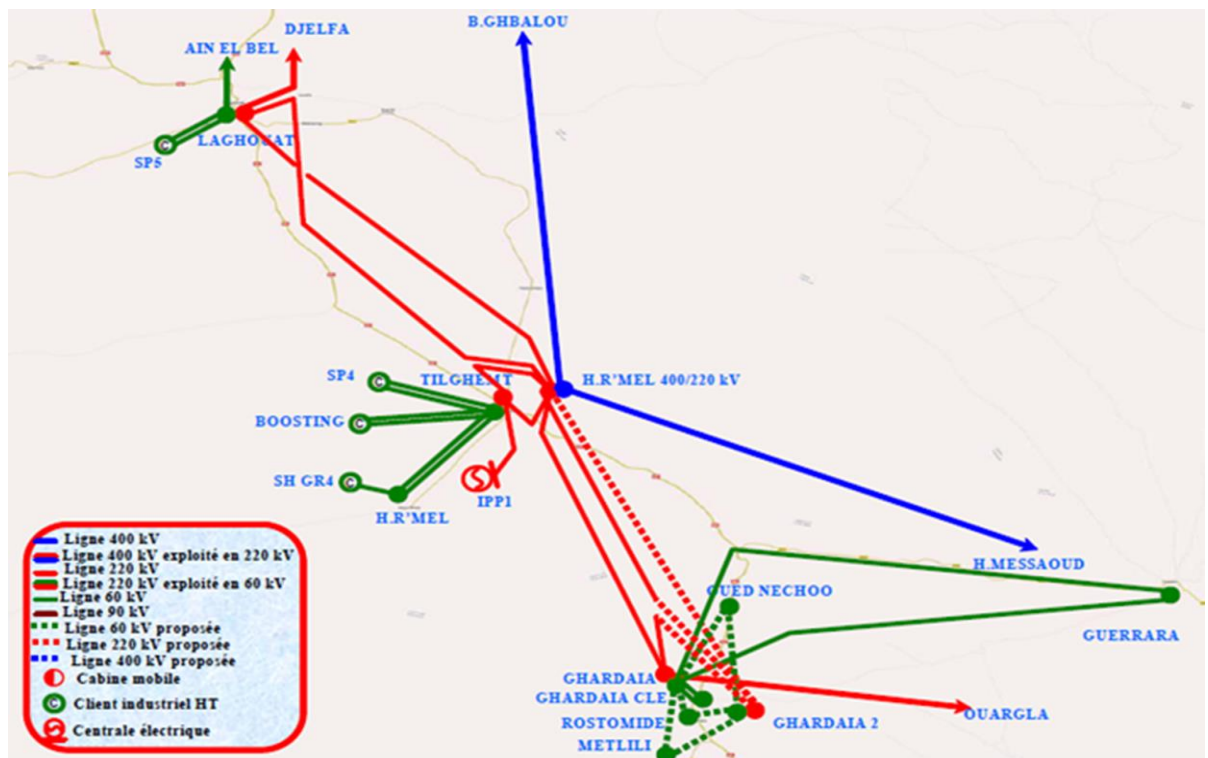


Fig. II.4 : Carte géographique du réseau et de la sous-région Ghardaia-Laghouat[35]

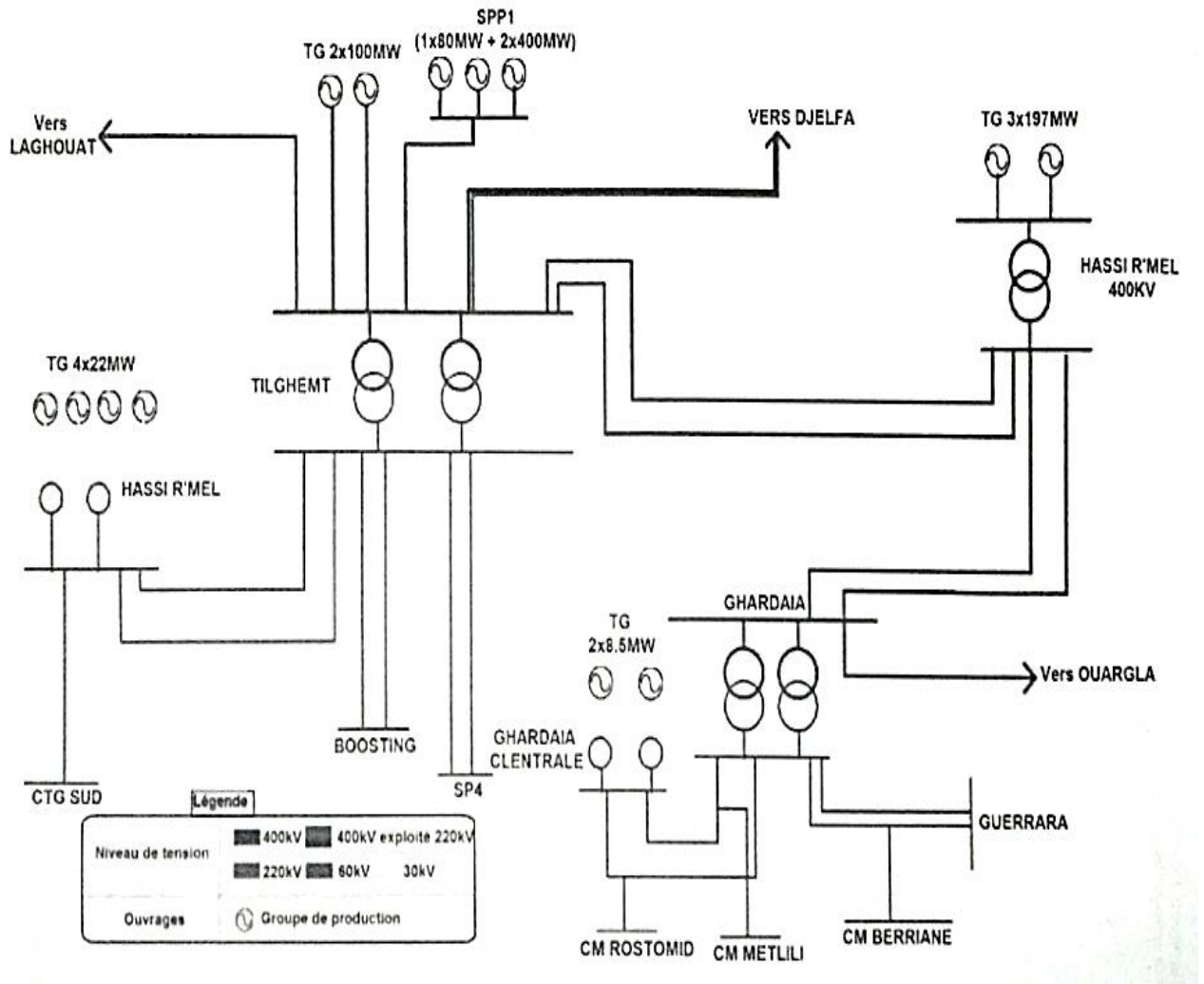


Fig. II.5 : Schéma général de la production, du transport et de la distribution d'énergie [36]

II.7.4 Poste de distribution 60/30 KV

Ce centrale est alimentée par la poste 220/60/30 kV Bouhraoua, avec deux départ GH1 centrale1, GH2 centrale 60kV la longueur de la ligne est 9,5 Km chaque départ alimente un transformateur abaisseur 60/30kV 40MW, et le départ de distribution de 30kV, chaque départ avec boucle de JB 30kV achemine l'électricité vers différentes locales.

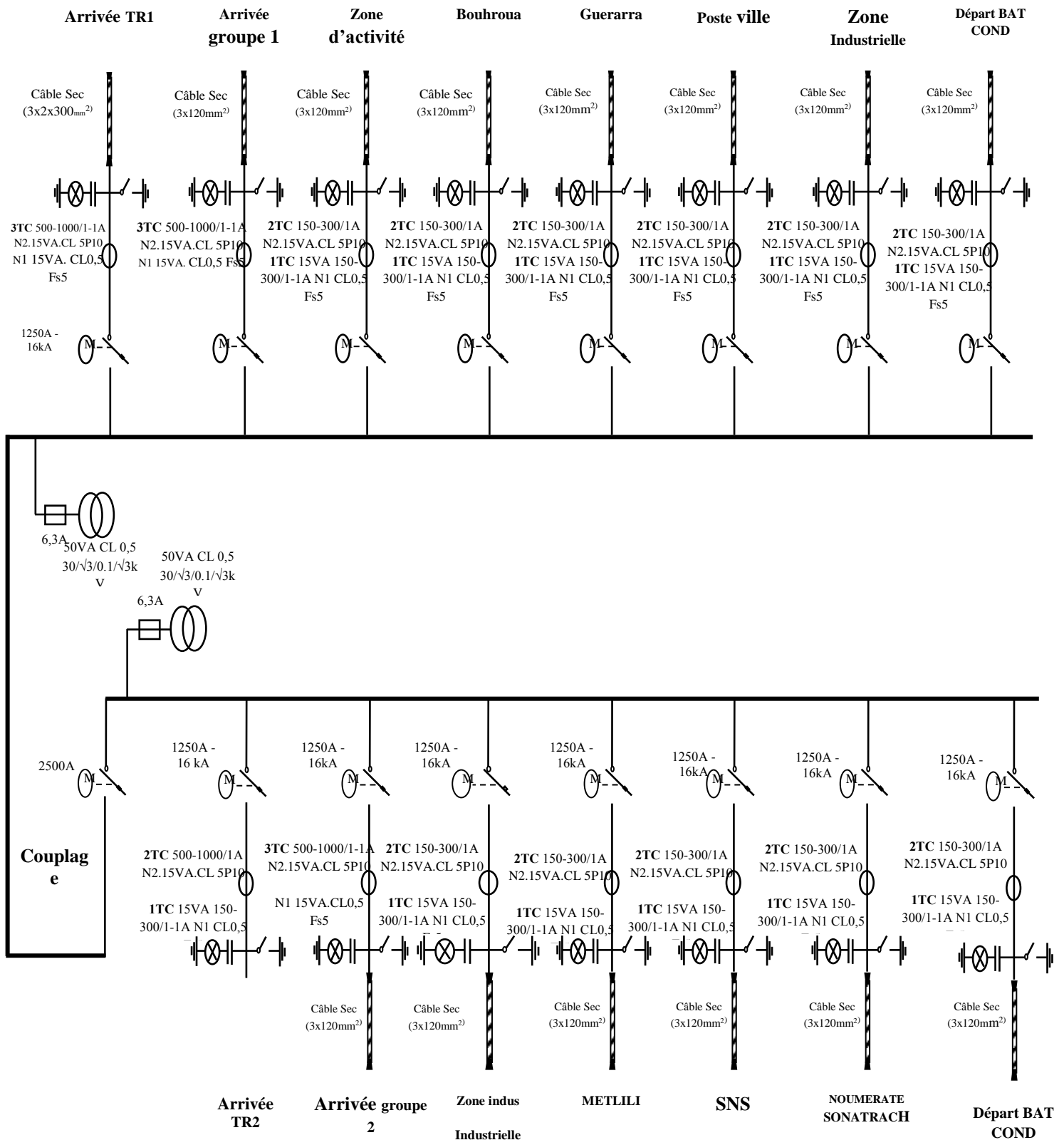


Fig. II.6 : Schémas de JB de poste de la zone industrielle 30kV Bounoura Ghardaia [36]

II.8 Outils de simulation

Il existe plusieurs outils de simulation efficace utilise dans l'étude et l'analyse des réseaux électriques tels que (Matlab, EMTP, PowerWorld, PSAT,... etc). Ces logiciels permettent de nous renseigner sur les différents facteurs d'un réseau électrique et faire la simulation des différents cas pour avoir les paramètres du réseau. Dans ce mémoire, le logiciel PSAT est utilisé pour l'étude et l'exploitation d'intégration d'une source PV au réseau électrique public de transport et distribution.

PSAT est un logiciel librement distribués conçu par Federico Milano basé sur MATLAB pour l'analyse et l'optimisation des réseaux électriques.

L'interface graphique interactive du PSAT permet à l'utilisateur d'effectuer les fonctions statiques et dynamiques suivantes [39]:

- ✓ Calcul d'écoulement de puissance (Power Flow).
- ✓ Calcul d'écoulement de puissance Optimal (Optimal Power Flow).
- ✓ Calcul continu de l'écoulement de puissance (Continuation Power Flow).
- ✓ Analyse de la stabilité de petites perturbations (Small Signal Stability Analysis).
- ✓ Simulation temporelle (Time Domaine Simulation).
- ✓ Analyse transitoire d'électromagnétique (Electro Magnetic Transient Analysis)
- ✓ Interface graphique (Graphical User Interface)
- ✓ Éditeur de réseau graphique (Graphical Network Editor)

Les opérations de la logicielles PSAT se devisent en deux grandes parties d'analyse:

- La première analyse est basée sur la méthode de Newton-Raphson pour résoudre les problèmes de l'écoulement de puissance dans le réseau électrique.

- La seconde analyse est avec l'utilisation d'une bibliothèque de Simulink qui contiens de nombreux modèles afin d'implante le réseau électrique a étudier.

II.8.1 Schéma de réseaux électriques de Ghardaïa sous logiciel PSAT

Le schéma de réseau 60 kV de Ghardaïa, présente sous le PSAT.

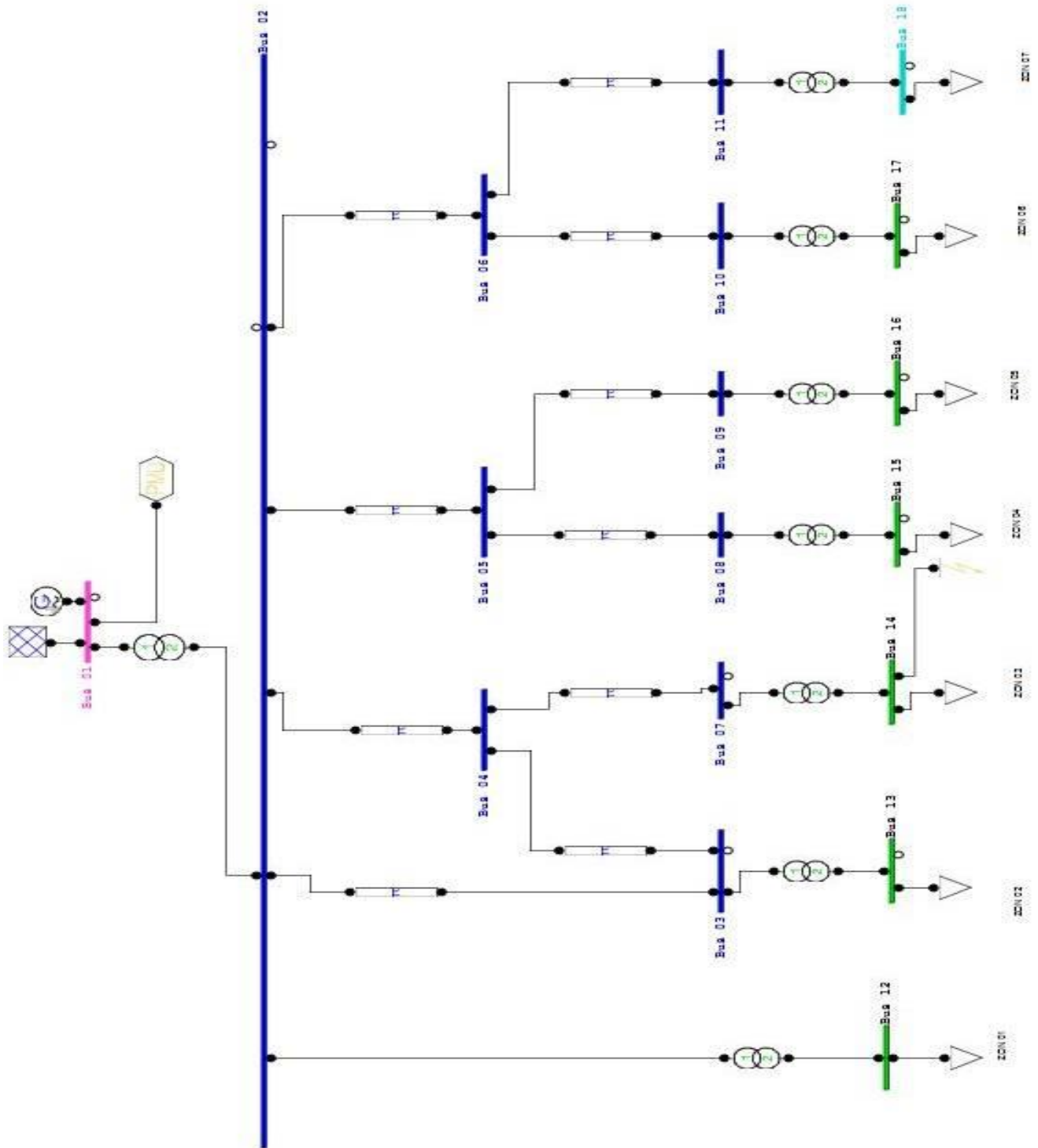


Fig. II.7 : Schéma de réseaux électriques de transport et distribution sous logiciel PSAT

II.8.3 Résultats de simulation sous le logiciel PSAT

II.8.2 Etat initiale (statique)

Après la simulation par le logiciel PSAT en état statique on a obtenu les résultats de l'écoulement de puissance, dans ces résultats nous avons la tension (p.u), la puissance active de charge (p.u), la puissance réactive de charge (p.u) et les puissances actives générée (p.u) et réactives générée (p.u).

Le tableau suivant présente le résultat de simulation en état initiale de réseau.

Tableau .II.6 : Simulation de réseau électrique sous PSAT en état initiale

Bus	V [p.u]	Phase [rad]	P gen [p.u]	Q gen [p.u]	P charge [p.u]	Q charge [p.u]	ΔV_{adm}
Bus 01	1.04	0	1.7561	0.82365	0	0	0.73
Bus 02	1.04	-2,00E-5	0	0	0	0	0.71
Bus 03	1.0301	0.00318	0	0	0	0	0.70
Bus 04	1.032	0.00261	0	0	0	0	0.70
Bus 05	1.0268	0.00478	0	0	0	0	0.69
Bus 06	1.0178	0.00743	0	0	0	0	0.66
Bus 07	1.0259	0.00468	0	0	0	0	0.68
Bus 08	1.0202	0.00722	0	0	0	0	0.67
Bus 09	1.0202	0.00722	0	0	0	0	0.66
Bus 10	0.99975	0.01360	0	0	0	0	0.06
Bus 11	1.0136	0.00898	0	0	0	0	0.64
Bus 12	1.04	-2,00E-5	0	0	0.43	0.21	0.72
Bus 13	1.0301	0.00318	0	0	0.29	0.13	0.69
Bus 14	1.0259	0.00468	0	0	0.15	0.07	0.68
Bus 15	1.0202	0.00722	0	0	0.16	0.08	0.66
Bus 16	1.0202	0.00722	0	0	0.16	0.08	0.66
Bus 17	0.99975	0.01360	0	0	0.43	0.20	0.60
Bus 18	1.0136	0.00898	0	0	0.10	0.05	0.64

Perte active totale 3.6138 MW

Perte réactive 0.36549 MVar

Le tableau au-dessus représente les valeurs de tension, les puissances actives de générateur et puissances actives de charge, ainsi la chute de tension admissible de tous les JB, après la simulation du réseau électrique de Ghardaia en état statique.

Remarque

Tension de base est : $U = 220 \text{ kV}$. ; Puissance de base est : $S = 100 \text{ MVA}$

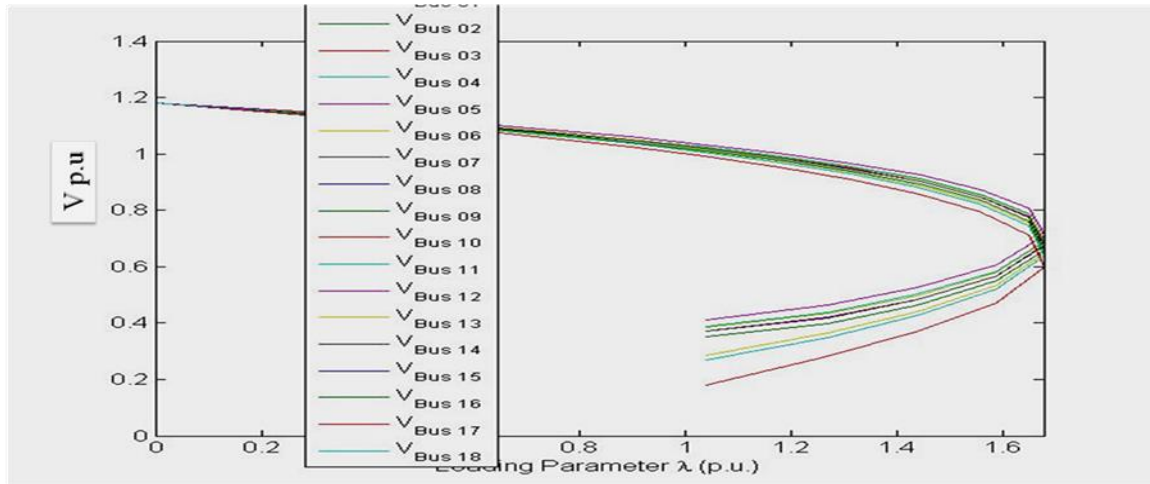


Fig. II.8 : Schéma de réseaux électriques sous PSAT en état initiale

La figure (Fig. II.8) représente la valeur de stabilité en fonction la tension de tous les JB de réseau électrique de Ghardaia en état statique.

II.8.2.1 Etat dynamique

On a provoqué le défaut au niveau de tous les JB qui alimente les charge des zones successivement , et avec augmentation de la durée du défaut a un pas de 0,1s jusqu'a un instant avant le temps critique, le tableau au-dessous illustre les résultats des tension et l'instant avant le temps critique de défaut (instant before critique Time)

Tableau .II.7 : Simulation de réseau électrique sous PSAT en état dynamique

ZONE DE CHARGE	BUS	TIME (s)	V (p u)
ZON 01	BUS 02	1,85	0,99418
	BUS 12	1,85	0,99419
ZON 02	BUS 02	1,85	0,99418
	BUS 03	1,85	0,99054
	BUS 13	3,8	0,94702
ZON 03	BUS 02	1,85	0,99418
	BUS 07	1,82	0,99951
	BUS 14	3,8	0,96419
ZON 04	BUS 02	1,85	0,99418
	BUS 08	1,82	0,99739
	BUS 15	3,8	0,96933
ZON 05	BUS 02	1,85	0,99418
	BUS 09	1,82	0,99739
	BUS 16	3,8	0,96933
ZON 06	BUS 02	1,85	0,99418
	BUS 10	1,82	0,97771
	BUS 17	3,7	0,95204

ZON 07	BUS 02	1,85	0,99418
	BUS 11	1,82	0,99117
	BUS 18	3,7	0,96501

II.8.2.2 Augmentation de la charge

On fait augmenter la charge de 15% progressivement pour chaque année pendant 4 ans consécutifs sur l'ensemble du réseau et nous étudions à chaque fois la tension au niveau des JB. Le tableau ci-dessous présente le taux de l'augmentation de puissance des charges annuellement ($P_{aug}=P*15\%$, $Q_{aug}=Q*15\%$). Voir le Tableau. II.1

Tableau. II.8 : Augmentation de la puissance (P, Q) de 15% à chaque année

Charge	Puissance		1 ^{ère} anne	2 ^{ème} anne	3 ^{ème} anne	4 ^{ème} anne
ZON 01	P	0,43	0,49	0,57	0,65	0,75
	Q	0,21	0,24	0,28	0,32	0,37
ZON 02	P	0,25	0,29	0,33	0,38	0,44
	Q	0,11	0,13	0,15	0,17	0,19
ZON 03	P	0,13	0,15	0,17	0,20	0,23
	Q	0,057	0,07	0,08	0,09	0,10
ZON 04	P	0,14	0,16	0,19	0,21	0,24
	Q	0,07	0,08	0,09	0,11	0,12
ZON 05	P	0,14	0,16	0,19	0,21	0,24
	Q	0,07	0,08	0,09	0,11	0,12
ZON 06	P	0,37	0,43	0,49	0,56	0,65
	Q	0,17	0,20	0,22	0,26	0,30
ZON 07	P	0,09	0,10	0,12	0,14	0,16
	Q	0,046	0,05	0,06	0,07	0,08

Le tableau au-dessus représente la puissance actif et réactif après augmentation de chaque année

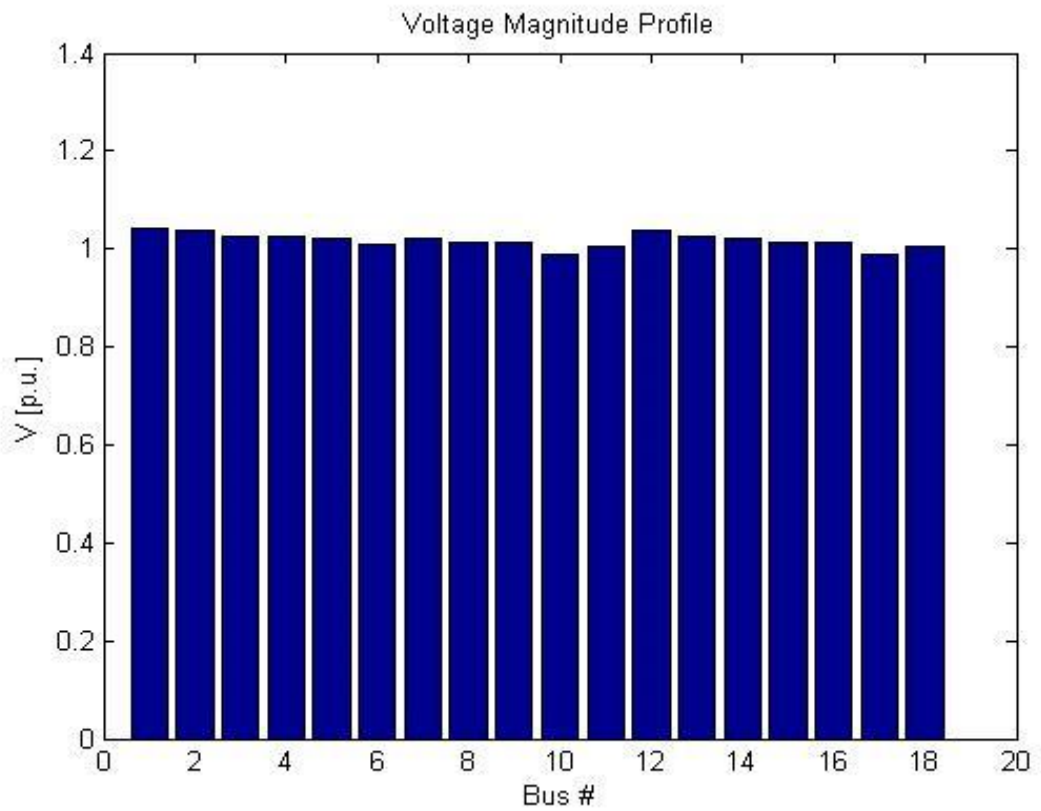


Fig. II.9 : Profil de tension après l'augmentation en 1^{ère} année

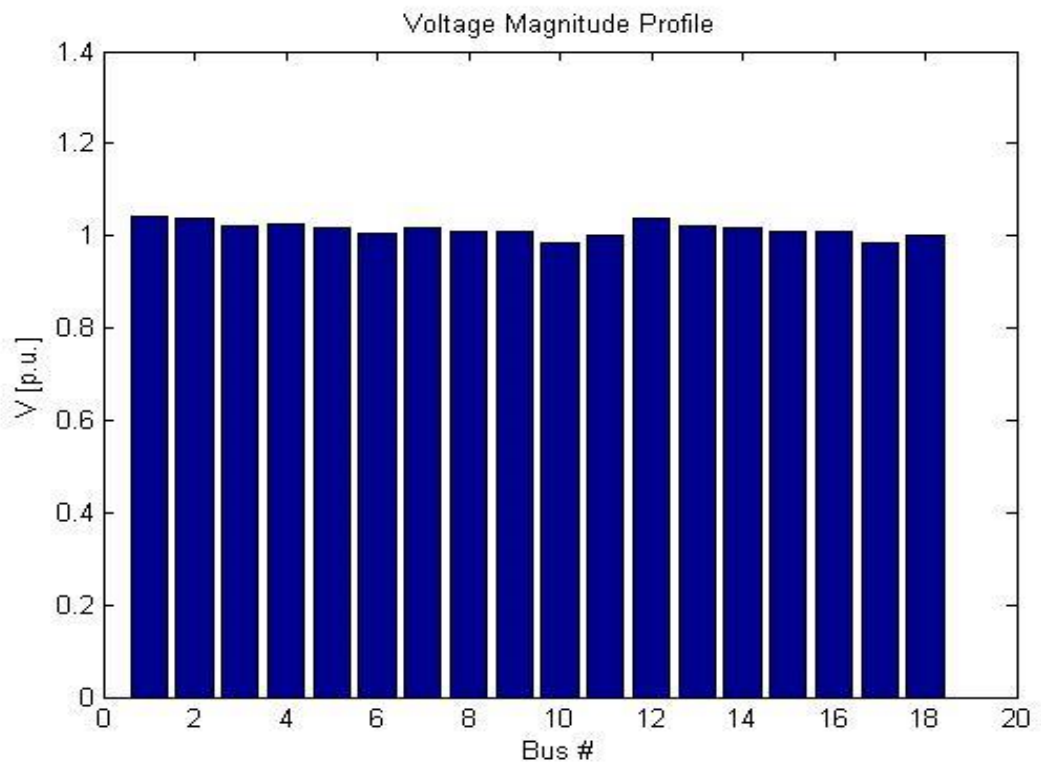


Fig. II.10 : Profil de tension après d'augmentation en 2^{ème} année

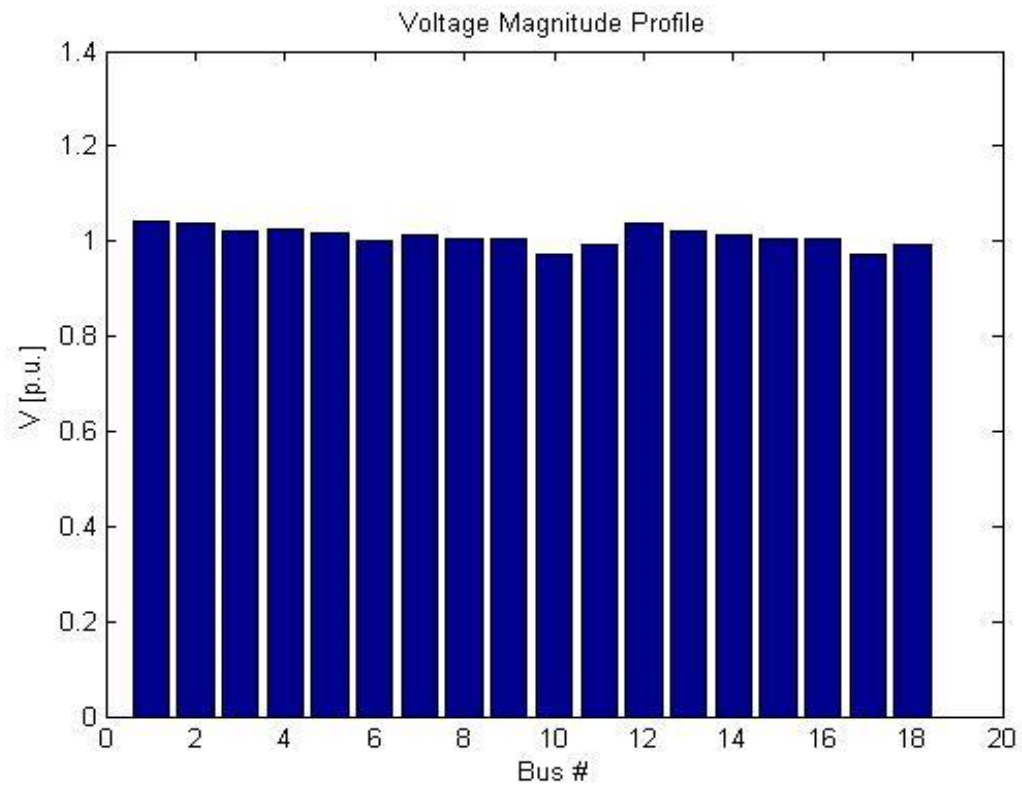


Fig. II.11 : Profil de tension après l'augmentation en 3^{ème} année.

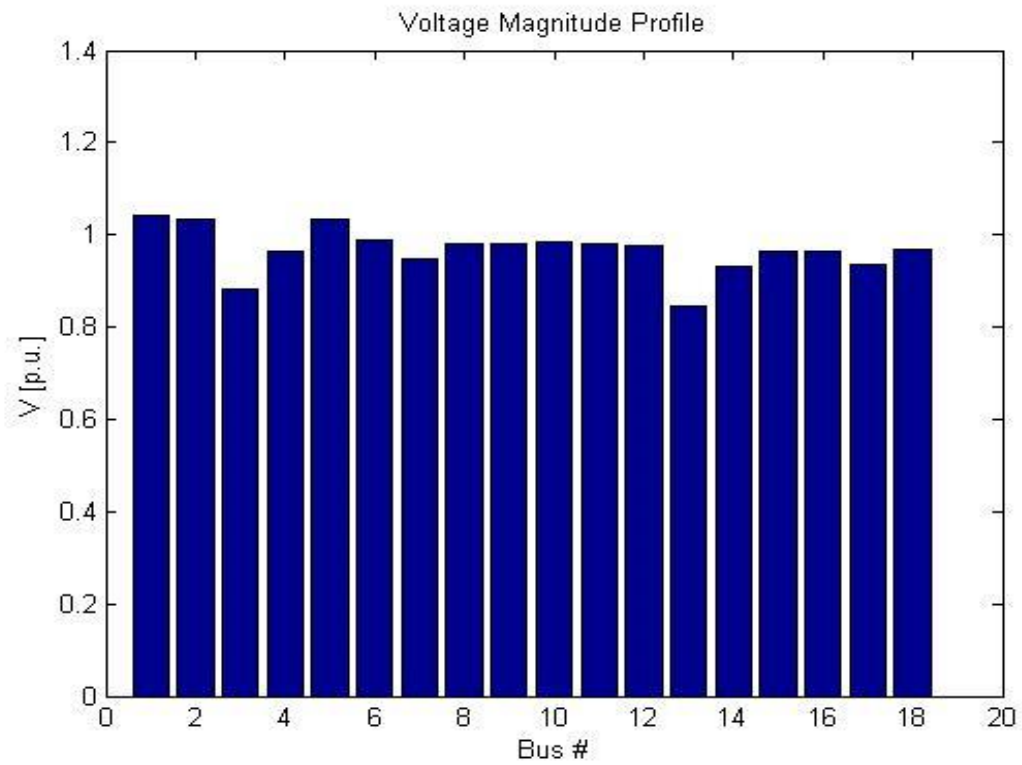


Fig. II.12 : Profil de tension après l'augmentation en 4^{ème} année.

II.9 Analyse des résultats

Dans la simulation de l'état dynamique avant l'intégration de la source PV dans le réseau électrique de Ghardaïa le tableau (Tableau .II.7) montre le temps critique maximal de défaut, crée au niveau de tous les JB de la zone de la charge, après lequel il y aura une perturbation énorme dans le réseau électrique, avec la valeur de tension à ce temps critique. Donc le tableau présente la dure de temps critique qui cause une perturbation lors un défaut brutal (triphase a terre).

Après avoir augmenté la charge au niveau de tous les JB de charge, on a constate d'après le profile de tensions obtenu que la tension diminue chaque an pendant le quatre an, donc la nécessite de intégrer une autre source pour soutenir le besoin en énergie électrique.

II.10. Conclusion

Ce chapitre a permis d'exposer des généralité sur les réseaux électrique, en mentionnant la structure et la topologie du réseau, ensuite on a parlé sur la formulation mathématique de l'écoulements de puissance, et la classification systématique de la stabilité du système d'alimentation, en basant sur la stabilité de tension pour avoir une bonne qualité d'énergie, pendant l' intégration d'une source photovoltaïque dans le réseau publique de transport et distribution.

Dans ce chapitre, on a aussi présente le challenge et impacte de raccordement de générateur photovoltaïque au réseau.

Dans le chapitre suivant, on va simuler le réseau existant actuel de Ghardaïa par le logiciel de PSAT pour étudier le comportement de réseau électrique en deux états statique et dynamique.

Enfin une étude d'augmentation de la charge a été faite de 15% pendant 4 an, après ce dernier on a remarque que le système devient incapable de fournir l'énergie suffisante, par conséquence, la nécessite d'intégrer une autre source pour remplir le besoin en énergie électrique est exigeant, donc on a proposé une source photovoltaïque de 100MW, 30kV.

Dans le prochain chapitre on va étudier le raccordement d'une source PV au réseau.

CHAPITRE III

INTEGRATION D'UNE SOURCE PV AU RESEAU

III.1 Introduction

L'Algérie se dirige vers la voie des énergies renouvelables pour apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et aux problématiques de préservation des ressources énergétiques d'origine fossile, par le lancement d'un programme convenable pour le développement des énergies renouvelables qui a été adopté par le Gouvernement algérienne en février 2011 et révisée en mai 2015.[41]

L'Algérie se s'est engagée vers une nouvelle ère d'énergie durable. Le programme des énergies renouvelables vise à installer une puissance d'origine renouvelable de l'ordre de 22000 MW à l'horizon 2030 pour le marché national, avec le maintien de l'option de l'exportation comme objectif stratégique.[41]

L'Algérie adoptée une stratégie considérable en matière de « transition énergétique » vers les énergies renouvelables et notamment l'énergie PV par l'injection des fonds, la création des institutions et la promulgation des lois en vue d'appliquer la politique générale visant à la substitution progressive de ces énergies renouvelables (éolienne, PV, etc...) à la place des énergies fossiles devenant de plus en plus polluants, coûteuses, épuisables et incompatibles avec les objectifs du développement durable, une approche en pleine expansion ces dernières années. En Algérie, il s'avère que les données locales en la matière (ensoleillement, force des vents, coût du KWh sont prometteuses mais loin d'être considérés comme alternatifs actuellement.

L'Algérie est parmi les pays les mieux dotés en ressources solaires au monde, reçoit près de 3000 heures d'ensoleillement par an et une irradiation variant entre 4 et 7 kWh/m²/jour. [40]

Dans ce chapitre, nous allons étudier le réseau de transport électrique de Ghardaia et pour voir le profil de tension, puissance et les pertes réactives dans le régime normal avant et après l'intégration du source PV dans le point convenable de raccordement.

Pour la simulation on va utiliser le (MATLAB logiciel PSAT comme outils de simulation utilisés pour l'analyse de réseau électrique à étudier, ce logiciel nous permet de nous donne les différents facteurs de réseau électrique et à simuler les différents cas pour avoir les paramètres du réseau.

III.2 Programme National des Energies Nouvelles et Renouvelables

La production de l'électricité en programme algérienne d'énergies renouvelables, compte se positionner comme un acteur majeur à partir des filières photovoltaïque et éolienne en intégrant la biomasse, la cogénération, la géothermie et au-delà de 2021, le solaire thermique. Ces filières énergétiques seront les moteurs d'économie durable 37 % de la capacité installée d'ici 2030 et 27 % de la production d'électricité destinée à la consommation nationale, seront d'origine renouvelable [41].

Le potentiel national en énergies renouvelables étant fortement dominé par le solaire, l'Algérie considère cette énergie comme une opportunité et un levier de développement économique et social, notamment à travers l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois.

La stratégie de l'Algérie en la matière vise à développer une véritable industrie des énergies renouvelables associée à un programme de formation et de capitalisation des connaissances, qui permettra à terme, d'employer le génie local algérien, notamment en matière d'engineering et de management de projets. Le programme EnR, pour les besoins d'électricité du marché national, permettra la création de plusieurs milliers d'emplois directs et indirects.

III.3 Consistance du programme de développement des énergies renouvelables

La consistance du programme en énergie renouvelables à réaliser pour le marché national

Des unités de 22 000 MW sur deux phases de 2015-2020 et de 2021-2030, répartie par filière [41].

III.3.1 Première phase 2015 - 2020 :

Cette phase verra la réalisation d'une puissance de 4010 MW, entre photovoltaïque et éolien, ainsi que 515 MW, entre biomasse, cogénération et géothermie [41].

III.3.2 Deuxième phase 2021 - 2030

Le développement de l'interconnexion électrique entre le Nord et le Sahara (Adrar), permettra l'installation de grandes centrales d'énergies renouvelables dans les régions d'In Salah, Adrar, Timimoune et Bechar et leur intégration dans le système énergétique national [41].

Voire le tableau(III.1).

Tableau. III .1 : Programme de répartition d'énergie renouvelable par filière en deux phases

Unité MW	1 ^{ere} phase 2015/2020	2 ^{eme} phase 2021/2030	Totale
Photovoltaïque	3000	10575	13575
Eolien	1010	4000	5010
CSP	-	2000	2000
Cogénération	150	250	400
Biomasse	360	640	1000
Géothermie	5	10	15
Total	4525	17475	22000

III.3.3 Textes législatifs et règlementaires

L'adoption du cadre juridique favorable à la promotion des énergies renouvelables et à la réalisation d'infrastructures relative à la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables est définie principalement à travers des mesures adéquates, loi et décrète exécutive bien détaillée.

L'arrêté interministériel du 19 avril 2008, portant Adoption du règlement technique relatif au « Module Photovoltaïque (PV) au silicium cristallin pour application terrestre ».

L'ensemble de textes vise à tracer le cadre général de la politique nationale dans le domaine de la maîtrise de l'énergie, l'élaboration d'un programme national de promotion [41].

III.3.4 Le financement du programme des énergies renouvelables

Le montant total de l'investissement estimé initialement a 100 milliards de dollars en 2011, a en effet été révisé en 2015 pour atteindre 60 milliards de dollars, somme qui n'en est pas moins lourde compte tenu de la crise que rencontre le secteur des hydrocarbures depuis la chutes des prix du pétrole en 2014, source de financement initiale, pour ne pas dire exclusive, de l'Algérie, Ce qui laisse déduire que l'Algérie ne disposera probablement pas des recettes nécessaires pour financer ce projet. La réalisation du projet dépendra donc du partenariat, investisseurs locaux ou étrangers [42].

III.3.5 Mesures incitatives

Le gouvernement algérien a procédé à l'adoption d'une série de mesures de soutien visant la promotion des énergies renouvelables à travers la mise en place d'un cadre juridique favorable et d'un Fond National pour la Maitrise de l'Energie, pour les Energies Renouvelables et la cogénération (FNMEERC) qui est alimenté annuellement de 1% de la redevance pétrolière et du produit de certaines taxes.

Le soutien proposé par le gouvernement pour la promotion des énergies renouvelables s'effectue à travers deux modes :

- Pour les installations raccordées au réseau, le soutien de l'Etat s'effectue à travers le mécanisme du tarif d'achat garanti (feed-in tarif) :

Ce système garantie aux producteurs d'énergie renouvelable de bénéficier de tarifs leur octroyant une rentabilité raisonnable de leur investissement sur une durée d'éligibilité de 20 ans pour le solaire et l'éolien et 15 ans pour la cogénération. Au-delà de cette durée, les installations peuvent encore fonctionner sans bénéficier de ce mécanisme. Toutefois, la production sera rémunérée au tarif du marché [43].

Les surcoûts engendrés par ces tarifs seront supportés par le FNER au titre des coûts de diversification, le distributeur qui achète cette énergie au tarif d'achat garanti se fait donc rembourser à hauteur de la différence entre le tarif d'achat garanti et un tarif de référence qui est le prix moyen de l'électricité conventionnelle.

- Pour les autres applications, le soutien de l'Etat se fait par le biais d'une participation à L'investissement (niveau et montant fixés par la réglementation).

D'autres formes d'aide sont prévues. Il s'agit de :

- Acquisition et mise à disposition des terrains éligibles à l'implantation de centrales EnR.

- Accompagnement dans tout le processus d'acquisition des autorisations nécessaires.
- Identification du potentiel de toutes les régions concernées par les EnR.

III.3.6 Les objectifs de programme

Les objectifs de programme sont à offrir des perspectives importantes de développement futur. Les futures décisions et recherches peuvent se concentrer sur les points suivants :

- Vu à réaliser le programme des EnR, il faut bien réviser ce programme tant en objectifs qu'en délais de réalisation pour des fins économiques plus réalistes,
- Injection de plus de ressources (budgétaires ou autres) pour financer les projets de recherches et développement en Algérie.
- Promouvoir la culture des énergies renouvelables pour l'ensemble de la société, en intégrant cette approche dans les programmes scolaires et concentrer sur l'effet positif sur l'environnement et son contribution pour le développement durable,[42]. Voir le Fig.III.1

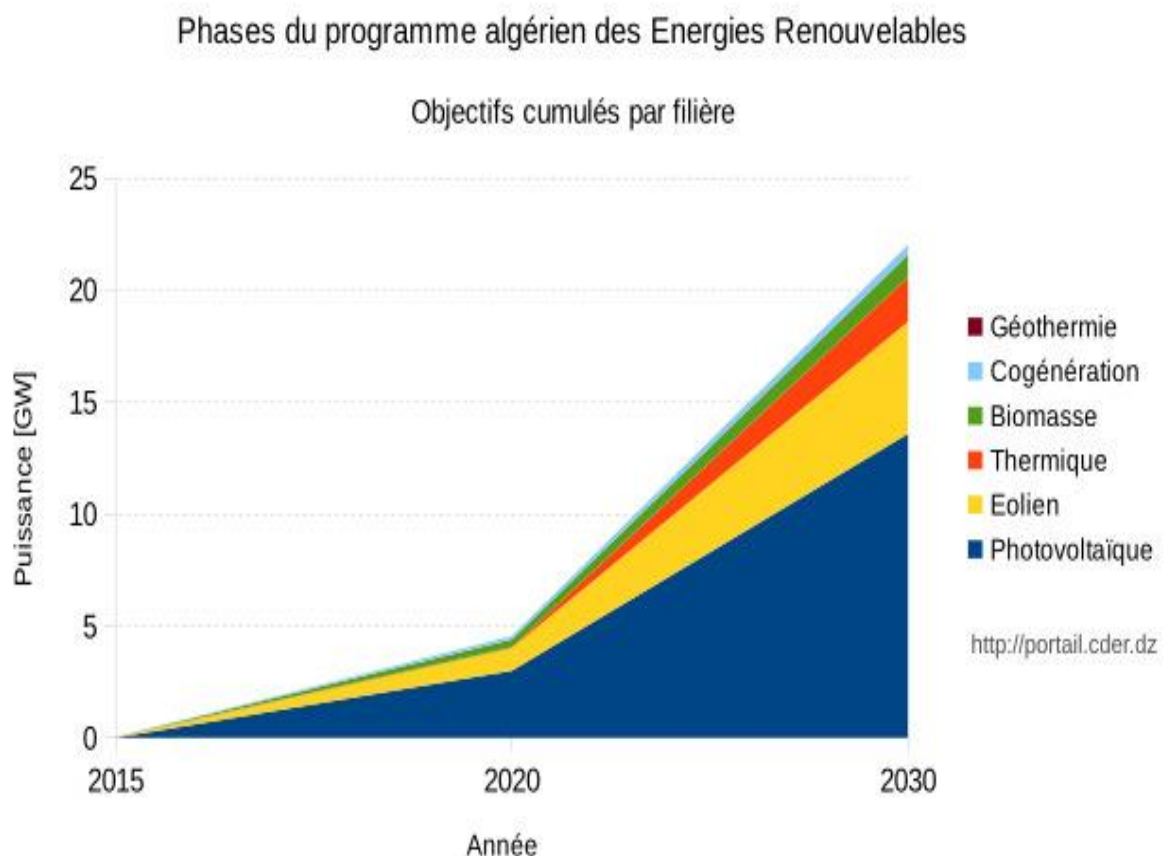


Fig.III.1 : Phase du programme des Energies Renouvelables en Algérie (2015-2020-2030)[41]

Objectifs du programme algérien des Energies Renouvelables

22 GW à l'horizon 2030

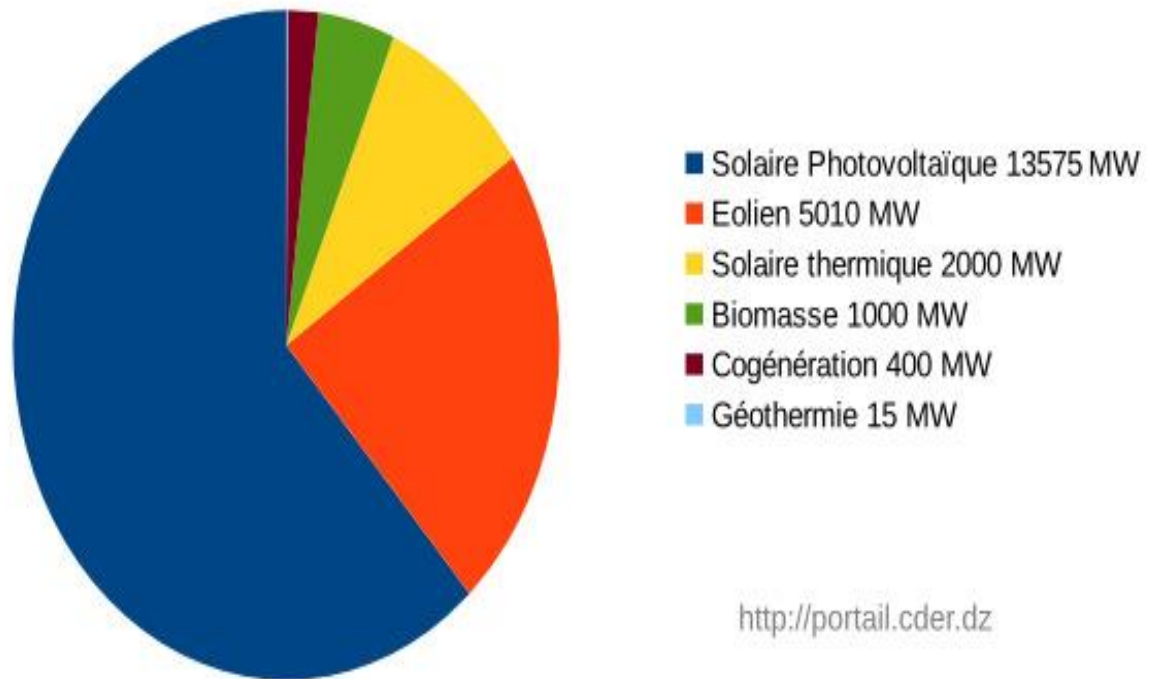


Fig.III.2 : Objectif du programme des Energies Renouvelables en Algérie[41]

III.4 Le problème de la parité avec les énergies fossiles :

La comparaison du coût du KWh renouvelable avec le coût du KWh conventionnel reste la question principale dont dépendra la politique à suivre pour faire réussir le programme. Si la parité n'est pas atteinte, les subventions étatiques seront nécessaires, ce qui sera difficile à réaliser avec une rente pétrolière en chute.

Selon l'EIA en 2020 les seuils de rentabilités moyens en dollars, seront :

- KWh conventionnel : 0.0726 dollars,
- KWh éolien : 0.0736.
- KWh photovoltaïque : 0.1253,[45]

III.5 Potentiel solaire

Les statistiques de l'énergie solaire en Algérie par région se représentent dans le tableau suivant [44].

Tableaux.III.2 : Statique des degrés d'ensoleillement par zone [45]

Région	Région côtière	Hauts Plateaux	Sahara
Superficie %	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement heure /an	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue kWh /m /an	1700	1900	2650



Fig.III.3 : carte Algérie des développements des énergies renouvelable a 2020[44]

III.6 Répartition RE en programme 2015-2030

Répartition des capacités à installer par filière.

Le PV représente 62% du programme contre 23 % pour l'éolien et 9% pour le CSP.

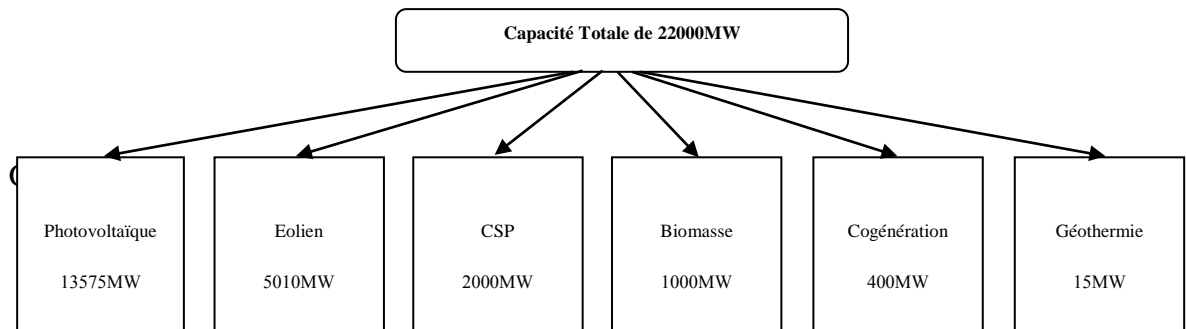


Fig.III. 4 : Répartition de puissance RE en programme 2015 jusqu'a 2030[44]

Répartition des capacités à installer de photovoltaïque et éolienne en programme entre 2015 et 2030 en Algérie.

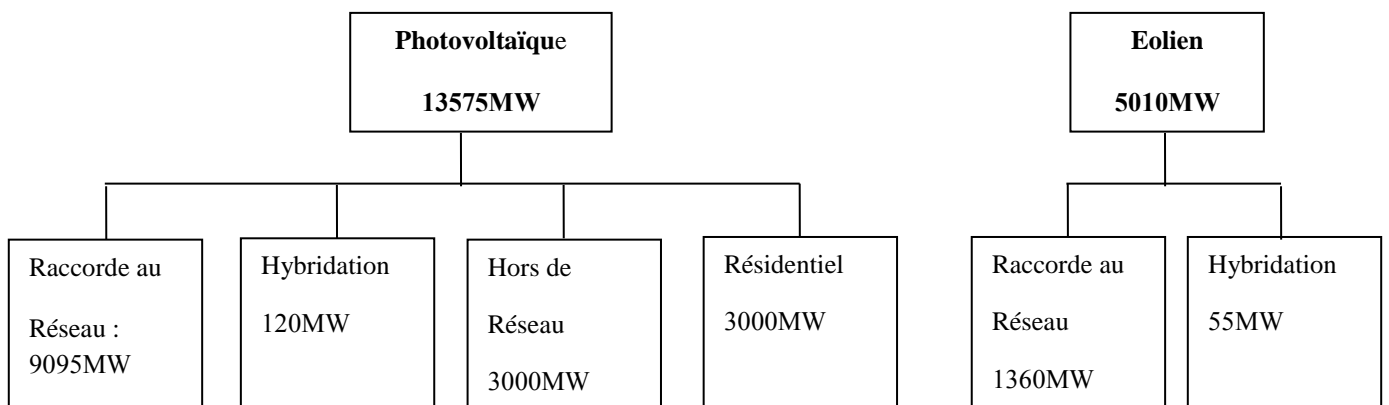


Fig.III. 5: Répartition des capacités PV & Eoliennes en programme 2015 jusqu'a 2030[44]

III.7 Les centre de Développement des Energies Renouvelables

En Algérie il y a quatre centres de développement d'énergie renouvelable d'effective globale de 1239 personne repartie a travers le territoire nationale [45]:

C.D.E.R / Bouzareah 312 156.

U.R.A.E.R / Ghardaia 165 85.

U.R.A.E.R M.S / Adrar 166 82.

U.D.E.S / Bousmail 192 81

III.7.1 Réalisation et développement de CDER

Le CDER organisme pilote des projets nationaux de recherche dans le domaine des énergies renouvelables (134 projets):

- Energie Solaire photovoltaïque: 51 projets
- Energie solaire thermique: 16 projets
- Energie Eolienne: 12 projets
- Sources multiples: 14 projets
- Hydrogène: 12 projets
- Bioénergie: 8 projets
- Géothermie: 3 projets

III.7.2 Parc d'énergie renouvelable (Juin 2017)

1-Nombre des centrales installée: 24 Centrales (23 ClePV et 01 CleEolien)

2-Puissance Installée: 354,3 MW (344,1 MWcPV et 10,2 MW Eolien)

3-Energie Produite depuis la MES: 470,318GWh (418,739GWhPV et 51,579GWhEolien)

[41]

Tableau III.3 : Centrale d'énergie renouvelable réalisée

Centrales	P. Installée (MW)	Production (GWh)
		À juin 2017
1-Réseau PIAT		
Eolienne Kabertène	10,2	51,579
Adrar	20	59,585
Kabertène	03	9,584
In Salah	05	12,328
Timimoune	09	23,822
Regguen	05	12,221
Zaouiat Kounta	06	15,213
Aoulef	05	12,557
2-Réseau RIS		
Tamanrasset	13	36,410
Djanet	03	10,729
Tindouf	09	6,376
3-Réseau RIN		

Oued NechouPV (Ghardaia)	1,1	4,593
SedretLeghzel(Naâma)	20	40,715
Oued El kebrit(Souk Ahras)	15	28,900
Ain Skhouna(Saida)	30	14,213
Ain El Bel (Djelfa) 1 et 2	53	25,134
Lekhneg(Laghout) 1 et 2	60	53,576
Telagh(Sidi-Bel-Abbes)	12	7,417
LabioudhSidi Chikh(El-Bayadh)	23	19,146
El Hdjira(Ouargla)	30	9,738
Ain-El-Melh(M'Sila)	20	16,473
OuedEl Ma (Batna)	02	-
Total SKTM (EnR)	354,3	470,318

III.7.3 Synthèse des prévisions physiques en matière de production

Il y a lieu de noter que sur une capacité totale de 28 582 MW à réaliser à l'horizon 2024, 15 160 MW sont déjà décidés.[46]

Tableau.III.4 : Synthèse des prévisions physiques de production sur la période 2014-2024

Types d'ouvrage		RIN	PIAT	RIS	Total 2014-2024
Classique	Centrale décidées	14710	450	-	15160
	centrale en projet	8900	-	-	8900
	TG mobile	640	144	214	998
	Diesel	-	-	264	264
Sous total 1		24250	594	478	25322
EnR	PV	1161	53	86	1300
	CSP	1480	50	-	1530
	EOL	350	30	50	430
Sous total 2		2991	133	136	3260
Capacité de production additionnelle nationale totale MW(1+2)		27241	727	614	28582

III.7.4 Programme national En termes de Transport de l'électricité

La longueur globale du réseau de transport de l'électricité à réaliser sur la période 2014- 2024 est de l'ordre de 26 790 km :

- 20 936 km, déjà décidés dont 1 346 km en réhabilitation.
- 5 854 km pour les lignes en idée de projet.

La longueur du réseau du GRTE atteindra 51 036 km en 2024 [46].

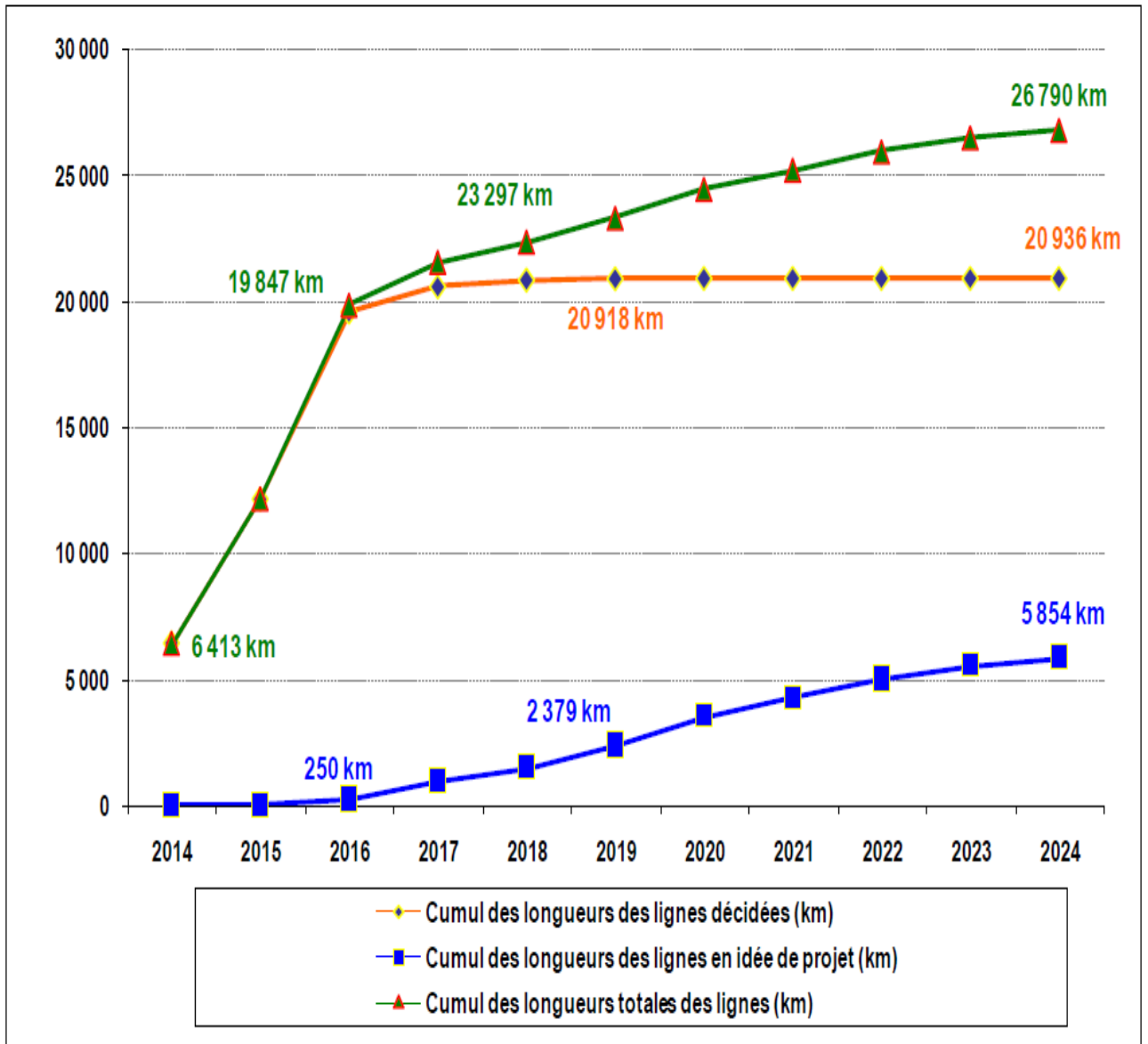


Fig.III. 6: Cumul des longueurs réseau à l'horizon 2024 [46]

III.8 Etude de l'intégration de PV dans le réseau

On a fait le choix d'intégrer une source PV de 100 MW, 30 KV dans tous le JB 60kV de réseau de repartition de Ghardaia, ensuite l'étude a été faite pour les 7 JB 60kV un par un en état statique et dynamique.

III.8.1 Etat statique de l'intégration de la source PV par le JB 60 KV de réseau

Tableau III.5 : Intégration la source PV dans le JB 02

Bus	V [p.u]	Phase [rad]	P gen [p.u]	Q gen [p.u]	P load [p.u]	Q load [p.u]	ΔV [p,u] Bus02
Bus 01	1.04	0	1.9487	4.6758	0	0	1.024
Bus 02	1.025	-0.00609	0	0	0	0	1.024
Bus 03	1.0097	-0.00134	0	0	0	0	1.0249
Bus 04	1.0126	-0.00224	0	0	0	0	1.055
Bus 05	1.0047	0.00136	0	0	0	0	0.97
Bus 06	0.98973	0.0057	0	0	0	0	0.89
Bus 07	1.003	0.00079	0	0	0	0	0.982
Bus 08	0.99456	0.00521	0	0	0	0	0.93
Bus 09	0.99456	0.00521	0	0	0	0	0.93
Bus 10	0.96139	0.01558	0	0	0	0	0.78
Bus 11	0.98289	0.00833	0	0	0	0	0.87
Bus 12	1.025	-0.0061	0	0	0.75	0.37	1.045
Bus 13	1.0097	-.00134	0	0	0.44	0.19	1.0249
Bus 14	1.003	0.00079	0	0	0.23	0.1	0.982
Bus 15	0.99456	0.0052	0	0	0.24	0.12	0.93
Bus 16	0.99456	0.0052	0	0	0.24	0.12	0.93
Bus 17	0.96139	0.01557	0	0	0.65	0.3	0.78
Bus 18	0.98289	0.00833	0	0	0.16	0.08	0.87
Bus 1	1.025	-.00609	0.85	-.3078	0	0	1.025

Pert active 8.8655[MW]

Pert reactive 8.8076[MVar]

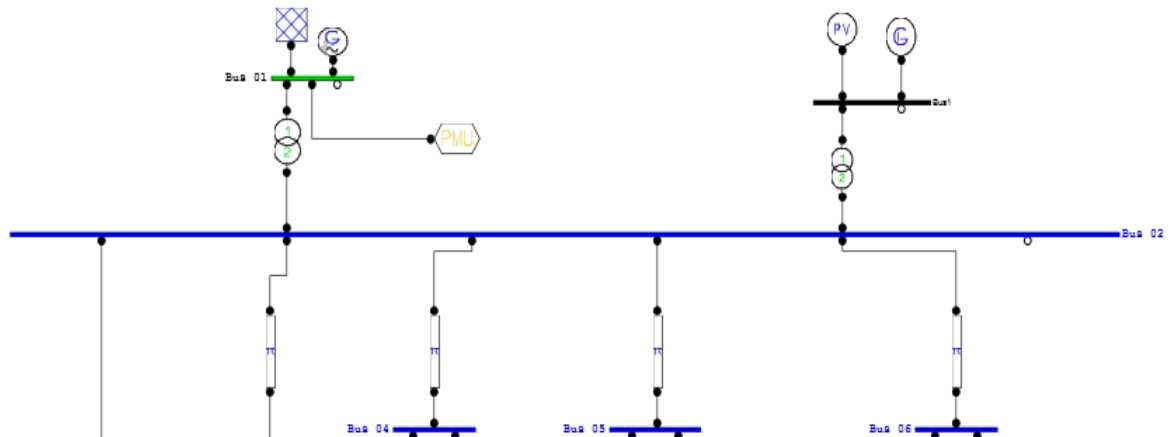


Fig. III. 7 : Schéma de PSAT représente l'intégration de la source PV dans le JB 02

Tableau III.6 : Intégration la source PV dans le JB 03

Bus	V [p.u]	Phase [rad]	P gen [rad]	Q gen [p.u]	P load [p.u]	Q load [p.u]	ΔV [p.u] Bus03
Bus 01	1.04	0	2.14	3.95	0	0	1.0395
Bus 02	1.03	-0.01	0	0	0	0	1.0395
Bus 03	1.03	0.07	0	0	0	0	0.969
Bus 04	1.02	0.03	0	0	0	0	0.979
Bus 05	1.01	0	0	0	0	0	0.949
Bus 06	0.99	0.01	0	0	0	0	0.986
Bus 07	1.01	0.03	0	0	0	0	0.944
Bus 08	1	0	0	0	0	0	0.91
Bus 09	1	0	0	0	0	0	0.91
Bus 10	0.96	0.01	0	0	0	0	0.73
Bus 11	0.99	0.01	0	0	0	0	0.84
Bus 12	1.03	-0.01	0	0	0.75	0.37	1.0249
Bus 13	1.03	0.07	0	0	0.44	0.19	0.969
Bus 14	1.01	0.03	0	0	0.23	0.1	0.944
Bus 15	1	0	0	0	0.24	0.12	0.91
Bus 16	1	0	0	0	0.24	0.12	0.91
Bus 17	0.96	0.01	0	0	0.65	0.3	0.73
Bus 18	0.99	0.01	0	0	0.16	0.08	0.84
Bus1	1.02	0.07	0.85	-2.58	0	0	1.025

Pert active 28.29 [MW].

Pert réactive 9.06[MVar].

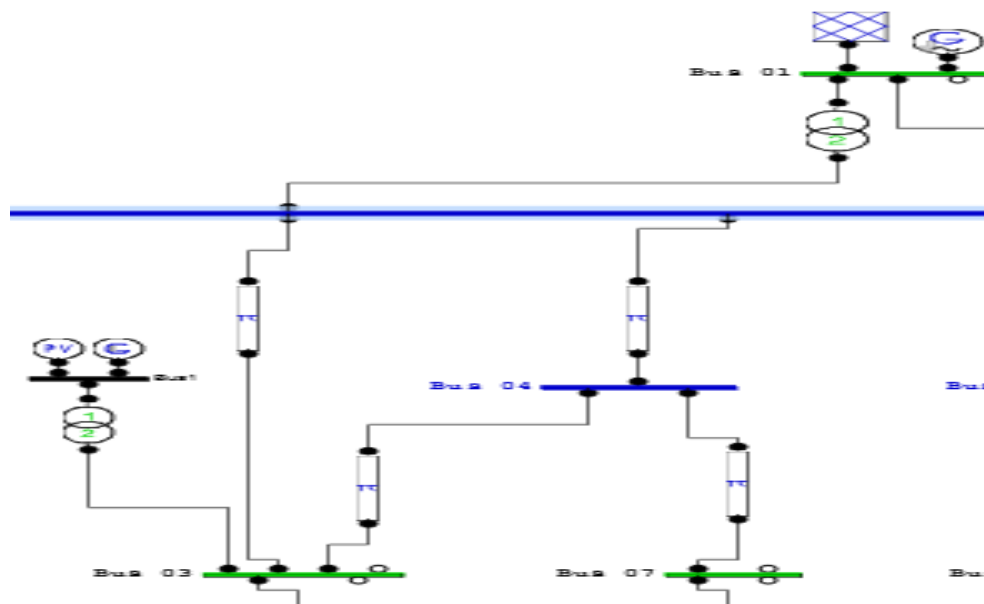


Fig. III. 8 : Schéma de PSAT représente l'intégration de la source PV dans le JB 03

Tableau III.7 : Intégration la source PV dans le JB 07

Bus	V [p.u]	Phase [rad]	P gen [rad]	Q gen [p.u]	P load [p.u]	Q load [p.u]	ΔV [p.u] Bus07
Bus 01	1.04	0	2.49	4.15	0	0	1.041
Bus 02	1.03	-0.01	0	0	0	0	1.041
Bus 03	1.01	0.03	0	0	0	0	1
Bus 04	1.02	0.07	0	0	0	0	1.013
Bus 05	1.01	0	0	0	0	0	0.98
Bus 06	0.99	0	0	0	0	0	0.92
Bus 07	1.03	0.18	0	0	0	0	1.025
Bus 08	1	0	0	0	0	0	0.95
Bus 09	1	0	0	0	0	0	0.95
Bus 10	0.96	0.01	0	0	0	0	0.81
Bus 11	0.98	0.01	0	0	0	0	0.9
Bus 12	1.03	-0.01	0	0	0.75	0.37	1.044
Bus 13	1.01	0.03	0	0	0.44	0.19	1
Bus 14	1.03	0.18	0	0	0.23	0.1	1.025
Bus 15	1	0	0	0	0.24	0.12	0.95
Bus 16	1	0	0	0	0.24	0.12	0.95
Bus 17	0.96	0.01	0	0	0.65	0.3	0.81
Bus 18	0.98	0.01	0	0	0.16	0.08	0.9
Bus1	1.02	0.18	0.85	-2.73	0	0	1.025

Pert active 62.61[MW]

Pert reactive 13.4741[MVar]

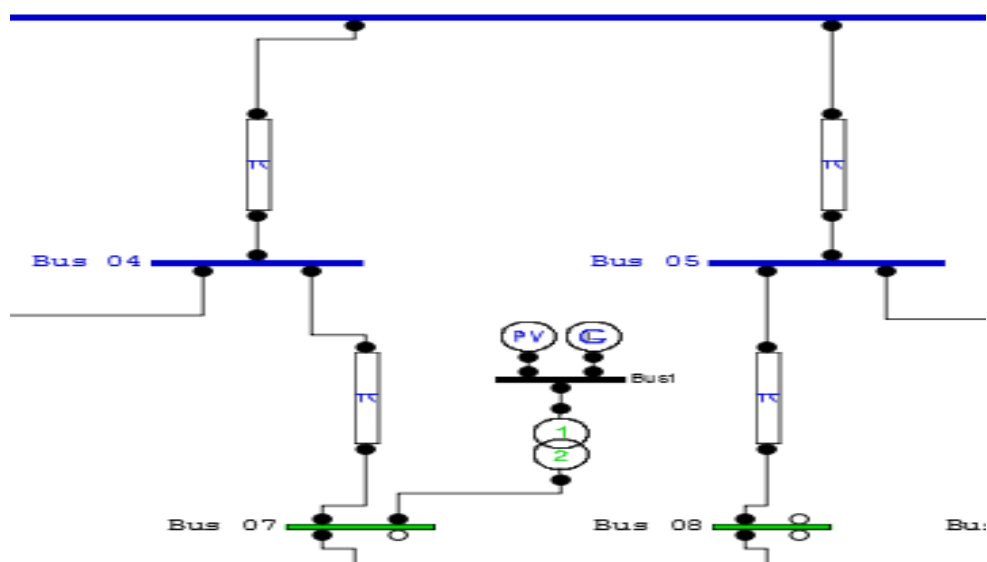


Fig. III. 9 : Schéma de PSAT représente l'intégration de la source PV dans le JB07

Tableau III.8: Intégration la source PV dans le JB 08

Bus	V [p.u]	Phase [rad]	P gen [p.u]	Q gen [p.u]	P load [p.u]	Q load [p.u]	ΔV [p.u] Bus08
Bus 01	1.04	0	2.4691	3.8138	0	0	1.07
Bus 02	1.0278	-0.0077	0	0	0	0	1.07
Bus 03	1.0125	-0.00297	0	0	0	0	1.03
Bus 04	1.0154	0.00387	0	0	0	0	1.03
Bus 05	1.0161	0.09537	0	0	0	0	1.014
Bus 06	0.99261	0.00402	0	0	0	0	0.95
Bus 07	1.0058	-0.00085	0	0	0	0	1.02
Bus 08	1.025	0.19501	0	0	0	0	1.0249
Bus 09	1.0061	0.09912	0	0	0	0	0.983
Bus 10	0.96436	0.01384	0	0	0	0	0.86
Bus 11	0.98579	0.00664	0	0	0	0	0.93
Bus 12	1.0278	-0.00771	0	0	0.75	0.37	1.072
Bus 13	1.0125	-0.00298	0	0	0.44	0.19	1.03
Bus 14	1.0058	-0.00085	0	0	0.23	0.1	1.02
Bus 15	1.025	0.19501	0	0	0.24	0.12	1.0249
Bus 16	1.0061	0.09912	0	0	0.24	0.12	0.983
Bus 17	0.96436	0.01384	0	0	0.65	0.3	0.86
Bus 18	0.98579	0.00664	0	0	0.16	0.08	0.93
Bus 1	1.025	0.19502	0.85	-3.3078	0	0	1.025

Pert active 60.9053[MW]

Pert reactive 12.4598[MVar]

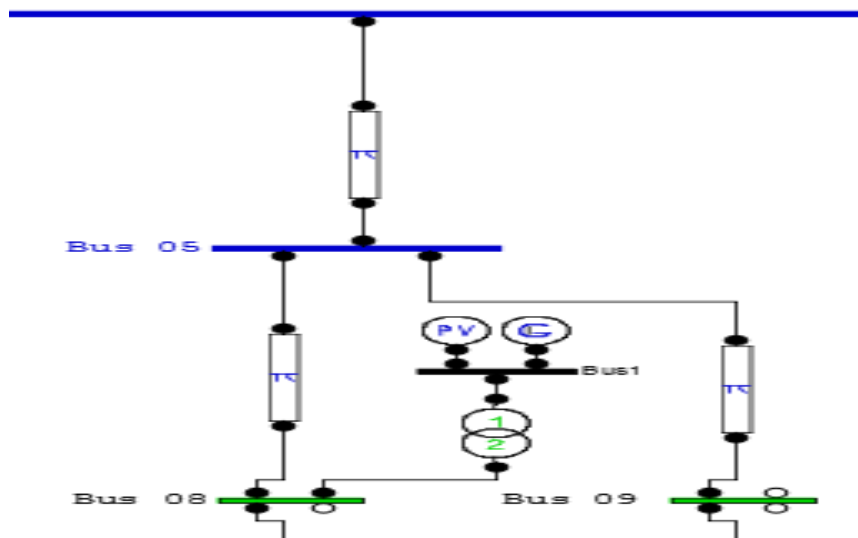


Fig. III. 10 : Schéma de PSAT représente l'intégration de la source PV dans le JB 08

Tableau III.9 : Intégration la source PV dans le JB 09

Bus	V [p.u]	Phase [rad]	P gen [p.u]	Q gen [p.u]	P load [p.u]	Q load [p.u]	ΔV [p.u] Bus09
Bus 01	1.04	0	2.4691	3.8138	0	0	1.07
Bus 02	1.0278	-0.0077	0	0	0	0	1.07
Bus 03	1.0125	-0.00297	0	0	0	0	1.03
Bus 04	1.0154	-0.00387	0	0	0	0	1.03
Bus 05	1.0161	0.09537	0	0	0	0	1.014
Bus 06	0.99261	0.00402	0	0	0	0	0.95
Bus 07	1,0058	-0.00085	0	0	0	0	1.02
Bus 08	1.0061	0.09912	0	0	0	0	1.0249
Bus 09	1.025	0.19501	0	0	0	0	0.983
Bus 10	0.96436	0.01384	0	0	0	0	0.86
Bus 11	0.98579	0.00664	0	0	0	0	0.93
Bus 12	1.0278	-0.00771	0	0	0.75	0.37	1.072
Bus 13	1.0125	-0.00298	0	0	0.44	0.19	1.03
Bus 14	1.0058	-0.00085	0	0	0.23	0.1	1.02
Bus 15	1.0061	0.09912	0	0	0.24	0.12	0.983
Bus 16	1.0125	0.19501	0	0	0.24	0.12	1.0249
Bus 17	0.96436	0.01384	0	0	0.65	0.3	0.86
Bus 18	0.98579	0.00664	0	0	0.16	0.08	0.93
Bus 1	1.025	0.19502	0.85	-2.4092	0	0	1.025

Pert active 60.9053[MW]

Pert reactive 12.4598[MVar]

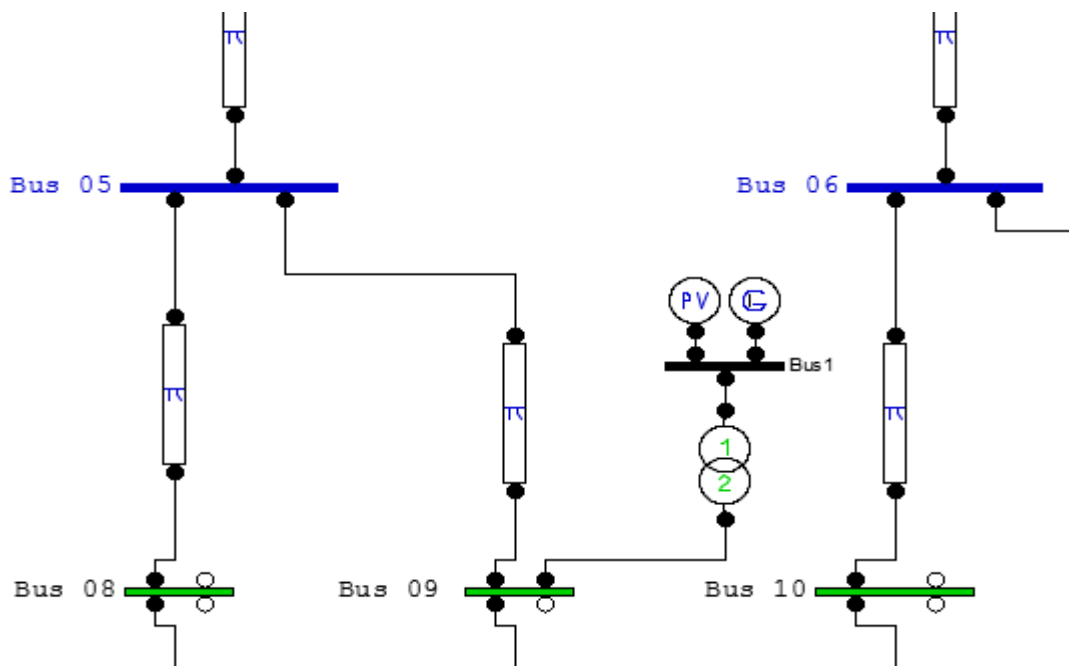


Fig. III. 11 : Schéma de PSAT représente l'intégration de la source PV dans le JB 09

Tableau III.10 : Intégration la source PV dans le JB 10

Bus	V [p,u]	Phase [rad]	P _{gen} [p,u]	Q _{gen} [p,u]	P _{load} [p,u]	Q _{load} [p,u]	ΔV [p.u]
Bus 01	1.04	0	2.4691	3.8138	0	0	1.14
Bus 02	1.0324	-0.00634	0	0	0	0	1.14
Bus 03	1.0172	-0.00166	0	0	0	0	1.1
Bus 04	1.02	-0.00254	0	0	0	0	1.11
Bus 05	1.0122	0.00101	0	0	0	0	1.08
Bus 06	1.0239	0.04821	0	0	0	0	1.057
Bus 07	1.0105	0.00044	0	0	0	0	1.08
Bus 08	1.0021	0.00479	0	0	0	0	1.06
Bus 09	1.0021	0.00479	0	0	0	0	1.06
Bus 10	1.025	0.10072	0	0	0	0	1.0249
Bus 11	1.0173	0.05067	0	0	0	0	1.037
Bus 12	1.0324	-0.00635	0	0	0.75	0.37	1.14
Bus 13	1.0172	-0.00166	0	0	0.44	0.19	1.1
Bus 14	1.0105	0.00044	0	0	0.23	0.1	1.08
Bus 15	1.0021	0.00479	0	0	0.24	0.12	1.06
Bus 16	1.0021	0.00479	0	0	0.24	0.12	1.06
Bus 17	1.025	0.10071	0	0	0.65	0.3	1.0249
Bus 18	1.0173	0.05067	0	0	0.16	0.08	1.037
Bus 1	1.025	0.10073	0.85	-3.3078	0	0	1.025

Pert active 18.2846[MW]

Pert reactive 4.872[MVar]

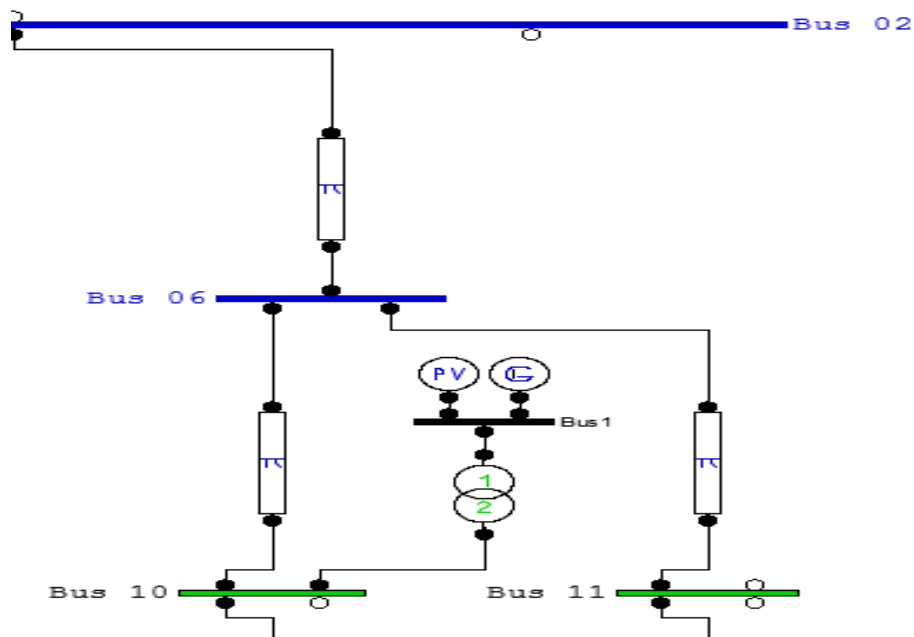


Fig. III. 12 : Schéma de PSAT représente l'intégration de la source PV dans le JB 10

Tableau III.11 : Intégration la source PV dans le JB 11

Bus	V [p,u]	Phase [rad]	P gen [p,u]	Q gen [p,u]	P load [p,u]	Q load [p,u]	ΔV_{int} [p.u] Bus11
Bus 01	1.04	0	2.3096	3.8138	0	0	1.1
Bus 02	1.0293	-.00719	0	0	0	0	1.1
Bus 03	1.0141	-.00248	0	0	0	0	1.062
Bus 04	1.0169	-.00337	0	0	0	0	1.07
Bus 05	1.0091	0.0002	0	0	0	0	1.045
Bus 06	1.0095	0.08335	0	0	0	0	1.004
Bus 07	1.0074	-.00036	0	0	0	0	1.045
Bus 08	0.99898	0.00401	0	0	0	0	1.02
Bus 09	0.99898	0.00401	0	0	0	0	1.02
Bus 10	0.9817	0.09284	0	0	0	0	0.915
Bus 11	1.025	0.16516	0	0	0	0	1.0249
Bus 12	1.0293	-0.0072	0	0	0.75	0.37	1.1
Bus 13	1.0141	-.00248	0	0	0.44	0.19	1.062
Bus 14	1.0074	-.00037	0	0	0.23	0.1	1.045
Bus 15	0.99898	0.00401	0	0	0.24	0.12	1.02
Bus 16	0.99898	0.00401	0	0	0.24	0.12	1.02
Bus 17	0.98169	0.09283	0	0	0.65	0.3	0.915
Bus 18	1.025	0.16516	0	0	0.16	0.08	1.0249
Bus 1	1.025	0.16517	0.85	-1.9648	0	0	1.025

Pert active 44.9616 [MW]

Pert reactive 9.5854[MVar]

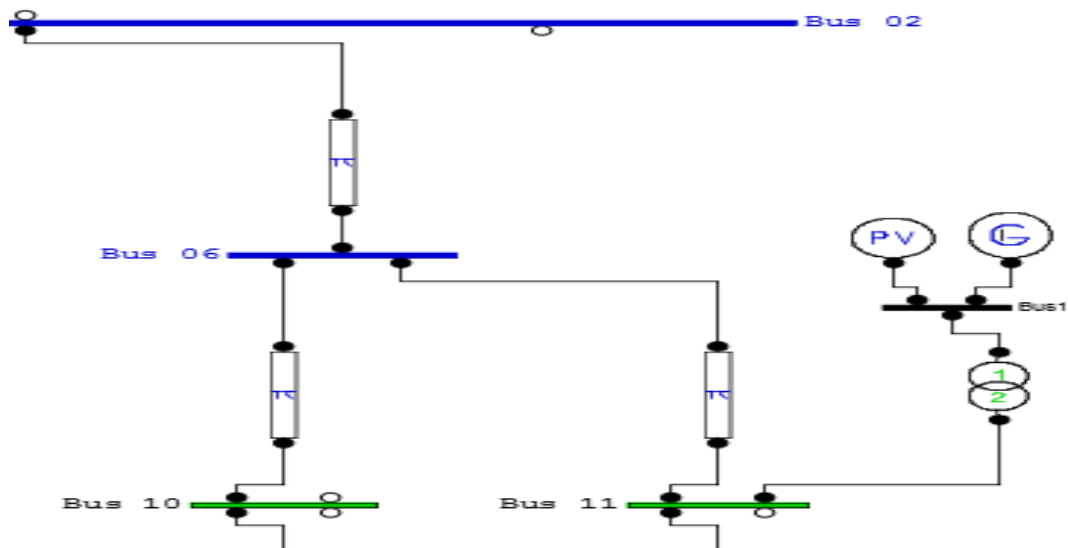


Fig. III. 13 : Schéma de PSAT représente l'intégration de la source PV dans le JB 11

III.8.2 Etat dynamique de l'intégration de la source PV

On a créé un défaut au niveau de l'ensemble de jeu de barres de charge, puis on a pris la tension et l'instant avant le temps critique de défaut pour les JB le plus proche au JB dans lequel la source est raccordée, le résultat est récapitulé dans le tableau ci-dessous.

Tableau III.12 : Etat dynamique de l'intégration de la source PV

l'intégration PV	BUS	TIME (s)	V (p u)
Bus 02	BUS 13	0.14	0.8294
Bus 03	BUS 14	0.12	1.004
Bus 07	BUS 13	0.1	0.9718
Bus 08	BUS 16	0.13	0.9941
Bus 09	BUS 15	0.12	0.9921
Bus 10	BUS18	0.3	1.0196
Bus 11	BUS 17	0.2	0.9798

III.8.3.Optimisation de choix de la place de l'intégration PV

Afin de faire un bon choix pour l'intégration de la source PV dans le JB convenable adéquate de réseau, on procède a l'optimisation d'aborde on a intègre le PV dans 7 JB de 60kV, par la suite la prise des paramètres suivantes :

- ΔV (chute de tension) admissible.
 - La facteur de stabilité λ (importe de PSAT).
 - La perte apparente S pert (importe de PSAT).
 - Le temps critique CCT ((importe de PSAT).
 - ΔV_{int} chute de tension après intégration (calculée l'équation de calcul cite au-dessous III.1).
- .Le dernier paramètre se donne pour tous les JB de réseau avant et après intégration afin de calculer la moyenne de (ΔV_{int}) intégration par fonction :

$$\Delta V_{int} = V_{Ava Integr} - V_{intgr PV JB n} \tag{III.1}$$

Le tableau suivant représente le calcul de ΔV_{int} de chaque JB d'une intégration PV.

Tableau III.13 : ΔV_{int} de chaque JB d'une intégration PV

Bus intègr PV	Bus 02	Bus 03	Bus 07	Bus 08	Bus 09	Bus 10	Bus 11
ΔV _{int} (p u)	0,024	0,018	0,019	0,017	0,017	0,006	0,013

Tableau III.14 : ΔV_{int} de chaque JB pour une intégration PV

BUS	V (p u) Ava Integr	V(p u) intgr PV Bus 02	V(p u) intgr PV Bus 03	V(p u) intgr PV Bus 07	V(p u) intgr PV Bus 08	V(p u) intgr PV Bus 09	V(p u) intgr PV Bus 10	V(p u) intgr PV Bus 11	ΔV_{int} 02	ΔV_{int} 03	ΔV_{int} 07	ΔV_{int} 08	ΔV_{int} 09	ΔV_{int} 10	ΔV_{int} 11
BUS 01	1,040	1,040	1,04	1,04	1,040	1,040	1,040	1,040	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
BUS 02	1,040	1,025	1,03	1,03	1,028	1,028	1,032	1,029	0,015	0,010	0,010	0,012	0,012	0,008	0,011
BUS 03	1,030	1,010	1,03	1,01	1,013	1,013	1,017	1,014	0,020	0,000	0,020	0,018	0,018	0,013	0,016
BUS 04	1,032	1,013	1,02	1,02	1,015	1,015	1,020	1,017	0,019	0,012	0,012	0,017	0,017	0,012	0,015
BUS 05	1,027	1,005	1,01	1,01	1,016	1,016	1,012	1,009	0,022	0,017	0,017	0,011	0,011	0,015	0,018
BUS 06	1,018	0,990	0,99	0,99	0,993	0,993	1,024	1,010	0,028	0,028	0,028	0,025	0,025	-0,006	0,008
BUS 07	1,026	1,003	1,01	1,03	1,006	1,006	1,011	1,007	0,023	0,016	-0,004	0,020	0,020	0,015	0,019
BUS 08	1,020	0,995	1	1	1,025	1,006	1,002	0,999	0,026	0,020	0,020	-0,005	0,014	0,018	0,021
BUS 09	1,020	0,995	1	1	1,006	1,025	1,002	0,999	0,026	0,020	0,020	0,014	-0,005	0,018	0,021
BUS 10	1,000	0,961	0,96	0,96	0,964	0,964	1,025	0,982	0,038	0,040	0,040	0,035	0,035	-0,025	0,018
BUS 11	1,014	0,983	0,99	0,98	0,986	0,986	1,017	1,025	0,031	0,024	0,034	0,028	0,028	-0,004	-0,011
BUS 12	1,040	1,025	1,03	1,03	1,028	1,028	1,032	1,029	0,015	0,010	0,010	0,012	0,012	0,008	0,011
BUS 13	1,030	1,010	1,03	1,01	1,013	1,013	1,017	1,014	0,020	0,000	0,020	0,018	0,018	0,013	0,016
BUS 14	1,026	1,003	1,01	1,03	1,006	1,006	1,011	1,007	0,023	0,016	-0,004	0,020	0,020	0,015	0,019
BUS 15	1,020	0,995	1	1	1,025	1,006	1,002	0,999	0,026	0,020	0,020	-0,005	0,014	0,018	0,021
BUS 16	1,020	0,995	1	1	1,006	1,013	1,002	0,999	0,026	0,020	0,020	0,014	0,008	0,018	0,021
BUS 17	1,000	0,961	0,96	0,96	0,964	0,964	1,025	0,982	0,038	0,040	0,040	0,035	0,035	-0,025	0,018
BUS 18	1,014	0,983	0,99	0,98	0,986	0,986	1,017	1,025	0,031	0,024	0,034	0,028	0,028	-0,004	-0,011
BUS 19	/	1,025	1,02	1,02	1,025	1,025	1,025	1,025	/	/	/	/	/	/	/

Le paramètre se donne pour tous les JB de réseau après intégration de P_{perte} et Q_{perte} afin de calculer de la perte apparente S_{perte} apres intégration par la fonction :

$$S_{\text{perte}} = \sqrt{P_{\text{perte}}^2 + Q_{\text{perte}}^2} \quad (\text{III.2})$$

Le tableau suivant représente le calcul de S_{perte} de chaque JB d'une intégration PV.

Tableau III.15 : Calcul de S_{perte} de chaque JB d'une intégration PV

Bus intégr PV	Bus 02	Bus 03	Bus 07	Bus 08	Bus 09	Bus 10	Bus 11
P_{perte} (MW)	8.865	28.29	62.610	60.905	60.905	18.284	44.961
Q_{perte} (MVar)	8.807	9.06	13.474	12.459	12.459	4.872	9.585
S_{perte} (VA)	0.887	0.476	0.240	0.254	0.54	0.740	0.166

D'après la simulation par le logiciel PSAT de l'état statique et dynamique, les résultats sont illustres dans le tableau suivant avec le calcul de 5 paramètres (ΔV_{int} , ΔV_{adm} , S_{perte} , CCT, λ)

Tableau III.16 : Calcul de 5 paramètres de chaque JB d'une intégration PV

Bus intégr PV	ΔV_{int} (p u)	ΔV_{adm} (p u)	λ	S_{perte} (VA)	CCT (s)
Bus 02	0,024	0,71	3,518	0,887	0,14
Bus 03	0,018	0,70	3,401	0,476	0,12
Bus 07	0,019	0,68	3,141	0,240	0,10
Bus 08	0,017	0,67	3,044	0,254	0,13
Bus 09	0,017	0,66	3,044	0,254	0,12
Bus 10	0,006	0,06	2,812	0,740	0,30
Bus 11	0,013	0,64	2,973	0,166	0,20

La formule de F_{objectif} (Fontion objectif) est :

$$F_{\text{obj}} = \text{Max } \Delta V_{\text{int}} + \text{Min } \Delta V_{\text{adm}} + \text{Max } \lambda + \text{Min } S_{\text{perte}} + \text{Max } \text{CCT} \quad (\text{III.3})$$

Pour calculer le **Min F objectif** on applique la formule

$$\text{Min } F_{\text{obj}} = \text{Min } (1/\Delta V_{\text{int}} + \Delta V_{\text{adm}} + 1/\lambda + S_{\text{perte}} + 1/\text{CCT}) \quad (\text{III.4})$$

ΔV_{int} : chute de tension de l'intégration

ΔV_{adm} : chute de tension admissible de l'intégration

λ : facteur de stabilité

S_{perte} : perte apparent

CCT : temps critique

Le tableau suivant représente le calcul de $\text{Min } F_{\text{obj}}$ de chaque JB d'une intégration PV.

Tableau III.17 : Calcul de $\text{Min } F_{\text{obj}}$ de chaque JB d'une intégration PV

Bus intégr PV	$\Delta V_{\text{int}} \text{ (p u)}$	$\Delta V_{\text{adm}} \text{ (p u)}$	$\lambda \text{ (s)}$	$S_{\text{perte}} \text{ (VA)}$	CCT (s)	Min F_{obj}
Bus 02	41.667	0.71	0.284	0.887	7.14	50.691
Bus 03	55.556	0.70	0.294	0.476	8.33	65.359
Bus 07	52.632	0.68	0.318	0.240	10.00	63.870
Bus 08	58.824	0.67	0.329	0.254	7.69	67.768
Bus 09	58.824	0.66	0.329	0.254	8.33	68.399
Bus 10	166.667	0.06	0.356	0.740	3.33	171.156
Bus 11	76.923	0.64	0.336	0.166	5.00	83.065

Afin d'avoir le meilleur choix de JB pour l'intégration de PV, on procède au calcul de coefficient (α_i).

$$\sum_{\alpha=1}^{\alpha=5} \alpha_i = 1$$

Pour calculer le **Min F objectif** pendant la coefficient le choix (α_i) on applique la formule

$$\text{Min } F_{\text{obj}} = \alpha_i * 1/\Delta V_{\text{int}} + \alpha_i * \Delta V_{\text{adm}} + \alpha_i * 1/\lambda + \alpha_i * S_{\text{perte}} + \alpha_i * 1/\text{CCT} \quad (\text{III.5})$$

α_i : coefficient de choix

En basant sur les trois paramètres (V, S, CCT).

Les tableaux suivantes montrent les calculs des résultats de **Min F objectif** pour des paramètres précédemment cités, pour la valeur variable de coefficient de choix (α_i) dans trois cas.

-1^{ère} cas, on a concentré sur la valeur ΔV_{int} .

Tableau III.18 : 1^{ère} cas de calcul de Min F obj qui représente l'intégration PV dans le JB.

α_i (coefficient)	0,4	0,1	0,1	0,2	0,2
--------------------------	-----	-----	-----	-----	-----

Bus intégration PV	ΔV_{int} (p u)	ΔV_{adm} (p u)	λ (s)	S_{perte}	CCT (s)	Min Fobj
Bus 02	16,667	0,071	0,028	0,177	1,43	18,372
Bus 03	22,222	0,07	0,029	0,095	1,67	24,083
Bus 07	21,053	0,068	0,032	0,048	2,00	23,200
Bus 08	23,529	0,067	0,033	0,051	1,54	25,219
Bus 09	23,529	0,066	0,033	0,051	1,67	25,346
Bus 10	66,667	0,006	0,036	0,148	0,67	67,523
Bus 11	30,769	0,064	0,034	0,033	1,00	31,900

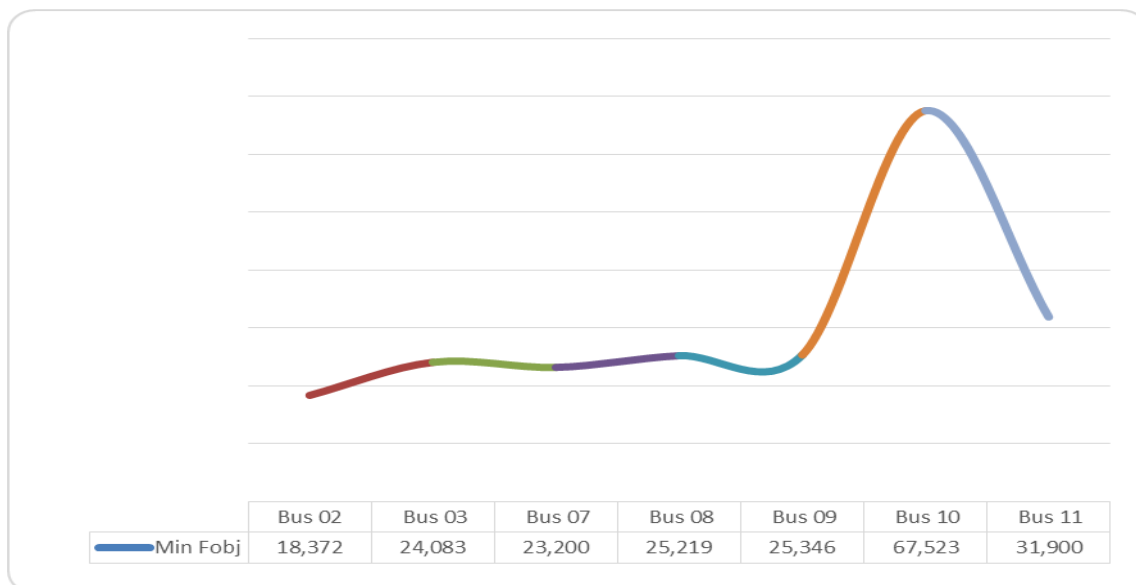


Fig. III. 14 : Courbe de 1^{ère} cas de Min F obj qui représente l'intégration PV dans le JB

La courbe représente la valeur minimale de $\text{Min } F_{\text{obj}}$ calculé de chaque JB de la charge, on basant sur la valeur de ΔV_{int} (chute de tension de l'intégration ; la soustraction de la chute de tension avant intégration de la chute tension après intégration) le point qui nous intéresse dans la courbe c'est la valeur minimale de la fonction objet pour optimise l'endroit du raccordement de la source PV dans le réseau.

-2^{ere} cas, on concentre sur S_{perte}

Tableau III.19 : 2ere cas de calcul de $\text{Min } F_{\text{obj}}$ qui représente l'intégration PV dans le JB

α_i (coefficient)	0,2	0,1	0,1	0,4	0,2
--------------------------	-----	-----	-----	-----	-----

Bus ntégration PV	ΔV_{int} (p u)	ΔV_{adm} (p u)	λ (s)	S_{Loss}	CCT (s)	Min Fobj
Bus 02	8,333	0,071	0,028	0,355	1,43	10,216
Bus 03	11,111	0,07	0,029	0,190	1,67	13,068
Bus 07	10,526	0,068	0,032	0,096	2,00	12,722
Bus 08	11,765	0,067	0,033	0,102	1,54	13,505
Bus 09	11,765	0,066	0,033	0,102	1,67	13,632
Bus 10	33,333	0,006	0,036	0,296	0,67	34,338
Bus 11	15,385	0,064	0,034	0,066	1,00	16,549

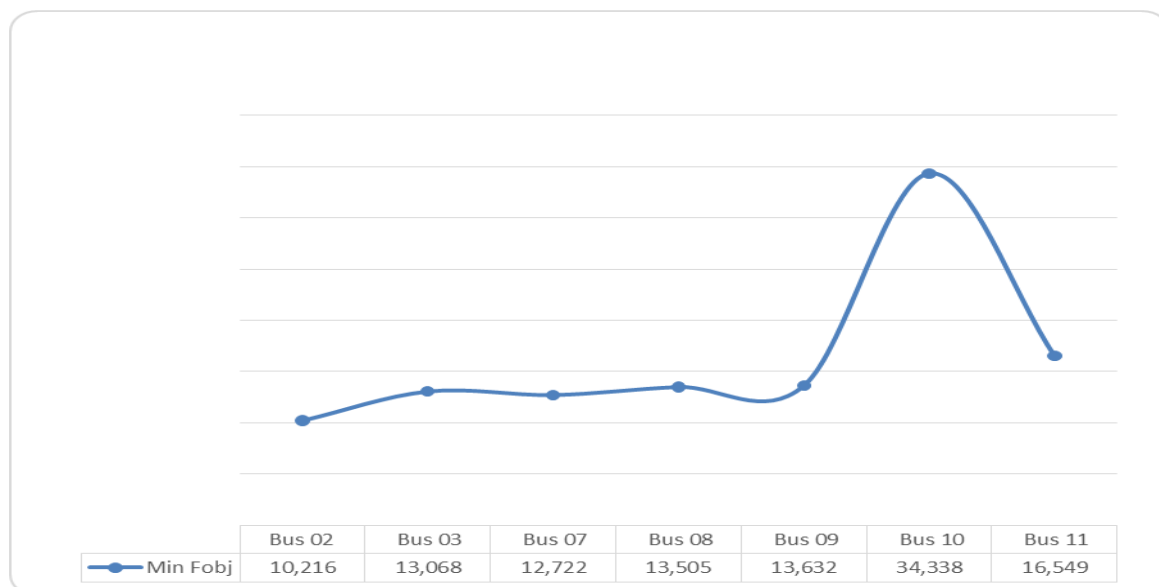


Fig. III. 15 : Courbe de 2^{ere} cas de $\text{Min } F_{\text{obj}}$ qui représente l'intégration PV dans le JB.

La courbe représente la valeur minimale de $\text{Min } F_{\text{obj}}$ calculé de chaque JB de la charge, on basant sur la valeur de S_{perte} (pert en puissance apparent) le point qui nous intéresse dans la courbe c'est la valeur minimale de la fonction objet pour optimise l'endroit du raccordement de la source PV dans le réseau.

-3^{ere} cas, on concentre sur CCT

Tableau III.20 : 3^{ere} cas de calcul de $\text{Min } F_{\text{obj}}$ qui représente l'intégration PV dans le JB

α_i (coefficient)	0,2	0,1	0,1	0,2	0,4
--------------------------	-----	-----	-----	-----	-----

Bus ntégration PV	$\Delta V_{\text{int}} (p u)$	$\Delta V_{\text{adm}} (p u)$	$\lambda (s)$	S_{Loss}	CCT (s)	Min Fobj
Bus 02	8,333	0,071	0,028	0,177	2,86	11,467
Bus 03	11,111	0,07	0,029	0,095	3,33	14,639
Bus 07	10,526	0,068	0,032	0,048	4,00	14,674
Bus 08	11,765	0,067	0,033	0,051	3,08	14,992
Bus 09	11,765	0,066	0,033	0,051	3,33	15,248
Bus 10	33,333	0,006	0,036	0,148	1,33	34,856
Bus 11	15,385	0,064	0,034	0,033	2,00	17,515

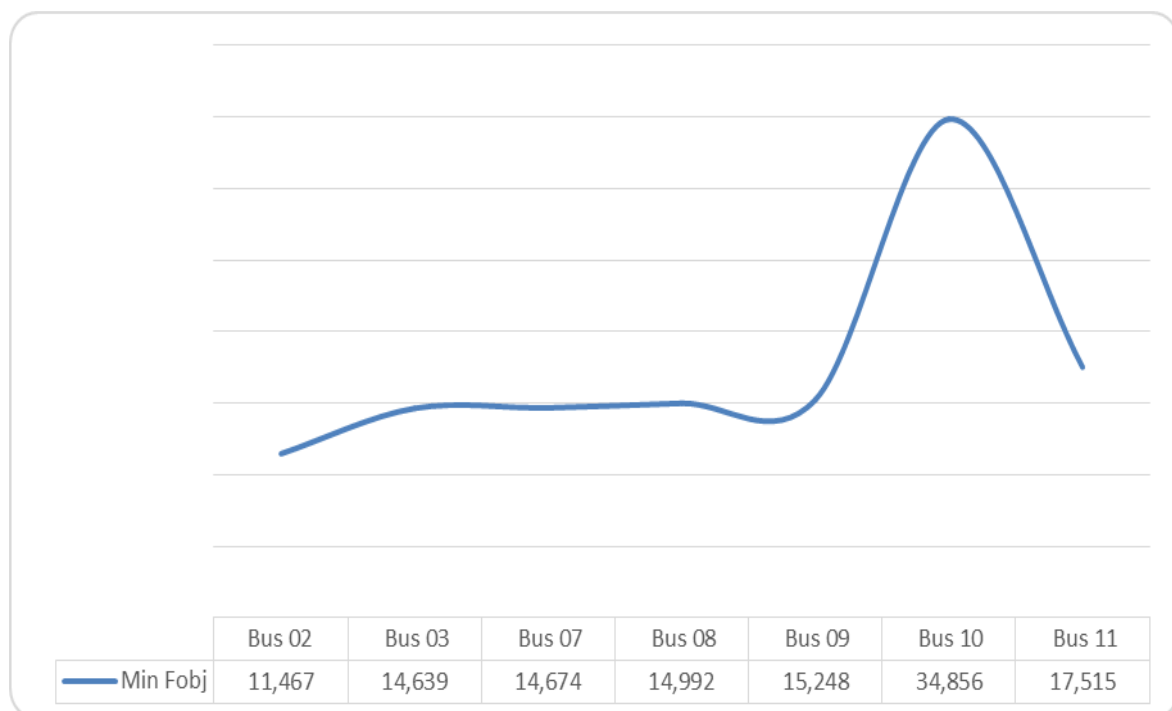


Fig. III. 16: Courbe de 3ere cas de $\text{Min } F_{\text{obj}}$ qui représente l'intégration PV dans le JB

La courbe représente la valeur minimale de $\text{Min } F_{\text{obj}}$ calculé de chaque JB de la charge, on basant sur la valeur de CCT (temps critique), le point qui nous intéresse dans la courbe c'est la valeur minimale de la fonction objet pour optimiser l'endroit du raccordement de la source PV dans le réseau.

III. 8 Analyse les résultats

Les courbes de la fonction minimale d'optimisation de F_{objet} par rapport les jeu de barre de charges montrent le JB, ou la valeur de la perte en puissance apparent S_{pert} (importe de PSAT), le chute de tension d'intégration ΔV_{intg} , le calcul de ce dernier est cité précédemment et l'instant avant le temps critique qui amène au effondrement de réseau pendant un défaut brutal CCT, le plus faible, on trouve que les valeurs de ΔV_{intg} , S_{pert} , et CCT sont très faible dans le jeu barre 2 donc le point meilleur pour l'intégration est dans ce JB.

III.9. Conclusion

Dans ce chapitre, on a parlé sur le programme nationale des énergies nouvelle et renouvelable qui sera réalisé par le gouvernement algérienne en deux phase ,a longue terme en futur horizon , ainsi on a fait une simulation à l'aide de logiciel PSAT pour observer les paramètres de réseau et par la suite intégrer une source PV dans le réseau HTA en état statique et dynamique, pour étudier le comportement de réseau avant et après le raccordement de la source PV. En état dynamique on a provoqué plusieurs défauts après l'intégration de la source photovoltaïque dans déferlante JB qui alimentent les zones de charge pour le but d'analyse l'effet de ce défaut en appuyant sur la tension obtenue et la variation de temps critique de défaut (critical fault time).

On a également optimiser le choix de l'intégration la source PV dans tous les JB de 60kV, avec plusieurs essai pour le but de trouver scientifiquement le meilleur nœud adéquate, par application la formule d'optimisation en tenant compte les paramètres nécessaire, les pertes apparents, le temps critique et le chute de tension de l'intégration.

Finalement on trouve que le JB2 est le nœud favorable pour l'intégration de la source PV ou les pertes active, temps critique et le chute de tension sont minimale comme montrent les courbe de la fonction $\text{Min } F_{\text{obj}}$ de JB de charge.

Conclusion Générale

Conclusion générale

L'objectif de notre travail est d'étudier l'intégration d'une source PV dans le réseau de Ghardaia pour choisir le meilleur nœud de raccordement.

Pour cela on a subdivisé ce travail en trois chapitres :

D'abord on commencé par l'étude de l'écoulement de la puissance (power flow) en suite donner la définition de la stabilité, ses différents types et méthode d'amélioration, en focalisant beaucoup plus sur la stabilité de la tension.

On a donné un aperçu générale sur l'impact de l'intégration d'une source photovoltaïque dans le réseau et l'influence de réseau sur le fonctionnement PV en variation de la tension qui précise l'action à faire afin de maintenir la stabilité de le réseau et minimiser les pertes au niveau de puissance délivrée par la source, on a par la suite analyse le réseau de transport et distribution qui fait l'objet de ce travail.

En deuxième chapitre, ou on a citer une aperçu globale avec description détaillé de la réseau 60 kV de Ghardaia et élément constituant, également un étude a été consacré a la simulation par le logiciel PSAT afin de calculer l'écoulement de puissance de réseau en état statique, pour l'analyse le comportement de réseau, on a simule aussi l'augmentation de la charge de 15%, pour savoir est-ce-que le réseau est capable de fournir l'énergie électrique aux consommateur dans un période de 4 an (quatre an) on a trouve selon les résultats obtenu que après la quatrième année de l'augmentation de la production ou bien l'ajout d'une autre source est exigeant pour pouvoir satisfaire la demande en énergie au clients.

Dans l'état dynamique la provocation des défauts ont été effectué au niveau de différent JB pour savoir l'évolution de la tension en fonction de l'instant avant le temps critique au niveau. Finalement une étude d'optimisation a été effectuer pour le but de localiser le JB le plus convenable de l'intégration de PV à travers la détermination des paramètres optimaux, on fait recourir à formuler la fonction minimale objective pour atteindre le JB dans lequel le réseau doit être maintenu de tension stable et les pertes apparent très faible.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Arnaud vergnol « *Intégration dans le réseau électrique et le marché de l'électricité de production décentralisée d'origine renouvelable (Gestion de congestion)*» Thèse Doctorat 2010.
- [2] Egor gladkikh « *Optimisation de l'architecture des réseaux de distribution de l'énergie électrique* » Thèse Doctorat 2006.
- [3] Saadi Ferhat, Tenboukti Hanafi «*Calcul de l'écoulement de puissance dans un réseau de distribution radial avec insertion d'un générateur éolien* » mémoire master 2016.
- [4] http://lycees.ac-rouen.fr/maupassant/site2/bpeleec/technologie/Distrib_elect_eleve.pdf (photo).
- [5] Bencheikh, Abdelhak «*Etude de l'écoulement de puissance sur un réseau électrique en présence des systèmes FACTS*» mémoire master académique 2016.
- [6] Seddiki Zahira «*optimisation de l'écoulement de puissance dans un système d'énergie électrique par la méthode de point intérieur*» Mémoire Magister 2009.
- [7] M.Nayeem , A .Tahasildar.«*Development of Graphical User Interface Load Flow Studies for Educational Research*» international journal of innovative research in electrical, electronics, instrumentation and control engineering Vol. 2, Issue 5, May 2014.
- [8] Debapriya,das. “Electric Power System”. new age international (P) Ltd ,2006.
- [9] <https://www.intechopen.com/online-first/power-flow-analysis>.
- [10] M. crapp, « *Stabilité et sauvegarde des réseaux électrique*» lavoisier, Ed. France: Bermes science publication, 2003.
- [11] B.de Metz-Noblat et G.jeanjean, CT cahier technique Schneider n185 / p.6 « *stabilité dynamique de réseaux électrique industriels*».
- [12] Michel Crappe « *Commande et régulation des réseaux électriques* » Traité EGEM série génie électrique, Lavoisier 2003.
- [13] H. Kouara « *Contribution au contrôle d'un filtre actif dans un milieu perturbe réseau basse tension* » mémoire de magister, université de Batna 2015.
- [14] S. Boutaba: «*Amélioration de la stabilité d'un réseau électrique par l'utilisation d'un ASVC*» Mémoire magister 2009.
- [15] Diane leblanc «*contribution a l'étude de la stabilité et a la stabilisation des réseaux électriques industriels*» thèse doctorat 2014.
- [16]M. Hamadou, Zakaria «*Optimisation des paramètres d'un FACTS shunt pour l'amélioration de la stabilité transitoire d'un système électrique*» Mémoire de Magistère 2012

- [17] J.P.Barret, P.Bornard et B.meyer : « *Simulation des réseaux électriques* » eyrolles, 1997.
- [18] M.taibi et Y. mazouzi «*Stabilité de tension dans les réseaux de distribution radiaux contenant le GED*» Mémoire Master 2017.
- [19] M.oudaya et D.mohamed el Hadi « *amélioration de la stabilité de tension par l'emplacement optimal des dispositifs FACTS* » Mémoire master 2017.
- [20] Issam houssamo «*Contribution à l'étude théorique, à la modélisation et à la mise en oeuvre d'un système multi-source appartenant à un micro-réseau électrique. Considérations sur la qualité de l'énergie*» mémoire doctorat université de Compiègne 2012.
- [21] (Mamatha Sandhu et al Int. Journal of Engineering Research and Applications www.ijera.com ISSN: 2248-9622, Vol. 4, Issue 3(Version 1), March 2014, pp.636-643).
- [22] Mehdi merad, boudia «*Injection de l'électricité produite par les énergies renouvelables dans le réseau électrique* »Mémoire de Magister 2010.
- [23] INES Institute nationale de recherche solair :TRAN Quoc-Tuan CEA - INES : «*Intégration du photovoltaïque au réseau électrique*» JNPV – 2012.
- [24] «Grid Integration of Distributed Solar Photovoltaics (PV) in India, » A Prayas (Energy Group) Report, July 2014.
- [25] D. M. Tobnaghi, «*A Review on Impacts of Grid-Connected PV System on Distribution Network*» International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engg. , Vol. 10, No.1, 2016.
- [26] PV Grid Integration Backgrounds, requirements, and SMA solutions 4th revised edition, last revised: May 2012.
- [27] Ouadi Rahim , bounab Nabil «*Etude et analyse de la sélectivité moyenne tension du complexe CEVITAL*» Mémoire master2016.
- [28] Denis Marquet, Didier mignardot, Jacques schonek «*Guide de l'installation électrique2010*» Normes internationales CEI et nationales françaises NF Schneider Electric Edition 2010.
- [29] Groupe Sonelgaz, XD « *Guide technique de distribution* » Document technique de Groupe SONELGAZ, 1984.
- [30] Rouagat Mohamed «*analyse de réseau électrique algérien de transport d'électricité*» Mémoire master 2014.
- [31] www.ucte.org « *Le Transport et Distribution de l'Energie Electrique*» Université de Liège 2006.

- [32] Guide de l'installation électrique.(Merlin Gerin),Guide de conception des réseaux électriques industriels (Schneider)
- [33] Haddad lyazid , hami khodir « *Calcul des paramètres et caractéristiques des lignes électriques triphasées*» Master 2015.
- [34] Christophe prévé «*réseau et system électrique RSE direction ensembles, service application DESA*» Guide de protection des réseaux industrielle 1996.
- [35] GRTE - Sonelgaz transport electricite Service Contrôle &Synthèse MAJ:21/06/05.
- [36] Bouchahdane Mohamed «*coordination de systèmes de protection appliquée au réseau national*» doctorat année 2013.
- [37] Nouioua mabrouk ,Adoui merwan «*Protection des réseaux électriques HTB en utilisant de relais de distance* » Mémoire master 2017.
- [38] <http://www.energy.gov.dz/francais/index.php?page=reseau-electrique-national>
- [39] Federico Milano «*Power System Analysis Toolbox*» Quick Reference Manual for PSAT version 2.1.2, June 26, 2008.
- [40] www.energy.gov.dz/Programme-National/Programme-National.
- [41] <http://www.cder.dz> .
- [42] Choumane Ahmed, Ouissem boukhari « *l'énergie éolienne en Algérie potentiel et réalisations* » Colloque scientifique international sur les stratégies des énergies renouvelables dans le développement durable Université Blida.
- [43] www.creg.energy.gov.dz Les énergies renouvelables en Algérie.
- [44] Ministère de l'Énergie; Les énergies renouvelables en Algérie CREG5commission de régularisation de l'électricité et du gaz.
- [45] Toumi Abdallah, Bakir «*Programme National des Energies Renouvelables 2015-2030*» SKTM.Spa (filiale de SONELGAZ).
- [46] Manel ait, mekideche « *Newsletter presse n°28 Synthèse des plans développement des Sociétés du Groupe Sonelgaz 2014-2024*»Edition électronique, Juin 2014.