

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE ABDERAHMANE MIRA BEJAIA

FACULTE DE TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE

OPTION : RESEAUX ELECTRIQUES



Mémoire de Fin d'étude

En vue de l'obtention du diplôme de master en Electrotechnique

Spécialité : Réseaux Electrique

Thème

**Réglage de fréquence des
réseaux électriques face à
l'intégration des énergies
renouvelables**

Rédigé par :

M^{lle} AISSANI Sabrina-Amina-Ibtissam

Mr BRAHMI Juba

Encadré par :

Mr A. BOUZIDI

Année universitaire : 2019/2020

Remerciement

*A*vant tous nous tenons à remercier du plus profond de nos cœurs nos cher parents qui sans eux nous ne serions pas là aujourd'hui, nous vous remercions pour votre éducation soutien et bien vaillance, pour votre patience et tous les moyens mis en notre disposition pour notre réussite.

*U*n grand merci à notre encadreur Mr Bouzidi, merci monsieur pour nous avoir donné de votre temps, pour vos conseille et votre suivie et votre aide.

*M*erci à tous nos camarades amis qui nous ont soutenues et aider dans ce travail.

*N*otre sincère gratitude aux enseignants qui nous ont suivie tout au long de notre cursus.

*N*os vifs remerciements vont également aux membres du jury pour l'intérêt que vous avez porté à notre travail et en acceptant d'examiner notre mémoire et de l'enrichir par vos recommandations.

Dédicace

A mes parents la prunelle de mes yeux. Vous m'avez toujours soutenue dans toutes mes épreuves toujours là à me pousser à m'encourager à me gronder quand je baissais les bras à veiller à ma réussite et à mon bonheur tous les mots du monde ne pourrions exprimer mon amour et ma gratitude merci et je vous aime de tous mon cœur.

A mes deux frères kouçaila et Yudas et mes sœurs Imen, Tita. Vous m'avez aidé et poussé jusqu'au bout je vous souhaite une grande réussite et que tous vos projets se réalisent.

A tous mes camarades de RE et de master, je n'oublierais jamais tous ses moments passer en votre présence vous avez fait de mon cursus des souvenirs inoubliables.

Je dédie ce modeste travail à mes amis : Yousra, Yusra, Tita, Reda, Raouf, Lydia et djahida, Meriem, Sara H, Sara, Radia, Ryma, Nessrine, Allie sans oublier kiki merci pour votre présence dans ma vie et votre soutien permanent

A mon précieux binôme et ami Juba brahmi, je te souhaite plein de réussite, merci d'avoir été d'un grand soutien et d'avoir amené de la gaieté durant ces mois et d'avoir su compléter chacune de mes lacunes et pour tous les merveilleux moments passer ensemble.

*M*es cousin et cousine Fares, Kaissa, Lina et Yunes et Lilia vous êtes les meilleurs

Je te dédie ce travail DEGMOUS Nacima tu as été à mes côté ma soutenue et a été une épaule sur laquelle j'ai pu me reposer tu m'as conseillée et a été la lumière lors de mes moments de doute merci infiniment pour tous les merveilleux moments passer ensemble.

Sabrina

Dédicace

A mes parents qui ont toujours tout donné pour que je puisse un jour être là où je suis aujourd'hui, ceux qui m'ont toujours épaulé et qui ont fait passer mon bonheur avant le leur, je leur dédie ce travail pour leur exprimer toute ma reconnaissance et ma gratitude et l'amour que leur porte.

A mes deux frères Fares et Reda et ma belle-sœur Ryma, qui m'ont beaucoup soutenue durant mon parcours scolaire et m'ont poussé vers le haut, je leur souhaite pleins de bonheur et de réussite dans la vie, et je le dédie surtout à mon merveilleux neveu Abderahman à qui je souhaite de grandir auprès de ses parents dans les meilleures conditions.

A toute mes camarades parmi la promo ELT et surtout ceux de RE, je n'oublierais jamais tous ses moments passer en votre présence vous avez fait de mon cursus des souvenir inoubliables.

Je dédie ce modeste travaille à tous mes amis et spécialement Nessrine, Rabha, Amina, Akram, Sabrina, Mohand, Sara, Lamia sans oublier ma binôme de cœur Nacima merci pour tout ce que vous avez pu m'apporter dans ma vie.

Je le dédie spécialement à ma très chère Kenza qui a été depuis toujours à mes côtés et qui m'a toujours poussé à donner le meilleur de moi-même.

Ma précieuse binôme et amie Sabrina-Amina-Ibtissam Aissani, la meilleure de toute, merci pour toutes ces beaux moments qu'on a pu vivre durant ses quelques années et qui resteront gravé dans nos mémoires à jamais, je te souhaite tout le bonheur du monde et pleins de réussite tu mérites.

*M*es cousins et cousines, tantes et oncles et tout le reste de la famille.

Juba

Sommaire

I. STRUCTURE ET ELEMENTS DES RESEAUX ELECTRIQUES	2
I.1 Introduction	2
I.2 Définition du réseau électrique.....	2
I.3 Fonctionnement du réseau électrique	2
I.4 Description du réseau électrique	3
I.4.1 La Production	3
I.4.1.1 Les différents types de moyen de production	4
I.4.2 Réseaux de transport.....	4
I.4.3 Réseaux de répartition	5
I.4.4 Réseaux de distribution	5
I.4.4.1 Réseaux à moyenne tension MT	5
I.4.4.2 Réseau à basse tension BT	6
I.5 Topologie des réseaux	6
I.5.1 Réseaux radiaux.....	6
I.5.2 Réseaux bouclés	7
I.5.3 Réseaux maillés	7
I.6 Interconnexion des réseaux électriques	8
I.7 Postes de transformation	8
I.8 Services Système	9
I.8.1 Réserve primaire.....	9
I.8.2 Réserve secondaire	9
I.9 Niveaux de tensions dans les réseaux électriques.....	9
I.10 Protections	10
I.10.1 Protection de découplage	10
I.10.1.1 Rôle de la protection de découplage	10
I.10.1.2 Constitution de la protection de découplage	10
I.10.2 Plan de protection.....	11
I.11 Marché de l'électricité	11
I.12 Conclusion	12
II. PRODUCTION D'ENERGIE ELECTRIQUE ET PERTURBATION DES RESEAUX ELECTRIQUES	14
II.1 Introduction.....	14
II.2 La Production.....	14
II.2.1 La production centralisée.....	14
II.2.2 Energie primaire fossile.....	15
II.2.2.1 Centrales thermiques.....	15

II.2.2.2	Central thermique a flamme.....	15
II.2.2.3	Les centrales thermiques nucléaires.....	16
II.2.2.4	Centrale diesel	17
II.3	Définition des énergies renouvelables.....	17
II.4	Définition des productions décentralisées	17
II.5	Intérêt de la production décentralisée.....	18
II.5.1	Systèmes à alternateurs classiques (machine synchrone)	18
II.5.2	Systèmes à générateurs asynchrones	18
II.5.3	Systèmes à interface avec convertisseur électronique	18
II.6	Les différentes ressources renouvelables	18
II.6.1	Energie solaire	18
II.6.1.1	Système photovoltaïque	19
II.6.1.2	Systèmes solaires thermiques	19
II.6.2	Géothermie	19
II.6.2.1	Définition.....	19
II.6.2.2	Principe de fonctionnement	20
II.6.3	Energie des marées	20
II.6.4	Energie des vagues	21
II.6.5	Energie hydroélectrique.....	21
II.6.6	Biomasse	22
II.6.7	Energie éolienne	22
II.6.7.1	Principe de fonctionnement	23
II.7	Intégration des énergies renouvelables au réseau de distribution	23
II.7.1	Raccordement des éoliennes.....	23
II.7.1.1	Eoliennes à vitesse fixe.....	24
II.7.1.2	Eolienne à décrochage aérodynamique (Stall).....	24
II.7.1.3	Eolienne à pales orientables.....	24
II.7.1.4	Eolienne à vitesse variable.....	24
II.8	Impact de l'intégration des producteurs décentralisés au réseau HTA	25
II.8.1	Insertion des générateurs d'énergie dispersée.....	25
II.8.2	Impact sur le plan de protection.....	26
II.8.2.1	Déclenchement intempestif des protections.....	26
II.8.2.2	Aveuglement de la protection du départ en défaut.....	26
II.8.2.3	Courant de court-circuit	26
II.8.2.4	Influence sur la sélectivité des protections.....	27
II.8.3	Impact sur la qualité de la tension	27
II.8.3.1	Creux et élévation de la tension	27
II.8.3.2	Flicker	27
II.8.3.3	Harmoniques.....	28
II.8.4	Impact d'intégration des éoliennes sur le plan de tension	28
II.8.5	Influence des creux de tension sur le système éolien	28
II.8.6	Influence des éoliennes sur le plan de tension	28
II.9	Impact sur le sens du transit de puissance.....	28
II.10	Impact sur la stabilité du système.....	29
II.10.1	Impact sur la qualité de service	29
II.10.2	Impact sur l'observabilité et la contrôlabilité du système	29
II.10.3	Impact sur la continuité de service	29
II.10.4	Découplage des sources auto-productrices.....	30

II.11	Effet sur la fréquence du réseau	30
II.11.1	Contraintes de raccordement des éoliennes	31
II.11.2	Impact sur la tenue de fréquence	31
II.11.3	Le synchronisme	31
II.11.4	Le lien synchronisant	31
II.11.4.1	Optimisation des liens synchronisant	32
II.11.5	La rupture de synchronisme	32
II.11.6	Les conséquences de la rupture de synchronisme	32
II.11.7	La prévention et les remèdes	33
II.11.7.1	La prévention	33
II.11.7.2	Les parades ultimes	33
II.12	Conclusion	34

III. EQUILIBRE PRODUCTION-CONSOMMATION ET REGLAGE DE LA FREQUENCE 36

III.1	Introduction.....	36
III.2	La consommation	36
III.3	Paramètres influençant la consommation d'électricité.....	38
III.3.1	Météorologie	38
III.3.2	Activité économique	38
III.3.3	Horaire légal.....	39
III.3.4	Evénements exceptionnels	39
III.3.5	Effet ramadhan	39
III.4	Adaptations de la consommation à la production	39
III.5	Définition de la fréquence.....	39
III.6	La stabilité de fréquence.....	40
III.6.1	L'état de l'art du calcul la fréquence	40
III.7	Réglage de la fréquence	42
III.7.1	L'écroulement de la fréquence	42
III.7.2	Réglage primaire de fréquence.....	45
III.7.2.1	Principe du réglage primaire	47
III.7.3	Réglage Secondaire Fréquence/Puissance.....	51
III.7.3.1	Principe du réglage secondaire	52
III.7.4	Réglage tertiaire	52
III.7.5	Calcul de la déviation de la fréquence du logiciel PSAT	53
III.8	Conclusion	55

IV. REGLAGE DE LA FREQUENCE SUR UN RESEAU ET RESULTATS 57

IV.1	Introduction.....	57
IV.2	PSAT comme outil de simulation	57
IV.2.1	Fenêtre de PSAT (figure IV-1).....	57
IV.2.2	Editeur de PSAT	58
IV.2.3	Bibliothèque de SIMULINK	59

IV.2.4	Utilisation de PSAT	59
IV.3	Méthodologie	60
IV.3.1	Placement du DG (Génération d'énergie dispersée (Distrbuted generation)) (figure IV-4).....	60
IV.3.2	Mesure de la fréquence sur PSAT	60
IV.3.2.1	Présentation du CPF.....	61
IV.4	Simulation	61
IV.4.1	Présentation des réseaux et données	62
IV.5	Résultat et interprétation des résultats de la simulation	66
IV.5.1	1 ^{er} cas sans DG	66
IV.5.2	2 ^{ème} cas avec un DG	68
IV.5.3	3 ^{ème} cas avec 2 DG	69
IV.5.4	Comparaison des résultats obtenus.....	71
IV.6	Conclusion	73
CONCLUSION GENERALE		75

Liste des figures

FIGURE I-1 : SCHEMA D'UN RESEAU ELECTRIQUE [6].....	2
FIGURE I-2 : STRUCTURE DES RESEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION (SCHEMA UNIFILAIRE). [6]	3
FIGURE I-3 : LA CONVERSION D'ENERGIE. [9].....	4
FIGURE I-4 : SCHEMA D'UN RESEAU RADIAL. [11].....	7
FIGURE I-5 : SCHEMA SIMPLIFIEE D'UN RESEAU MAILLE. [11].....	8
FIGURE II-1 : FONCTIONNEMENT D'UNE CENTRALE CONVENTIONNELLE A CHAUDIERE. [10]	15
FIGURE II-2 : SCHEMA D'UNE CENTRALE THERMIQUE A FLAMME.[10]	16
FIGURE II-3 : SCHEMA D'UNE CENTRALE NUCLEAIRE.[9].....	16
FIGURE II-4 : UNE CENTRALE DIESEL. [10]	17
FIGURE II-5 : PANNEAU SOLAIRE MONOCRISTALLIN ET POLY CRISTALLIN. [20].....	19
FIGURE II-6 : SCHEMA D'UNE USINE MAREMOTRICE. [23]	20
FIGURE II-7 : GRILLE DE PELAMIS. [22]	21
FIGURE II-8 : CENTRALE HYDROELECTRIQUE. [24].....	22
FIGURE II-9 : SCHEMA D'UNE EOLIENNE DE TYPE AEROGENERATEUR. [20].....	23
FIGURE II-10 : EOLIENNE A VITESSE FIXE. [25].....	24
FIGURE II-11 : EOLIENNE A VITESSE VARIABLE BASE SUR UNE MADA. [26].....	25
FIGURE II-12 : EOLIENNE A VITESSE VARIABLE SUR UNE MACHINE SYNCHRONE. [26]	25
FIGURE II-13 : DECLENCHEMENT INTEMPESTIF DES PROTECTIONS. [25].....	26
FIGURE II-14 : AVEUGLEMENT DE LA PROTECTION DU DEPART EN DEFAUT. [27].....	26
FIGURE II-15 : SENS DE TRANSIT DE PUISSANCE DANS LE RESEAU DE DISTRIBUTION AVANT ET APRES L'INSERTION DES GED. [25].....	29
FIGURE III-1 : FLUCTUATION DE LA CONSOMMATION EN « J » ET EN « J-1 » EN FRANCE LE 18/08/10.	37
FIGURE III-2 : EVOLUTION DE LA FREQUENCE EN FONCTION DU NIVEAU DE PRODUCTION / CONSOMMATION. [57]	44
FIGURE III-3 : EVOLUTION DE LA FREQUENCE LORS DU BLACKOUT ITALIEN DU 29/09/03.....	44
FIGURE III-4 : BOUCLE DE REGULATION DE VITESSE EN PU. [57].....	45
FIGURE III-5 : DROITE DE STATISME POUR UN GROUPE. [57]	46
FIGURE III-6 : REGLAGE PRIMAIRE DE FREQUENCE (DROITE DE STATISME).[70].....	47
FIGURE III-7 : CARACTERISTIQUE STATIQUE DU REGLAGE PRIMAIRE DE FREQUENCE D'UN GROUPE CONVENTIONNEL. [57].....	47
FIGURE III-8 : COMPORTEMENT DYNAMIQUE DE LA FREQUENCE SUITE AU DECLENCHEMENT D'UN GROUPE. ...	49
FIGURE III-9 : STATISME DE LA PUISSANCE ACTIVE ET DE LA FREQUENCE. [56]	53
FIGURE IV-1 : FENETRE DE PSAT.	58
FIGURE IV-2 : L'EDITEUR DE PSAT.	58
FIGURE IV-3 : BIBLIOTHEQUE SIMULINK.	59
FIGURE IV-4 : ORGANIGRAMME DU PLACEMENT DE LA DG.	60
FIGURE IV-5 : BLOC DE MESURE DE FREQUENCE.	61
FIGURE IV-6 : REPRESENTATION SIMPLIFIEE DU RESEAU DE DISTRIBUTION RADIAL IEEE 33 ACCES.	62
FIGURE IV-7 : REPRESENTATION DU RESEAU IEEE 33 ACCES RADIAL.	63
FIGURE IV-8 : REPRESENTATION SIMPLIFIEE DU RESEAU DE DISTRIBUTION EN BOUCLE IEEE 33 ACCES.....	63
FIGURE IV-9 : REPRESENTATION DU RESEAU IEEE 33 ACCES EN BOUCLE.	64
FIGURE IV-10 : PROFILE DE TENSION DES JEUX DE BARRE POUR LE RESEAU RADIAL SANS DG.....	66
FIGURE IV-11 : COURBE DE CHARGE DU RESEAU RADIAL SANS DG.	67
FIGURE IV-12 : COURBE REPRESENTANT F-A DU RESEAU RADIAL SANS DG.	67
FIGURE IV-13 : PROFILE DE TENSION DES JEUX DE BARRE DU RESEAU BOUCLE SANS DG.	67
FIGURE IV-14 : COURBE REPRESENTANT F-A DU RESEAU BOUCLE SANS DG.	67
FIGURE IV-15 : COURBE DE CHARGE DU RESEAU BOUCLE SANS DG.....	67
FIGURE IV-16 : PROFILE DE TENSION DES JEUX DE BARRE POUR LE RESEAU RADIAL AVEC UN DG.	68
FIGURE IV-17 : COURBE REPRESENTANT F-A DU RESEAU RADIAL AVEC UN DG.	68
FIGURE IV-18 : COURBE DE CHARGE DU RESEAU RADIAL AVEC UN DG.	68
FIGURE IV-19 : PROFILE DE TENSION DES JEUX DE BARRE POUR LE RESEAU BOUCLE AVEC UN DG.....	69
FIGURE IV-20 : COURBE REPRESENTANT F-A DU RESEAU BOUCLE AVEC UN DG.	69
FIGURE IV-21 : COURBE DE CHARGE DU RESEAU BOUCLE AVEC UN DG.	69
FIGURE IV-22 : PROFILE DE TENSION DES JEUX DE BARRE POUR LE RESEAU RADIAL AVEC DEUX DG.	70
FIGURE IV-23 : COURBE REPRESENTANT F-A DU RESEAU RADIAL AVEC DEUX DG.....	70
FIGURE IV-24 : COURBE DE CHARGE DU RESEAU RADIAL AVEC DEUX DG.....	70
FIGURE IV-25 : PROFILE DE TENSION DES JEUX DE BARRE POUR LE RESEAU BOUCLE AVEC DEUX DG.	71
FIGURE IV-26 : COURBE REPRESENTANT F-A DU RESEAU BOUCLE AVEC DEUX DG.....	71
FIGURE IV-27 : COURBE DE CHARGE DU RESEAU BOUCLE AVEC DEUX DG.....	71

Liste des tableaux

Tableau I-1 : Hiérarchie des différents réseaux selon la norme CEI.....	10
Tableau I-2 : Niveau de tensions alternatives défini par la norme UTE C18-510.....	11
Tableau III-1 : Seuils de délestage fréquence métrique.....	44
Tableau IV-1 : Caractéristiques techniques des branches du réseau de distribution radial et en boucle IEEE 33-accès.....	63
Tableau IV-2 : Caractéristiques techniques des jeux de barres du réseau de distribution IEEE 33-accès.....	63
Tableau IV-3 : Changement des paramètres de charge et de la déviation de fréquence dans les deux systèmes.....	69
Tableau IV-4 : Comparaison des résultats de déviation de fréquence.....	70

Liste des abréviations :

P_s :	La puissance à la sortie de l'installation ;
P_e :	La puissance à l'entrée de l'installation ;
S_{ch} :	la puissance apparente de la charge ;
P_{Ch0} :	la puissance active initiale de la charge
Q_{Ch0} :	la puissance réactive initiale de la charge ;
U_0 :	la tension initiale ;
f_0 :	la fréquence initiale ;
$\alpha, \beta, \gamma, \delta$:	Coefficients liés au comportement des charges ;
P_0 :	La puissance de sortie nominal ;
f :	La fréquence réelle ;
V :	La tension réelle ;
m_p :	Le coefficient de chute ;
P_{L0} :	La puissance active nominale ;
Δf :	La déviation de fréquence ;
K_{PL} :	Le coefficient de dépendance de la fréquence de la charge ;
α :	Le coefficient de dépendance de la tension de la puissance active (Les valeurs typiques des coefficients de dépendance sont disponibles dans [66]) ;
ΔP :	L'écart en puissance par à la puissance de référence ;
G_{ij} et B_{ij} :	Les parties réelle et imaginaire du (i,j) ème élément de la matrice d'admission ;
P_{loss} :	Les pertes réelles ;
J_i :	Moment d'inertie de la ligne d'arbre du groupe de production i [Kg.m^2] ;
Ω_i :	Vitesse de rotation du rotor du groupe de production i [rad/s] ;
T_{mi} :	Couple mécanique (moteur) exercé par la turbine du groupe i [N.m] ;
T_{ei} :	Couple électromagnétique (résistant) exercé par la charge du groupe i [N.m] ;
J :	Inertie de l'arbre de la turbine [kg.m^2] ;
Ω_t :	Vitesse angulaire de la turbine [rad.s^{-1}] ;
T_m :	Couple moteur [Nm] ;
T_e :	Couple résistant [Nm] ;

P_m :	Puissance produite [MW] ;
P_C :	Puissance consommée [MW] ;
ΔP_{res}	La réserve primaire nécessaire pour faire face à une variation de fréquence Δf ;
Stat :	Statisme du générateur en % ;
ΔP_G :	Variation de puissance active d'un générateur (w) ;
P_{G0} :	Puissance fournie par le générateur en (w) à la fréquence nominale ;
P_i :	Puissance active instantanée produite par le groupe [MW] ;
P_{0i} :	Puissance programmée de marche du groupe i pour la fréquence normale de 50 Hz [MW] ;
P_{ni} :	Puissance nominale du groupe i [MW] ;
δ_i :	Statisme permanent du régulateur du vitesse du groupe i [%] ;
K_i :	Energie réglante primaire déclarative du groupe i [MW/Hz] ;
D :	Coefficient d'autoréglage de la charge comme le définie [%/Hz] [59] ;
Δf_{∞} :	L'écart de fréquence stabilisé en fin de réglage primaire [Hz] ;
ΔP_{sys} :	Déséquilibre production-consommation [MW] ;
K :	Energie réglante total de tous les groupes participant(n) au réglage primaire avec ($n \leq N$) [MW/Hz];
J_i :	Moment d'inertie de la ligne d'arbre de la machine i [kg.m ²] ;
$P(t)$:	La puissance active produite à l'instant t ;
$\Delta f(t)$:	L'écart de fréquence au même instant ;
$N(t)$:	La valeur du niveau ;
P_r :	Engagement de participation au réglage secondaire ;

Introduction générale

Introduction générale

De nos jours, l'énergie électrique est un bien de consommation à part entière devenu indispensable, non seulement pour la vie quotidienne de chacun mais, également, pour l'économie des pays.

A l'origine, le réseau électrique a été construit et dimensionné pour transporter l'énergie électrique produite par les centres de production jusqu'aux centres de consommation les plus éloignés. Ainsi, les transits de puissances circulent de l'amont depuis les productions d'énergie électrique de type grosses centrales thermique, hydraulique ou nucléaire, vers l'aval représenté par les consommateurs. Le réseau électrique met donc en œuvre des milliers de kilomètres de ligne, des milliers de poste de transformation, ainsi que de nombreux organes de coupure et d'automates de réglage, dimensionnés pour assurer le bon fonctionnement de la fourniture d'énergie électrique. Ainsi, des contrôles hiérarchisés assurent la tenue en tension et en fréquence ; ceux-ci couplés aux divers automates, ont la charge de garantir la continuité de service du système. [1]

Le système électrique a connu un développement important et tend de plus en plus à lier tous les réseaux pour en faire un seul grand système par des interconnexions aux frontières. Le but recherché de ces interconnexions est de bénéficier des avantages de la mutualisation. En effet, la mutualisation permet de bénéficier de la souplesse de tous les groupes de production, l'effet de foisonnement (compensation des écarts de consommation, décalage horaire des habitudes de consommation des pays interconnectés) est ainsi augmenté. De plus, l'inertie du réseau étant plus importante, le déclenchement d'un groupe aura des répercussions amoindries sur la fréquence. Le pays doté d'une ligne d'interconnexion avec un autre pays peut faire l'économie d'une nouvelle unité de production et permettre au pays exportateur d'exploiter ses surcapacités. [2]

Le développement des énergies renouvelables ou énergies propre s'inscrit dans le cadre général de la lutte contre le changement climatique car en effet la production d'énergies électriques est le secteur le plus émetteur de CO₂ en raison des énergies fossiles.

Différentes technologies de productions d'énergie sont d'ores et déjà disponibles pour atteindre ces objectifs comme les éoliennes, les panneaux solaires, les centrales de cogénération d'électricité et de chaleur, etc. Cependant elles posent un certain nombre de problèmes au niveau de leur intégration dans les réseaux :

- Intermittence de la production et difficilement prévisible ;
- Réglage de tension limité ;
- Sensibilité aux creux de tension ;
- Sensibilité importante aux variations de la vitesse du vent [3] ;
- Harmonique.

En dehors du fait que les énergies renouvelables contribuent à la satisfaction de la demande en énergie électrique par un apport considérable de la production, du fait de leurs natures et de leur intermittence, leurs intégrations au réseau provoquent notamment des problèmes de stabilité de la fréquence, auxquels il faut trouver des solutions. Ce type de source se comportent comme des générateurs passifs du point de vue du fonctionnement du système électrique. A fort taux de pénétration, la substitution de moyens de productions conventionnels contribuant au réglage de

fréquence conduira à de nombreux problèmes, tels que la diminution de l'inertie du réseau et la difficulté d'allocation de puissance de réserve, et pourrait donc mettre en cause la sûreté du système électrique.

Il apparaît que l'insertion massive de cette filière ne pourra se poursuivre qu'à condition que les énergies nouvelles puissent participer au réglage de fréquence comme le font les producteurs classiques. Une telle exigence a été déjà formulée dans certains référentiels (grid codes) comme ceux du réseau irlandais et du réseau danois. De nombreux travaux de recherche ont ainsi eu lieu depuis la dernière décennie sur l'implantation du réglage de fréquence sur les éoliennes à vitesse variable. Une telle fonctionnalité a été mise en œuvre dans certaines installations de production actuellement en fonctionnement. [4]

Notre travail consiste en une contribution au réglage de la fréquence par le calcul de la déviation de cette dernière par le programme PSAT (power système analysis toolbox), nous allons étudier l'influence de l'intégration des énergies renouvelable sur le réglage et la stabilité de la fréquence.

Notre travail se compose de quatre chapitres complémentaires :

Dans le premier chapitre intitulé structure et éléments des réseaux électriques, on a tout d'abord présenté des généralités sur les réseaux électriques, les différents types et structures qui ont été développées au fil des années et ensuite on a présenté quelques autres notions d'état de l'Art des réseaux électriques.

Dans le deuxième chapitre nous avons d'abord exposé certaines sources de production d'énergie électrique existante (classique et renouvelable), puis on a fait une étude sur l'énergie éolienne qui a un grand impact sur la fréquence du système électrique, pour ensuite énoncer les différents impacts que l'intégration de ses énergies provoque sur le réseau électrique plus particulièrement sur la fréquence.

Ce troisième chapitre, est réservé à l'équilibre production-consommation et au réglage de la fréquence, nous avons commencé par introduire certains paramètres qui influent sur la consommation de l'énergie électrique et nous avons abordé la thématique de l'équilibre production-consommation et son effet sur la fréquence, finalement nous avons étudié en détail le réglage de la fréquence.

Dans le dernier chapitre, dans ce dernier nous avons étudié un réseau test IEEE 33 JdB (configuration radiale et en boucle) qu'on a réalisé sur PSAT (power système analysis toolbox) de la boîte à outils MATLAB, les résultats obtenus ont été analysés et comparés.

Nous terminons notre travail par une conclusion générale.

Chapitre I :

Structure et éléments

des réseaux électriques

I. Structure et éléments des réseaux électriques

I.1 Introduction

L'énergie électrique est l'énergie la plus répandue, pour sa facilité de transport son rendement élevée et son coût raisonnable. Le réseau électrique est un ensemble d'infrastructures qui achemine l'énergie électrique à partir de centres de production vers les consommateurs d'électricité.

Le « système » réseau électrique met donc en œuvre des milliers de kilomètres de ligne, des milliers de postes de transformation, ainsi que de nombreux organes de coupure et d'automates de réglage...etc. dimensionnés pour assurer le bon fonctionnement de la fourniture d'énergie électrique.

La satisfaction de la demande du consommateur est le premier but du réseau d'énergie et pour atteindre ce dernier il est essentiel de pouvoir maintenir en permanence l'égalité [5] :

$$\text{Production} = \text{Consommation} + \text{pertes.}$$

Dans ce chapitre nous allons tout d'abord définir un réseau électrique et donner un bref résumé de son histoire puis nous allons présenter les différentes structures et architectures du réseau électrique.

I.2 Définition du réseau électrique

Les réseaux électriques ont pour rôle d'acheminer l'énergie des sites de production vers les lieux de consommation, avec des étapes de baisse du niveau de tension dans des postes de transformation.

Les réseaux électriques ont pour fonction d'interconnecter les centres de production telle que les centrales hydrauliques, thermiques...etc. avec les centres de consommation (villes, usines...).

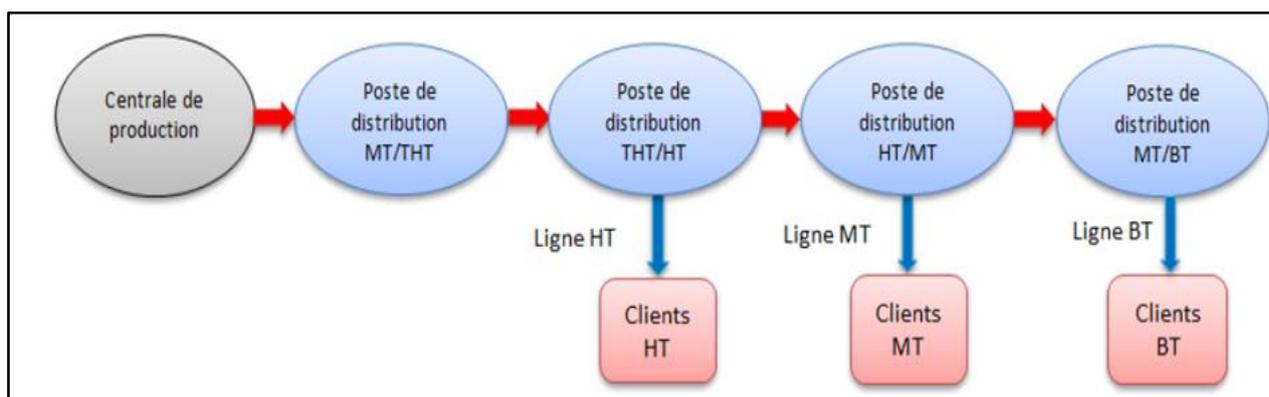


Figure I-1 : Schéma d'un réseau électrique [6]

I.3 Fonctionnement du réseau électrique

L'électricité produite par les centrales est d'abord acheminée sur de longues distances dans des lignes à haute tension (HTB) gérées par la RTE (Réseau de Transport d'Électricité). Elle est ensuite transformée en électricité à la HTA pour pouvoir être acheminée par le réseau de distribution. Cette transformation intervient dans les postes sources. Une fois sur le réseau de distribution, la HTA

alimentera directement les clients industriels. Pour les autres clients (particuliers, commerçants, artisans...), elle est convertie en basse tension (BT) par des postes de transformation avant d'être livrée. Au final, la qualité de l'alimentation en électricité des utilisateurs du réseau est donc le résultat de la qualité de tout ce parcours.

I.4 Description du réseau électrique

Le réseau électrique est un « système » très complexe. Il comprend des milliers de composants (générateurs, transformateurs, lignes, contrôleurs, systèmes de protection, etc.). [7]

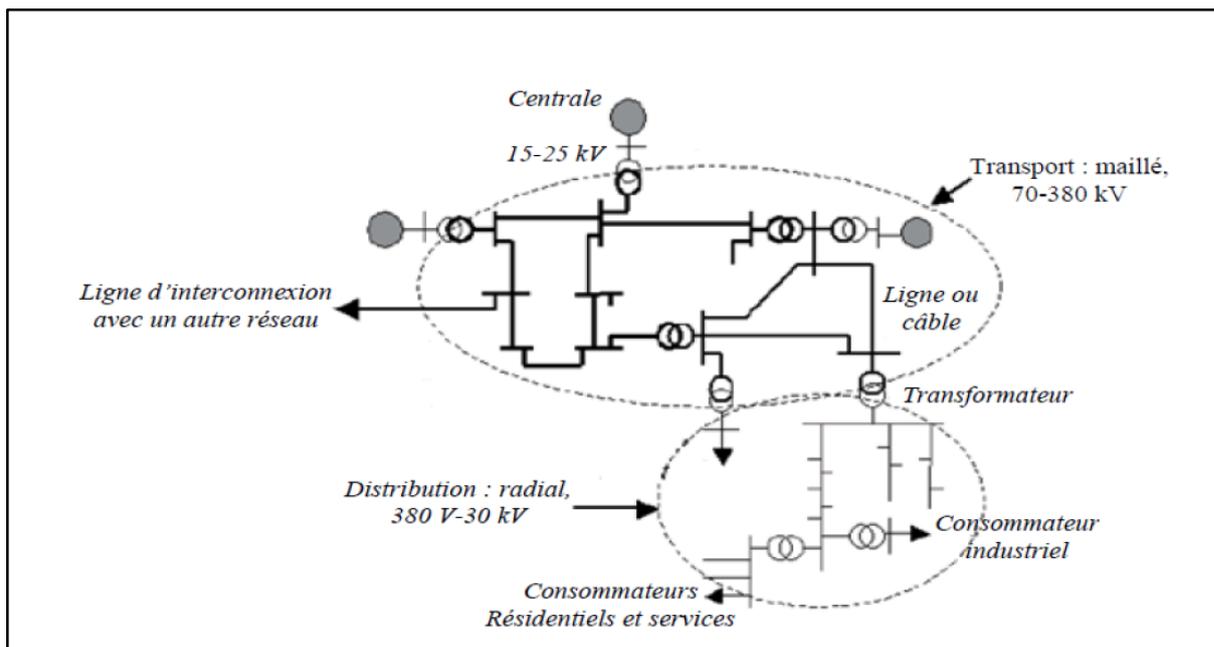


Figure I-2 : Structure des réseaux de transport et de distribution (schéma unifilaire). [6]

Le réseau électrique est constitué de :

- Centrales électriques ou station de production ;
- Réseaux de transport et d'interconnexion ;
- Réseaux de répartitions ;
- Réseaux de distribution.

I.4.1 La Production

Un moyen de production d'énergie électrique est une installation capable de convertir une source d'énergie primaire en énergie électrique. Les moyens de production d'énergie électrique sont très divers chaque type de moyen de production a des caractéristique technique et économique propre. Ces caractéristiques expliquent l'utilisation des moyens de production pour satisfaire la consommation d'électricité et la constitution du mixe des énergies primaires pour produire de l'électricité.

Nous pouvons classer les sources primaires en deux grandes familles ; les énergies fossiles que l'on extrait du sol que sont le pétrole, le gaz, le charbon et l'uranium d'une part et d'autre part les énergies renouvelables (solaire, éolien, hydraulique, biomasse) ou de l'activité du magma terrestre

supervisés de pouvoir effectuer des contrôles de la tension, de la fréquence, la répartition des flux de puissance et des coûts de production, etc. [7]

I.4.3 Réseaux de répartition

Les réseaux de répartition ou réseaux Haute Tension ont pour rôle de répartir, au niveau régional, l'énergie issue du réseau de transport. Leur tension est supérieure à 63 kV selon les régions. Ces réseaux sont, en grande part, constitués de lignes aériennes, dont chacune peut transiter plus de 60 MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres. Leur structure est, soit en boucle fermée, soit le plus souvent en boucle ouverte, mais peut aussi se terminer en antenne au niveau de certains postes de transformation. [10]

En zone urbaine dense, ces réseaux peuvent être souterrains sur des longueurs n'excédant pas quelques kilomètres. Ces réseaux alimentent d'une part les réseaux de distribution à travers des postes de transformation HT/MT et, d'autre part, les utilisateurs industriels dont la taille (supérieure à 60 MVA) nécessite un raccordement à cette tension.

Les caractéristiques des réseaux de répartition sont

- La tension est 90 kV ou 63 KV ;
- Neutre à la terre par réactance ou transformateur de point neutre.
- Limitation courant neutre à 1500 A pour le 90 KV ;
- Limitation courant neutre à 1000 A pour le 63 KV ;
- Réseaux en boucle ouverte ou fermée.

I.4.4 Réseaux de distribution

Les réseaux de distribution assurent la distribution de l'énergie électrique au niveau local. Leur tension est inférieure à 63kV. Ils sont constitués de deux types de réseaux : le réseau moyenne tension (MT), connecté au réseau de transport et le réseau basse tension (BT). [10]

Les réseaux de distribution sont, dans la très grande majorité des cas, exploités de manière radiale. Cette structure permet de facilement assurer la maintenance du réseau, notamment pour la détection et l'élimination rapide des défauts. Des schémas d'exploitation de secours entre postes sources sont, bien entendu prévus et permettent de minimiser le nombre de clients coupés en cas de défaillances.

I.4.4.1 Réseaux à moyenne tension MT

La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de répartition aux points de moyenne consommation. Ses points de consommation sont

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

Le nombre de ses abonnés ne représente qu'un faible pourcentage du nombre total des consommateurs livrés directement en BT. Ils sont essentiellement du secteur tertiaire, tels les hôpitaux, les bâtiments administratifs, les petites industries, ... Sa structure est de type aérien ou souterrain. Les tensions sur ces réseaux sont comprises entre quelques kilovolts et 40 kV. [10]

- HTA (40 et 10 kV le plus répandu) ;
- Neutre à la terre par une résistance ;
- Limitation à 300 A pour les réseaux aériens ;
- Limitation à 1000 A pour les réseaux souterrains ;
- Réseaux souterrains en boucle ouverte.

I.4.4.2 Réseau à basse tension BT

La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de distribution MT aux points de faible consommation, dans le domaine public avec l'accès aux abonnés BT. Il représente le dernier niveau dans une structure électrique. Ce réseau permet d'alimenter un nombre très élevé de consommateurs correspondant au domaine domestique. Sa structure, de type aérien ou souterrain, est souvent influencée par l'environnement. Les tensions sur ces réseaux sont comprises entre 100 et 440 V. Ces réseaux sont le plus souvent exploités manuellement. [10]

- BTA (100/ 400 V).
- Neutre directement à la terre.

I.5 Topologie des réseaux

Les réseaux doivent assurer le transit de l'énergie électrique avec une sécurité suffisante, cette sécurité d'alimentation est augmentée soit :

- Par les lignes aux appareillages plus solides.
- Par des circuits plus nombreux.

I.5.1 Réseaux radiaux

Le principe de fonctionnement de réseau radial est à une seule voie d'alimentation. Ceci signifie que tout point de consommation sur une telle structure ne peut être alimentée que par un seul chemin électrique possible. Il est de type arborescent. Cette arborescence se déroule à partir des points d'alimentation, qui sont constitués par les postes de distribution publique HTB/HTA ou HTA/HTA (répartition). Ce schéma (Figure I-4) est particulièrement utilisé pour la distribution de la MT en milieu rural. En effet il permet facilement, et à un moindre coût, d'accéder à des points de consommation de faibles densités de charge ($\gg 10$ kVA) et largement répartis géographiquement ($\gg 100$ km²).

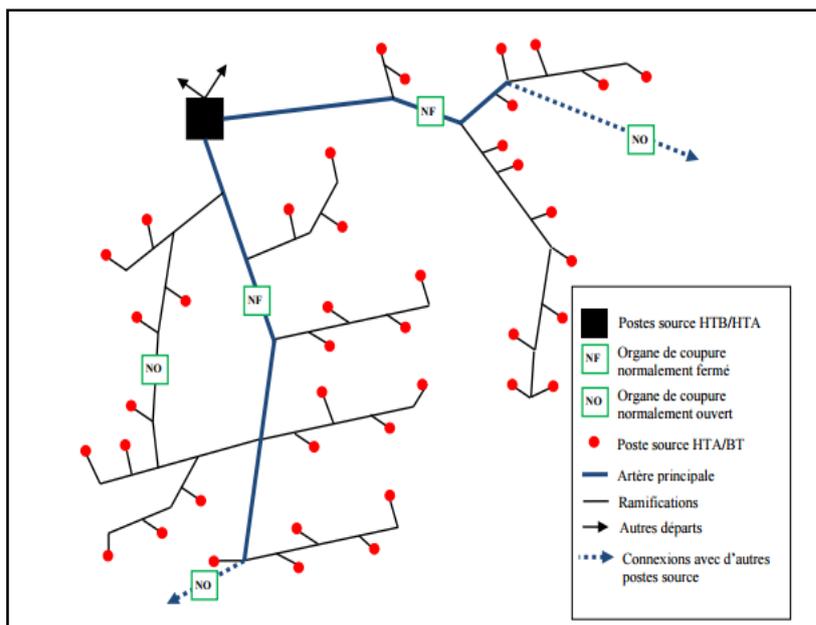


Figure I-4 : schéma d'un réseau radial. [11]

I.5.2 Réseaux bouclés

Cette topologie (Figure I-5) est surtout utilisée dans les réseaux de répartition et distribution MT. Les postes de répartition HT ou MT alimentés à partir du réseau THT sont reliés entre eux pour former des boucles, ceci dans le but d'augmenter la disponibilité. Cependant, il faut noter que les réseaux MT ne sont pas forcément bouclés. [12]

I.5.3 Réseaux maillés

Cette topologie (Figure I-5) est presque la norme pour les réseaux de transport. Tous les centres de production sont liés entre eux par des lignes THT au niveau des postes d'interconnexion, ce qui forme un maillage. Cette structure permet une meilleure fiabilité, mais nécessite une surveillance à l'échelle nationale voire continentale. On obtient ainsi une meilleure sécurité, mais à un prix plus élevé. [13]

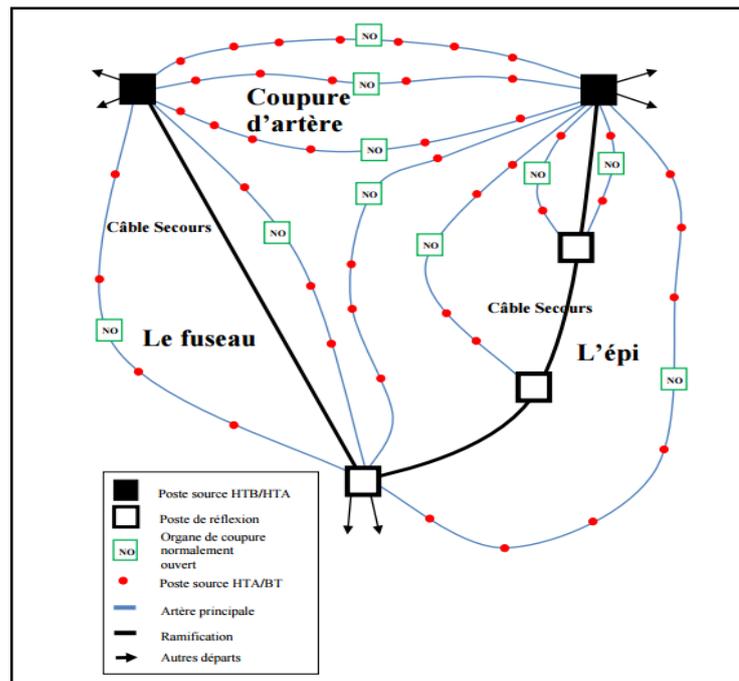


Figure I-5 : schéma simplifiée d'un réseau maillé. [11]

I.6 Interconnexion des réseaux électriques

L'interconnexion entre les réseaux de transport d'électricité sert à faire passer l'énergie d'un pays à un autre. Leur rôle premier est de permettre d'assurer la distribution d'électricité en cas de défaillance soudaine sur le réseau national en faisant appel à l'énergie produite et transportée par les pays voisins. [14]

- L'interconnexion des réseaux permet de rendre solidaires les pays voisins et de diversifier les sources de production. Ce foisonnement renforce la sécurité d'approvisionnement et diminue le risque de panne généralisée.
- Les infrastructures existantes doivent être adaptées afin d'acheminer l'énergie produite par les nouvelles sources renouvelables.
- Les infrastructures énergétiques doivent permettre, en augmentant les échanges inter-régionaux, de favoriser la concurrence et d'améliorer le fonctionnement du marché.

I.7 Postes de transformation

Les postes de transformation sont des points particulièrement importants d'un réseau, permettant une liaison entre différents réseaux, soit avec une même tension ou à des tensions différentes. Ils permettent de pouvoir manœuvrer, mettre en ou hors service un tel ou tel élément du réseau que l'on désire sans toutefois changer la configuration générale de réseau. [8]

Ils existent plusieurs types de postes sont :

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

- 60 – 10 KV.

On distingue plusieurs types de poste :

- Postes d'interconnexion.
- Postes en antenne.
- Postes de distribution.

I.8 Services Système

Certaines centrales de production électrique peuvent assurer la stabilité du réseau en fréquence et en tension. Elles peuvent aussi permettre de redémarrer le réseau suite à un black-out. Ils sont basés sur deux types de réserves électriques, la réserve primaire et la réserve secondaire.

I.8.1 Réserve primaire

Elle peut intervenir à la hausse comme à la baisse (plus ou moins d'électricité sur le réseau), c'est ce qu'on appelle la régulation positif ou négatif. La réserve primaire prend environs 15 à 30 secondes pour intervenir après une rupture d'équilibre du réseau.

I.8.2 Réserve secondaire

Quand l'intervention de la réserve primaire ne suffit pas à revenir à la valeur consigne de 50Hz, la réserve secondaire intervient. Elle prend environs 100 à 200 secondes après la détection du défaut pour intervenir (tout comme la réserve primaire elle agit sur la hausse et la baisse).

I.9 Niveaux de tensions dans les réseaux électriques

Dans le tableau I-1, on expose les niveaux de tensions définis par les normes CEI pour chaque type de réseaux. [15]

Tableau I-1 : Hiérarchie des différents réseaux selon la norme CEI.

Types de réseaux	Niveaux de tensions
Réseau de transport THT	220–800 kV
Réseau de répartition HT	60–170 kV
Réseau de distribution MT	5–36 kV
Réseau de livraison de l'abonné BT	400–230 V

Dans le tableau I-2, on définit les niveaux de tension et les intervalles de leurs valeurs imposés par la norme UTE C18-510.

Tableau I-2 : Niveau de tensions alternatives défini par la norme UTE C18-510.

Normes de tensions	Signification
HTB	Pour une tension composée supérieure à 50 kV
HTA	Pour une tension composée comprise entre 1 kV et 50 kV
BTB	Pour une tension composée comprise entre 500 V et 1 kV
BTA	Pour une tension composée comprise entre 50 V et 500 V
TBT	Pour une tension composée inférieure ou égale à 50 V

I.10 Protections

I.10.1 Protection de découplage

En cas de défaut sur la ligne à laquelle est raccordée une installation de production décentralisée, cette dernière doit impérativement se découpler automatiquement et rapidement pour ne pas maintenir le défaut sous tension. Cette fonction est assurée par la protection dite de découplage. Cette protection comporte généralement un ensemble de relais (relais homopolaire de tension, etc.) et constitue un dispositif relativement complexe.

L'ouverture du disjoncteur au poste de départ provoque ainsi le découplage des unités de production décentralisée raccordées sur ce départ, ceci même en l'absence de défaut.

Les protections de découplage sont régies par la norme C 15-400 qui s'applique à toute installation de production connectée au réseau de distribution. Il n'y a aucune spécificité quant au type de l'installation. [16]

I.10.1.1 Rôle de la protection de découplage

La protection de découplage a pour but de déconnecter l'installation du réseau en cas de défaut sur celui-ci et ainsi protéger le réseau et l'installation. Elle doit permettre de détecter les situations suivantes :

- Marche en réseau séparé sans défaut ;
- Défauts HTA à la terre ;
- Défauts entre phases pour la HTA et entre conducteurs pour la BT ;
- Risque de faux couplage ;
- Défauts sur le réseau HTB amont, lorsque le raccordement de l'installation conduit à ce que la somme des puissances maximales actives des installations de production raccordées sur un poste HTB/HTA devienne importante (> 12 MW).

I.10.1.2 Constitution de la protection de découplage

Les protections de découplage utilisent les critères suivants portant sur la tension délivrée à l'installation par le RPD :

- Maximum de tension homopolaire HTA ;

- Minimum de tensions composées ;
- Maximum de tension composée ;
- Maximum et minimum de fréquence pouvant être associés à un critère de vitesse de variation de fréquence.

Ces critères peuvent être complétés par :

- Une fonction de télé découplage de l'installation de production asservie à la perte de liaison entre le poste de livraison et le réseau HTB consécutive à l'ouverture d'un disjoncteur de protection du poste source HTB/HTA ;
- Une fonction de détection des défauts HTB installée dans certains postes HTB/HTA dont la somme des puissances maximales actives des installations de production raccordées est importante (> 12 MW).

I.10.2 Plan de protection

C'est un ensemble cohérent et efficace de protections choisies dans le but de satisfaire aux objectifs de disponibilité de l'énergie, de sécurité des personnes et des équipements. Le plan de protection précise les conditions d'action et de non action des protections en période de défauts, lors des transitoires normales (dus aux manœuvres d'exploitation, par exemple), mais aussi en présence d'harmoniques, de perturbations induites et/ou rayonnées.

Le plan s'appuie sur des données générales et inhérentes à l'installation considérée, telles que :

- Les règlements ;
- Les normes ;
- Les habitudes ;
- Les conditions d'exploitation ;
- Les récepteurs ;
- Le régime de neutre ;
- La coordination des protections ;
- Les conséquences d'un défaut ;
- La présence de diverses sources d'énergie.

I.11 Marché de l'électricité

Le système électrique est piloté continuellement à différents niveaux. Géographiquement, on distingue les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) et les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD). Le pilotage des réseaux est assuré dans des centres de dispatching. Ces centres sont répartis sur le territoire national dans une structure hiérarchique, depuis un dispatching national (GRD) gérant le système électrique au niveau du pays vers des unités régionales (GRD) puis locales (GRD) gérant les réseaux de transport et de distribution.

Le développement d'un marché concurrentiel de l'énergie électrique ne passe évidemment pas par la création de multiples réseaux électriques indépendants. Ce serait économiquement et techniquement irréalisable. Pour permettre aux consommateurs de librement choisir leurs fournisseurs d'électricité, il est donc nécessaire de passer d'un système verticalement intégré à un

système où les fonctions sont séparées. Producteurs et consommateurs sont donc maintenant des entités différentes. Certaines entreprises s'apparentent à des entités économiques qui se contentent d'acheter de l'électricité aux producteurs et de la revendre aux consommateurs, réalisant au passage un bénéfice financier. Pour assurer ces transactions commerciales, un ensemble de règles et d'institutions (bourses, par exemple) ont été mis en place. La gestion des réseaux physiques est quant à elle confiée à différents organismes agissant seul dans leur zone de compétence. [17]

I.12 Conclusion

L'objectif de ce chapitre est de présenter les différentes topologies des réseaux électriques et le transport de l'énergie électrique empruntée depuis son centre de production jusqu'à son arriver à sa destination finale. En effet, cette tâche est assurée pas le système électrique qui est aussi présenté par ce présent chapitre, à savoir, les grandeurs le définissant et les différentes structures utilisées pour sa réalisation.

Chapitre II :
Production d'énergie
électrique et
perturbation des
réseaux électriques

II. Production d'énergie électrique et perturbation des réseaux électriques

II.1 Introduction

La consommation mondiale d'énergie augmente, et une grande partie de celle-ci est fournie par les énergies fossiles (pétrole, gaz naturel, etc.). La surexploitation de ces ressources a conduit à l'épuisement de ses réserves, ainsi qu'à des impacts climatiques, ce qui a encouragé, vers la fin du 20^{ème} siècle, le développement de la production d'énergie électrique à base de ressources naturelles et renouvelable, pour leur aspect durable et non nocives pour l'environnement.

L'histoire de l'utilisation humaine des ressources renouvelables telles que le soleil, le vent et le bois remonte à l'Antiquité, mais ce n'était qu'après la crise mondiale de 1973, lorsque la hausse des prix du pétrole et l'accord sur l'utilisation du pétrole pour réduire les gaz à effet de serre, les énergies renouvelables Le développement a vraiment commencé.

Sous l'influence du soleil, du vent, de la chaleur de la terre, de la croissance des plantes ou des forces des vagues, des courants ou des marées, les sources d'énergie renouvelables ne produisent quasiment aucun déchet et aucune émission polluante. Ils sont les principaux atouts dans la lutte contre le réchauffement climatique, l'effet de serre et l'émission de dioxyde de carbone dans l'atmosphère.

On a vu durant ses dernières années une évolution de l'industrie de production électrique grâce à l'apparition de fermes de production décentralisée (grande ou petite) et cela a un impact autant positif que négatif sur nos réseaux, l'intégration de ces dernières aides à renforcer le réseau au niveau de la distribution (basses tensions) et participe au réglage de la tension et de la fréquence, mais fragilise et nuit à la stabilité de notre réseau.

Dans ce chapitre, nous allons présenter différentes productions existantes et utilisées de nos jours dans le monde, et des différents impacts qu'on rencontre lors de l'intégrations des nouvelles énergies dites renouvelables aux réseaux.

II.2 La Production

La production d'énergie électrique a pour objectif de couvrir les besoins en énergie électrique d'un pays ou d'un territoire géographique, défini par transformation d'une énergie primaire en énergie électrique. Les groupes de production peuvent être classés en deux catégories, la production dite centralisée et celle dite décentralisée. Les sous-sections suivantes présentent les caractéristiques de ces deux types de production.

II.2.1 La production centralisée

Les productions dites centralisées sont généralement des installations de grande taille unitaire, raccordées au niveau du réseau de transport. De plus, elles disposent d'une commande centralisée leur permettant de participer à la sûreté du système électrique. Les technologies les plus largement utilisées sont les groupes thermiques à flamme, les groupes nucléaires et les grands groupes hydrauliques. La localisation de ces moyens de production est fonction de la disponibilité de l'énergie

primaire ou de la nécessité d'une source froide pour les centrales à cycle thermodynamique, telles que celle illustrée à la figure II-1.

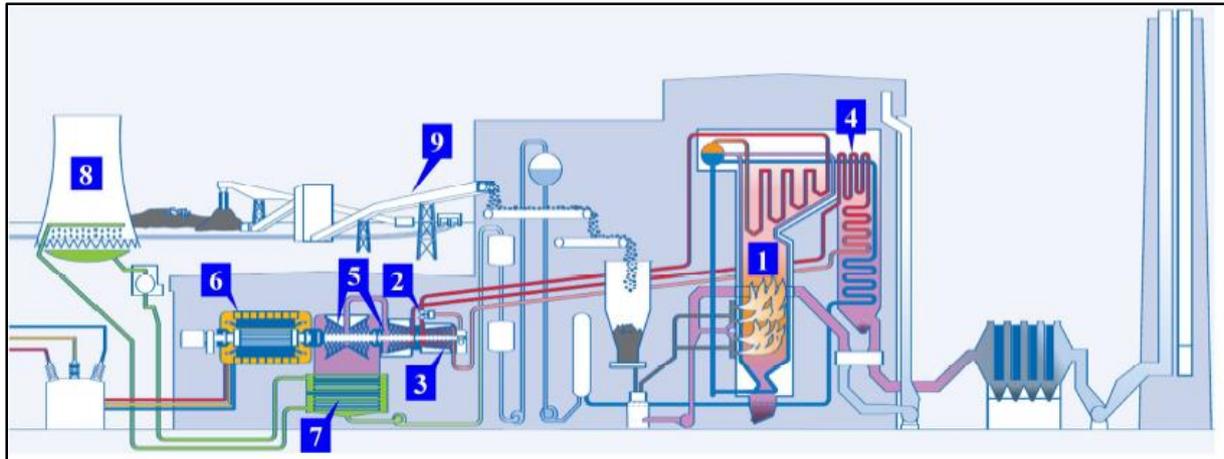


Figure II-1 : Fonctionnement d'une centrale conventionnelle à chaudière. [10]

1) Chaudière, 2) Vanne, 3) Turbine HP, 4) Réchauffeur, 5) Turbines MP et BP, 6) Alternateur, 7) Condenseur, 8) Tour de refroidissement, 9) Charbon.

La figure II.1 illustre le principe de fonctionnement d'une centrale conventionnelle à chaudière. La centrale fonctionne selon le cycle thermodynamique de Rankine. L'eau liquide pressurisée est chauffée dans la chaudière (1) par combustion du charbon. L'eau, ainsi chauffée, est vaporisée et envoyée à la turbine (3) HP (Haute Pression). Le contrôle du débit de vapeur envoyée à la turbine est réalisé par l'intermédiaire d'une vanne (2). La détente de la vapeur dans la turbine permet de fournir de l'énergie mécanique. La vapeur est ensuite réchauffée (4) et renvoyée aux turbines (5) MP (Moyenne Pression) et BP (Basse Pression). L'énergie mécanique produite par l'ensemble des turbines est transmise à l'alternateur (6) qui génère de l'énergie électrique. Enfin, grâce au condenseur (7) et à la source froide (8), la vapeur se condense afin d'être réinjectée dans la chaudière.

II.2.2 Energie primaire fossile

Ce sont des énergies non renouvelables à base de charbon, gaz, pétrole. Parmi elle on peut distinguer : La thermique à flamme, basé sur des turbines ou micro turbines à vapeur ; les turbines à gaz et cycles combinés de cogénération ou tri génération ; les moteurs atmosphériques, diesel, etc. Le modèle de la turbine utilisant la thermique à flamme est identique à celui de la production centralisée.

II.2.2.1 Centrales thermiques

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

II.2.2.2 Central thermique à flamme

Dans les centrales thermiques à flamme, de l'énergie fossile est convertie en énergie électrique. Les différents types d'énergie fossile utilisés sont : le pétrole, le gaz et le charbon. Elles font partie

des moyens de production d'énergie polluantes. Elles rejettent dans l'atmosphère énormément de gaz à effet de serre (principalement du dioxyde de carbone CO_2) et elles sont responsables des pluies acides et de la pollution de l'air.

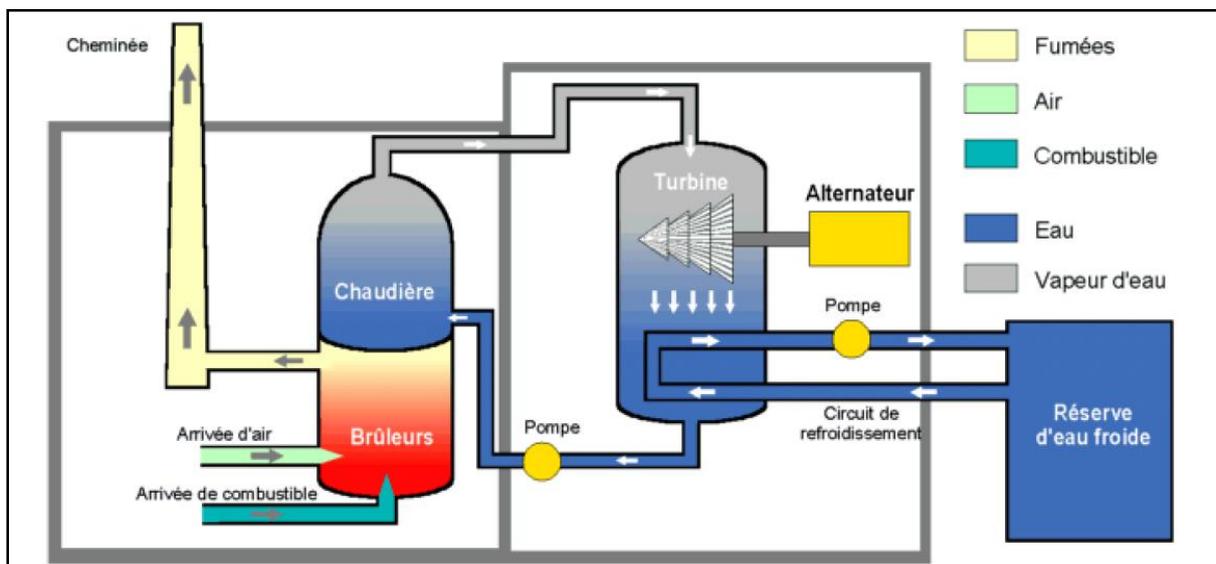


Figure II-2 : Schéma d'une centrale thermique à flamme.[10]

II.2.2.3 Les centrales thermiques nucléaires

Dans les centrales nucléaires, de l'énergie fossile est convertie en énergie électrique. Les différents types d'énergie fossile utilisée sont l'uranium et le plutonium. Elles ne rejettent pas de gaz à effet de serre. Elles produisent des déchets radioactifs. Le stockage des déchets radioactifs pose un grave problème pour l'environnement.

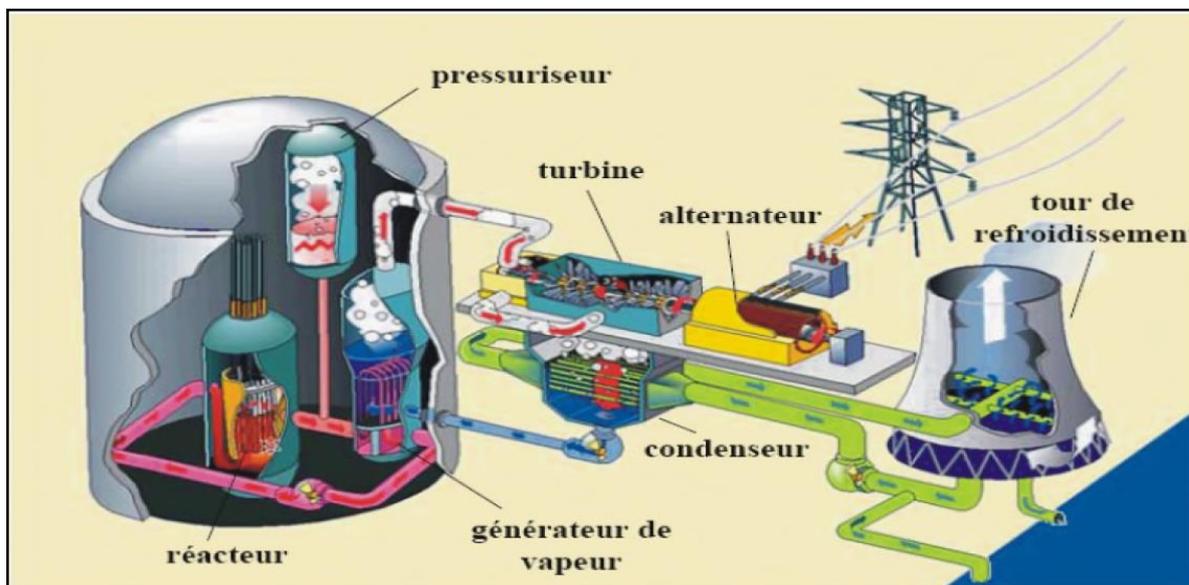


Figure II-3 : Schéma d'une centrale Nucléaire.[9]

II.2.2.4 Centrale diesel

Les centrales électriques diesel (nommées également groupes électrogènes) sont équipées d'un moteur diesel et d'un alternateur. Opérant en compagnie en tant qu'unités de production d'électricité, elles constituent un choix idéal sur les sites de production éloignés ou pour assurer l'alimentation de secours de grandes banques, d'hôpitaux, d'aéroports ou de villes entières. Certains pays et états insulaires produisent la majorité de leur électricité avec des centrales électriques diesel. [18]

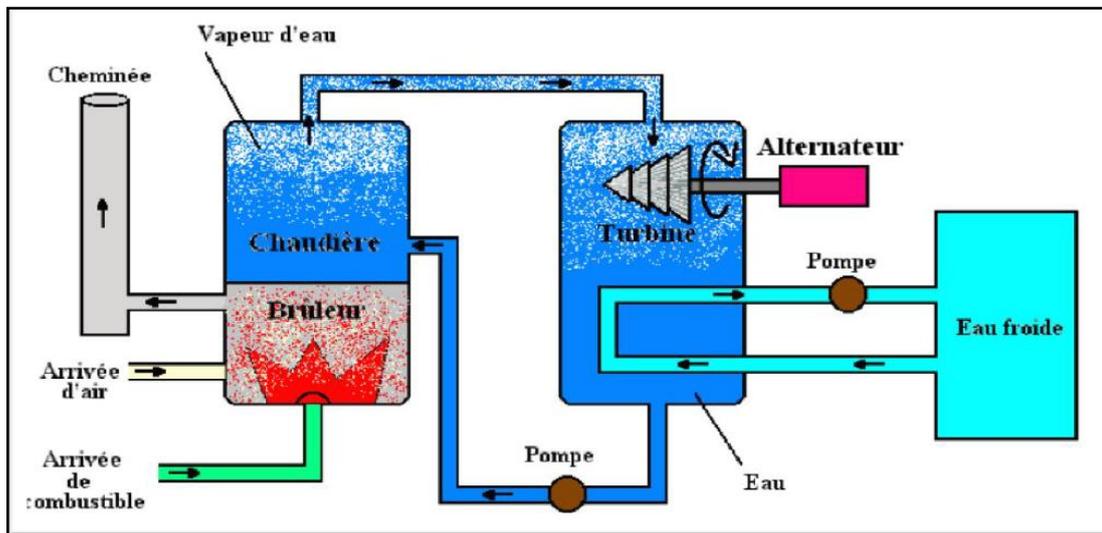


Figure II-4 : Une centrale Diesel. [10]

II.3 Définition des énergies renouvelables

Une énergie renouvelable est une source d'énergie qui se renouvelle assez rapidement pour être considérée comme inépuisable à l'échelle de l'homme. Les énergies renouvelables sont issues de phénomènes naturels réguliers ou constants provoqués par les astres, principalement le Soleil (photovoltaïque), le vent (éolien), mais aussi la Lune (marée) et la Terre (énergie géothermique).

II.4 Définition des productions décentralisées

La production décentralisée ou dispersée se définit par opposition à la production classique, par unités de grosses puissances raccordées au réseau HT, dont la localisation et la puissance ont fait l'objet d'une planification, et qui sont commandées de manière centralisée pour participer au contrôle de la fréquence et de la tension, et assurer un fonctionnement fiable et économique de l'ensemble du réseau. Ces unités centralisées sont dites « dispatchables ». Par rapport aux unités classiques, les unités décentralisées sont caractérisées par des puissances ne dépassant pas 50 à 100 MW, ne sont pas planifiées de manière centralisée, ni actuellement coordonnées, elles sont généralement raccordées au réseau de distribution et ne sont pas non plus actuellement destinées à assurer des services systèmes.

La production décentralisée a donc inévitablement un impact plus ou moins important sur les réseaux aux plans suivants : topologie ou conception, dimensionnement, gestion prévisionnelle, exploitation en temps réel.

II.5 Intérêt de la production décentralisée

Les systèmes de production décentralisée peuvent se caractériser par le type de générateur ou d'interfaces utilisés. On distingue ainsi les catégories suivantes :

II.5.1 Systèmes à alternateurs classiques (machine synchrone)

Ces systèmes sont dits classiques en raison de l'utilisation de générateurs synchrones comme dans les centrales thermiques à combustible fossile ou nucléaire, et dans les centrales hydrauliques.

- Turbine à gaz à cycle simple - Solaire à bac parabolique et tour - Diesel - Energie géothermique - Biomasse - Turbine à gaz à cycle combiné - vent.

II.5.2 Systèmes à générateurs asynchrones

- Solaire réflecteur-moteur (à miroirs paraboliques et moteurs à cycle Stirling et Brayton) - Houle - Vent.

II.5.3 Systèmes à interface avec convertisseur électronique

- Stockage par bobine supraconductrice et Piles à combustible - Stockage par batterie - Photovoltaïque - Vent (avec générateur synchrone ou asynchrone). [16], [19]

II.6 Les différentes ressources renouvelables

De nouvelles ressources associées à des technologies performantes et fiables sont indispensables pour tenter de maintenir le niveau de la production énergétique mondiale.

On parle des énergies issues du soleil, du vent, de la chaleur de la terre, de l'eau ou encore de la biomasse. A la différence des énergies fossiles, les énergies renouvelables sont des énergies à ressources illimitées qui regroupent un certain nombre de techniques et de filières technologiques selon la source d'énergie valorisée et l'énergie utile obtenue.

II.6.1 Energie solaire

La première énergie disponible en grande quantité sur la surface terrestre est l'énergie solaire, caractérisée par l'ensoleillement qui donne l'énergie fournie par le soleil par unité de surface sur une période donnée, en J/m^2 , et par l'irradiation solaire qui correspond à la puissance à un instant donné, en W/m^2 .

L'éclairement moyen en dehors de l'atmosphère (en considérant une activité solaire constante) est proche de $1335W/m^2$. Au niveau de la mer, le pique de l'éclairement est proche de $1kW/m^2$ ce qui donne sur 24h une moyenne de $0.2kW/m^2$ pour l'ensemble de la surface de la planète. Comme cet éclairement est relativement faible de grandes surfaces sont nécessaires pour produire beaucoup d'énergie.

Il serait logique de dire que cet éclairement varie selon les régions, avec les saisons (la couverture nuageuse réduit fortement l'éclairement réel, et provoque de forte variation d'intensité lumineuse), les heures et selon la hauteur du soleil dans le ciel. Beaucoup d'endroits n'éprouvent pas des coupures brutales d'ensoleillement.

II.6.1.1 Système photovoltaïque

Un module photovoltaïque est un assemblage de plusieurs cellules photovoltaïques associées en série et/ou en parallèle, qui produisent de l'électricité sous l'effet de la lumière.

Les cellules photovoltaïques sont des composants optoélectroniques qui transforment directement la lumière solaire en électricité par processus « effet photovoltaïque ». Elles sont réalisées à l'aide de matériaux semi-conducteur. Le but de la structure photovoltaïque, c'est de créer un champ électrique interne.



Figure II-5 : Panneau solaire monocristallin et poly cristallin. [20]

II.6.1.2 Systèmes solaires thermiques

Les systèmes thermo-solaires consistent le plus souvent à focaliser les rayons solaires pour produire des températures élevées afin d'obtenir un bon rendement pour les machines thermique (selon le principe de Carnot). Les deux types principaux de générateurs fournissant une forte puissance et sont basés sur le rayonnement directe (ou indirecte) du soleil. Cette technologie ne peut convenir sous les climats où le ciel est très souvent couvert de nuages. [21], [22]

II.6.2 Géothermie

II.6.2.1 Définition

La géothermie consiste à exploiter le flux de chaleur de la croûte terrestre et dans les couches superficielles de la terre.

L'énergie géothermique est fournie par la chaleur interne de la terre, produite pour l'essentiel par la radioactivité naturelle des roches constitutive de la croûte terrestre et ; pour une faible part, par les échanges thermiques avec les zones internes de la terre.

On distingue trois types de géothermie :

- La géothermie peu profonde à très basse température (inférieure à 50°C) ;
- La géothermie profonde (jusqu'à 2000 m) à basse énergie (50 à 100°C), moyenne (100 à 150°C) ou haute énergie (contexte volcanique, supérieure à 150°C) ;

- La géothermie très profonde (de 5000 à 10000 m) à très haute température (jusqu'à 300°C).

II.6.2.2 Principe de fonctionnement

A mesure que l'on s'enfonce sous terre, la température augmente d'environ 3.3°C tous les 100 m. Cette chaleur se propage vers la surface et chauffe des nappes d'eau située de quelques centaines à environ 3000 m de profondeur.

La chaleur de ces nappes d'eau, appelées gisements géothermiques, peut être exploitée pour produire, suivant la température de l'eau, du chauffage ou de l'électricité. Le système d'exploitation se compose de deux puits : un puits par lequel l'eau de la nappe est pompée et un autre par lequel l'eau est réinjectée dans la nappe, après que la chaleur en soit retirée au moyen d'un échangeur.

II.6.3 Energie des marées

L'énergie des marées est une énergie produite en exploitant la différence des niveaux de l'eau entre la marée haute et la marée basse, sous l'influence des champs de gravitation de la lune et du soleil entraînant la montée et la descente des eaux des océans le long des côtes de manière naturelle. La lune étant la plus proche de la terre, et bien que sa masse soit beaucoup plus faible, son effet est éminent sur les marées environ 2.2 fois celle du soleil ; On pourrait donc considérer que l'énergie des marées est principalement d'origine lunaire.

Les usines marémotrices présentées dans la figure utilisent les différences de niveaux de la mer dues aux marées pour produire de l'électricité, selon le même principe que les barrages hydro-électriques.

Une usine marémotrice peut être exploitée suivant 3 méthodes différentes :

- Dans le cycle à simple effet.
- Le cycle à double effet.
- Le cycle de Belidor (cycle mixte).

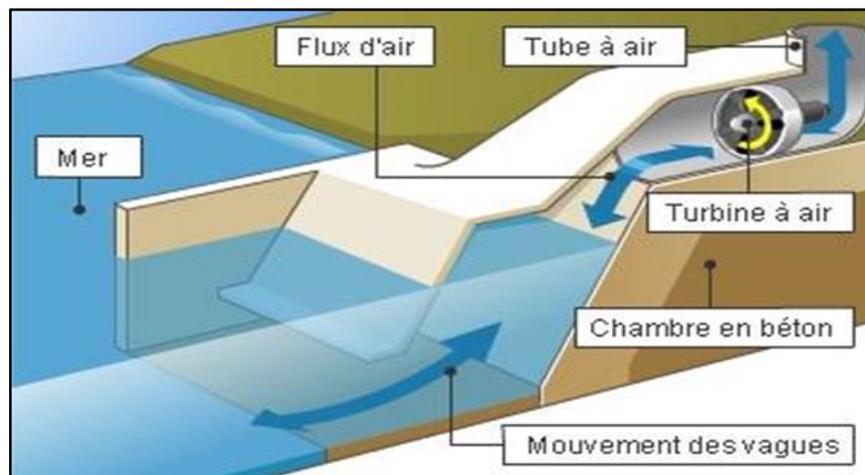


Figure II-6 : Schéma d'une usine marémotrice. [23]

II.6.4 Energie des vagues

Lors du passage du vent au-dessus de la surface de la mer, un transfert d'énergie s'effectue graduellement vers l'eau pour produire des vagues, si bien que l'énergie de ces vagues est indirectement une forme d'énergie solaire. La densité de puissance du vent est située typiquement entre 1.2 et 1.8kW/m².

La conversion de l'énergie des vagues en électricité utilise un dispositif qui intercepte les ondulations et en convertit une proportion tout d'abord en mouvement mécanique, puis en énergie électrique. Cette conversion requiert une structure centrale immobile sur laquelle un élément mobile actif va être soumis aux forces exercées par les vagues, cet élément peut réagir contre la structure, afin de produire une énergie mécanique, tel que la grille de palamis représentée sur la figure (II-7).



Figure II-7 : Grille de palamis. [22]

II.6.5 Energie hydroélectrique

L'énergie hydroélectrique est une forme indirecte de l'énergie solaire. Les rayons solaires incidents provoquent l'évaporation de l'eau de mer, et dans une moindre mesure de certains endroits sur la terre, et la vapeur d'eau produit monte ; au fur et à mesure des montées il y a détente et refroidissement, et éventuellement condensation sous forme de nuages. Il en résulte de la pluie sur les terres à forte altitude. L'eau obtenue a ainsi acquis l'énergie potentielle provenant de ce que le soleil lui a fourni. L'énergie hydroélectrique est donc le résultat de l'extraction d'une partie de ce potentiel, puisque l'eau retourne à la mer.

Un aménagement hydroélectrique se compose d'une prise d'eau ou d'une retenue d'eau, créée par un barrage, et d'une centrale de production électrique, les deux étant reliées par un canal ou une conduite. La partie du cours d'eau entre le barrage et la sortie de la centrale s'appelle le tronçon court-circuité. L'eau accumulée dans les barrages ou dérivées par les prises d'eau, constitue une énergie potentielle disponible pour entrainer en rotation la turbine d'une génératrice. Cette turbine accouplée mécaniquement à un alternateur qui l'entraîne en rotation afin de convertir l'énergie mécanique en énergie électrique.

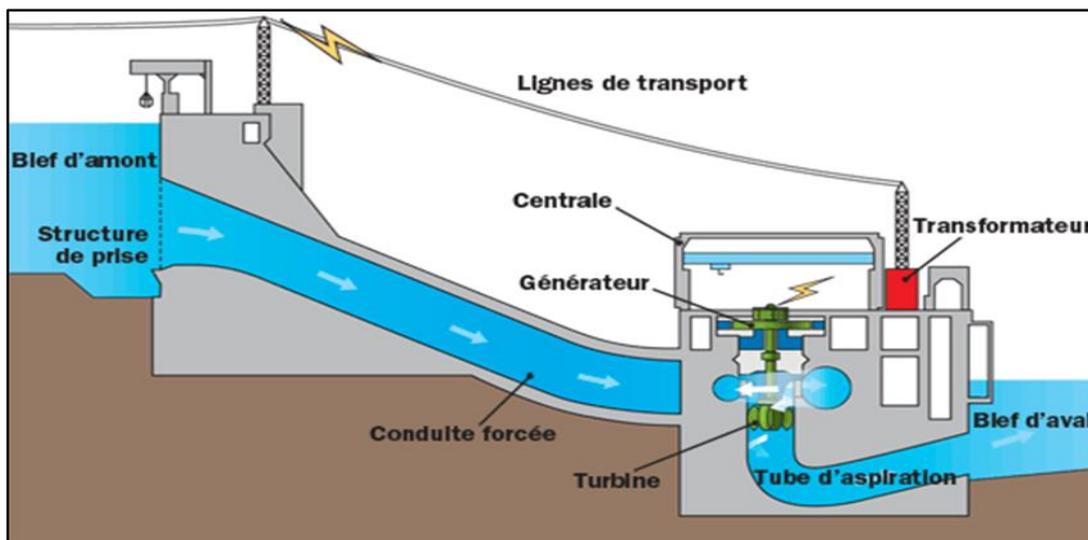


Figure II-8 : Centrale hydroélectrique. [24]

II.6.6 Biomasse

La biomasse est la fraction biodégradable des produits, des déchets et des résidus d'origine biologique provenant de l'agriculture et de l'élevage des animaux, de la pêche et l'aquaculture, ainsi que la fraction biodégradable des déchets industriels et municipaux.

La biomasse peut être utilisée principalement de deux manières :

- Lors de la fermentation des déchets, le gaz méthane peut être capté et utilisé comme source d'énergie ;
- La biomasse elle-même peut être incinérée.

Dans les deux cas, l'énergie thermique peut être utilisée pour produire de l'électricité dans des centrales thermiques. L'intérêt est que le dioxyde de carbone rejeté dans l'atmosphère lors de l'incinération de la biomasse ou le méthane est compensé par celui absorbé par la repousse des plantes qui, entre autres, sont la source principale de biomasse. De cette manière, le bilan carbone peut être proche de zéro.

Il y a trois technologies thermo-chimiques de base pour convertir l'énergie de la biomasse en électricité, le combustible primaire étant la biomasse à l'état solide :

- Par une combustion directe ;
- Par une gazéification ;
- Par une pyrolyse.

II.6.7 Energie éolienne

L'énergie éolienne est une énergie d'origine : 2% de l'énergie solaire est transformée en énergie cinétique des vents. 35% de l'énergie de ces vents sont disponibles dans la couche de 0 à 1km au-dessus de sol. 10% de cette énergie représente environ 7 fois la consommation mondiale d'énergie.

II.6.7.1 Principe de fonctionnement

Une éolienne est une machine qui produit de l'électricité. Le rotor tourne sous l'effet du vent. Dans la nacelle, un alternateur est entraîné par l'arbre principal. La vitesse de rotation du rotor (de 12 à 15 tours/min) doit être augmentée par un multiplicateur de vitesse jusqu'à environ 1500 tours/min, vitesse nécessaire au bon fonctionnement de l'alternateur de 2 paires de pôles. Des composants d'électronique ajustent la fréquence du courant produit par l'éolienne à celle du réseau électrique auquel elle est accordée, tout en permettant au rotor de tourner à vitesse variable en fonction du vent.

Le démarrage d'une éolienne nécessite une vitesse de vent de 10-15 km/h minimum. Les turbines s'arrêtent de tourner pour une vitesse au-delà de 90 km/h.

On distingue quatre catégories d'éoliennes :

- Le grand éolien : puissance > 350 kW ;
- Le moyen éolien : puissance entre 36 kW et 350 kW ;
- Le petit éolien : puissance entre 1 kW et 36 kW ;
- Le très petit éolien : puissance inférieure à 1 kW.

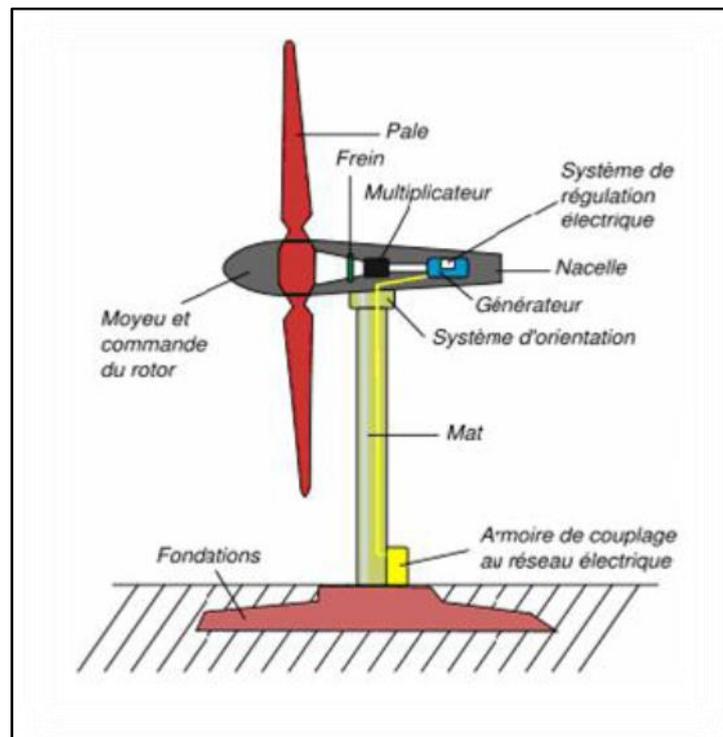


Figure II-9 : Schéma d'une éolienne de type aérogénérateur. [20]

II.7 Intégration des énergies renouvelables au réseau de distribution

II.7.1 Raccordement des éoliennes

L'intégration de grande envergure des parcs éoliens aux réseaux électriques, impose de nouvelles contraintes par rapport à d'autres sources d'énergie, ces contraintes concernent essentiellement le fonctionnement optimal du système électrique national et repose sur les principes suivants :

- La fiabilité du réseau électrique national ;
- La stabilité du réseau ;
- Le maintien de la qualité du service pour les clients raccordés au réseau ;
- La protection de l'équipement du réseau ;
- La sécurité de l'équipement.

II.7.1.1 Eoliennes à vitesse fixe

Ce type d'éoliennes est le premier à être développé, cette technologie est basée sur une machine asynchrone à cage d'écurie directement couplée au réseau comme montré dans la figure. Sa vitesse est fixée par la fréquence du réseau et par le nombre de pôle de la génératrice.

Le couple mécanique produit par la turbine tend à accélérer la vitesse de la génératrice. Cette dernière fonctionne alors en hyper synchrone et génère de la puissance électrique sur le réseau.

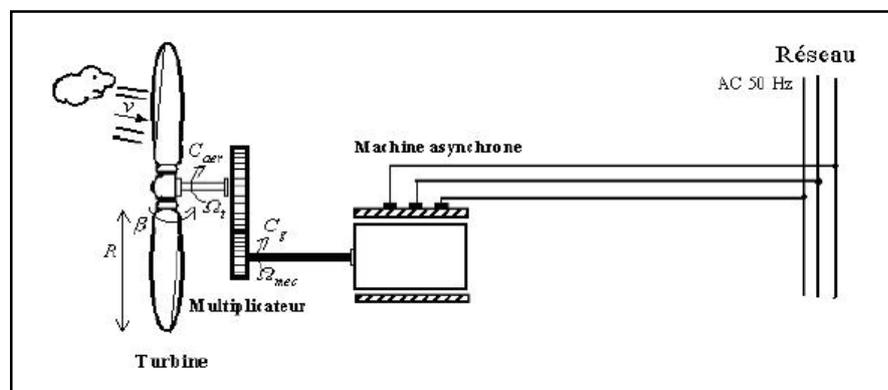


Figure II-10 : Eolienne à vitesse fixe. [25]

On distingue alors deux types d'éolienne à vitesse fixe : éolienne à décrochage aérodynamique et les éoliennes à pales orientables.

II.7.1.2 Eolienne à décrochage aérodynamique (Stall)

Elle génère une puissance électrique variable dont la valeur maximale correspond en général à la puissance nominale de la machine. En dessous de cette valeur, la vitesse fournie croît avec la vitesse du vent. Au-delà, la puissance fournie décroît avec la vitesse du vent.

II.7.1.3 Eolienne à pales orientables

Ce système permet grâce à l'orientation des pales, par une modification aérodynamique, de maintenir constante la puissance de la machine en fonction de la vitesse du vent. Ce qui nous permet d'avoir un fonctionnement au voisinage du synchronisme.

II.7.1.4 Eolienne à vitesse variable

A-Eolienne basé sur la machine asynchrone à double alimentation (MADA)

Pour cette technologie, il faut constamment ajuster la vitesse de la génératrice à celle du vent et cela par une commande sur la turbine. Le convertisseur statique joue le rôle d'une interface électronique de régulation de la fréquence comme montré dans la Figure II-11.

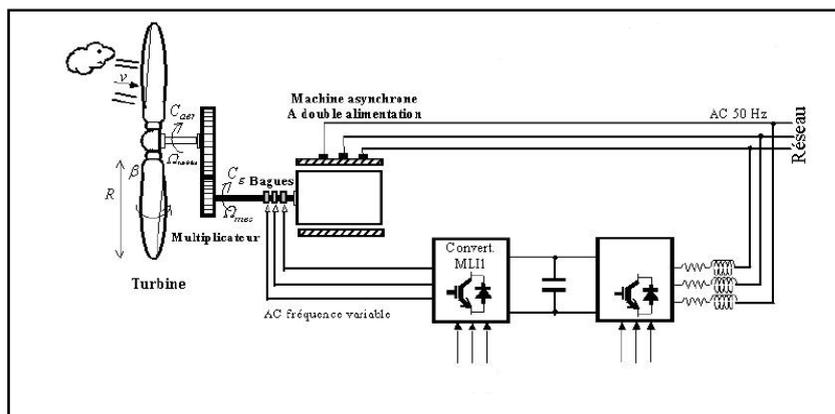


Figure II-11 : Eolienne à vitesse variable basé sur une MADA. [26]

B-Eolienne basé sur une machine synchrone

Cette technologie est basée sur une machine synchrone à grand paire de pôles couplée directement à la turbine, par contre, elle nécessite pour son raccordement au réseau un convertisseur de puissance dimensionné pour la puissance nominale de la génératrice (Figure II-12). [26]

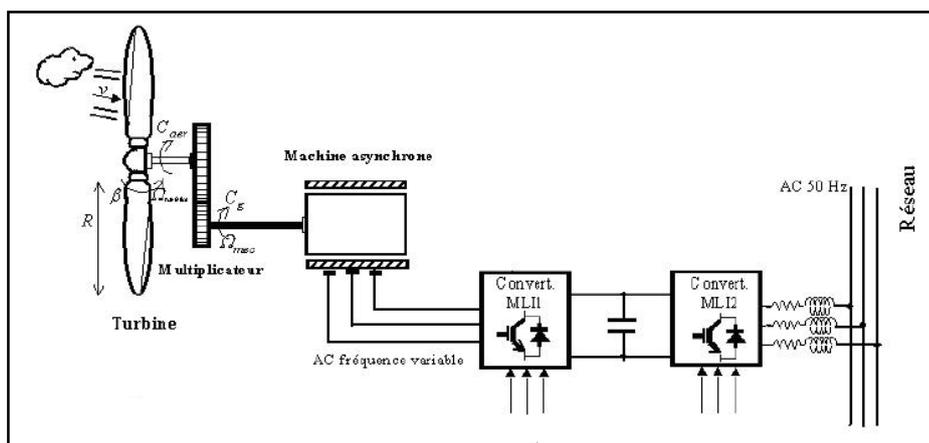


Figure II-12 : Eolienne à vitesse variable sur une machine synchrone. [26]

II.8 Impact de l'intégration des producteurs décentralisés au réseau HTA

II.8.1 Insertion des générateurs d'énergie dispersée

L'insertion des générateurs d'énergie dispersée 'GED' (ou Décentralisés) peut être positive et négative à la fois, il est présenté comme un facteur de renforcement des moyens de production du système, d'autre part, elles apportent également des impacts négatifs à l'échelle du système, en fragilisant notamment dans les situations critiques.

II.8.2 Impact sur le plan de protection

II.8.2.1 Déclenchement intempestif des protections

Bien que la mesure d'isolement fût correcte et qu'aucun appareil défectueux ne soit connecte, il peut se produire des déclenchements intempestifs. Les causes sont multiples et pas toujours évidentes comme montré dans la Figure II-13.

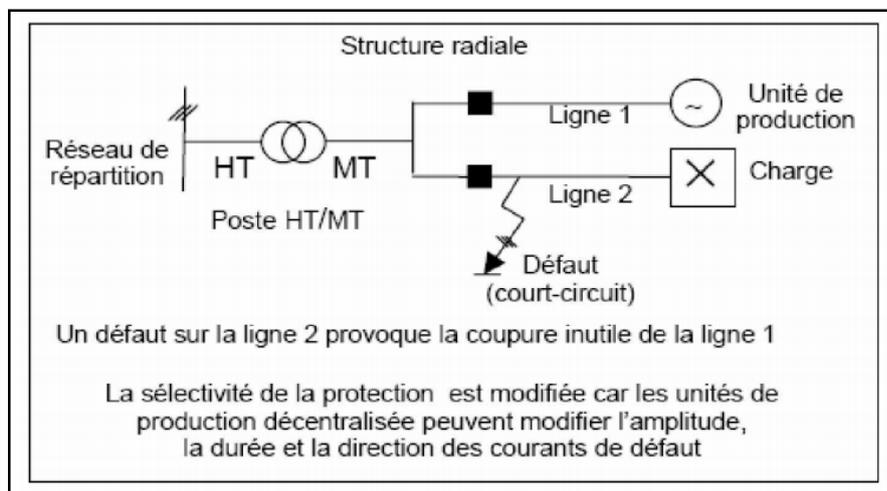


Figure II-13 : Déclenchement intempestif des protections. [25]

II.8.2.2 Aveuglement de la protection du départ en défaut

Lorsque la production décentralisée est loin du poste source HT/MT et qu'un défaut apparaît sur une dérivation proche de la centrale, il peut arriver que l'impédance de la ligne entre le poste source et le défaut devienne très importante devant l'impédance entre la centrale et le défaut ; On observe alors une diminution du courant de défaut injecté au niveau du poste source par rapport au cas où la centrale n'est pas en fonctionnement, comme montré dans la Figure II-14. Il peut donc arriver que la protection au niveau du poste source ne détecte plus dans un premier temps le défaut.

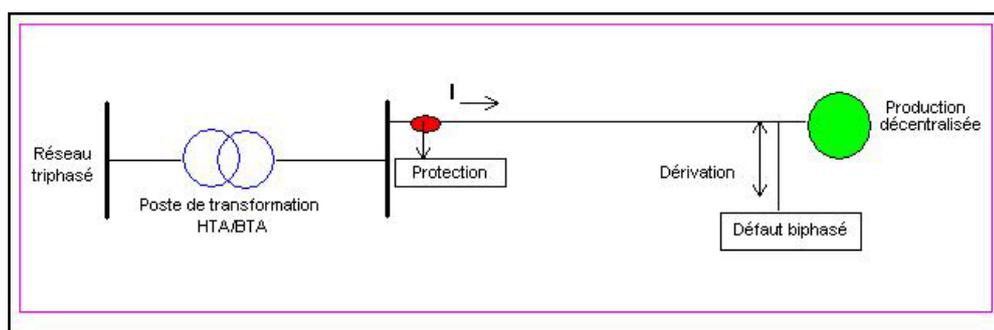


Figure II-14 : aveuglement de la protection du départ en défaut. [27]

II.8.2.3 Courant de court-circuit

L'impact sur le courant de court-circuit est surtout dû aux fermes éoliennes qui suivant la technologie peuvent, en cas de défaut sur le réseau, alimenter et donc accroître le courant de court-circuit circulant dans le réseau. La contrainte ici est de ne dépasser ni les valeurs maximales admissibles pour les différents appareillages de réseaux et les conducteurs ni le pouvoir de coupure

des organes de protection. Chaque appareil de coupure possède un pouvoir de fermeture et un pouvoir de coupure sur défaut, un dépassement des valeurs de dimensionnement de l'appareil de coupure a pour conséquence un risque de non-coupure de l'arc ou de non-fermeture du courant de défaut avec un fort risque de destruction de l'appareillage.

II.8.2.4 Influence sur la sélectivité des protections

La sélectivité des protections peut être affectée par l'introduction d'unités de production décentralisée dans le réseau de distribution dont la structure est de type radial. Pour illustrer cette influence, considérons le schéma de la figure l'alimentation par une sous station du réseau d'une charge par la liaison 2, et la connexion à la sous-station par la liaison 1 d'une unité de production décentralisée. Ces deux liaisons sont chacune protégées par un disjoncteur contre les surintensités comme c'est l'usage.

Dans cet exemple, la protection de la ligne 1 déconnecte inutilement l'unité de production lors d'un défaut sur la ligne 2, car le courant du générateur lors de ce défaut est supérieur au seuil de protection en cas de défaut sur la ligne 2. Les seuils de protection doivent donc être revus pour que seule la ligne en défaut soit déconnectée.

II.8.3 Impact sur la qualité de la tension

L'effet de l'intégration de la GED sur la qualité de l'énergie concerne trois aspects majeurs :

- Creux et variation de tension ;
- Flicker ;
- Harmoniques.

II.8.3.1 Creux et élévation de la tension

Une variation rapide du courant d'une unité GED cause une augmentation ou diminution soudaine du courant de la ligne et donc un effet sur la tension de cette dernière. Par exemple, lorsque le vent commence à souffler, la production d'éoliennes augmente rapidement jusqu'à ce qu'elle atteigne sa valeur nominale. La variation rapide de la sortie d'éolienne change le flux de la puissance dans la ligne et peut occasionner une variation brusque de la puissance qui dépasse une certaine limite supérieure.

A ce stade l'éolienne se déconnecte afin de se protéger contre les surcharges et les forces mécaniques fortes. Cette déconnexion peut provoquer une augmentation du courant et par conséquent une chute de la tension d'alimentation.

II.8.3.2 Flicker

Le terme flicker désigne les variations de tension de courte durée apparaissant dans le réseau électrique et risquant de provoquer le scintillement des ampoules électriques à incandescence. Ce phénomène peut surgir si l'unité de production d'énergie renouvelable est raccordée à un réseau ayant une faible puissance de court-circuit, les variations fréquentes de son énergie primaire causant alors des variations importantes de puissance. Ce phénomène est surtout observé pour les éoliennes à vitesse constante, car il n'existe pas de tampon entre l'énergie mécanique en entrée et l'énergie électrique injectée au réseau.

II.8.3.3 Harmoniques

Les harmoniques de tension et de courant sont toujours présents dans un réseau de distribution. Ils sont essentiellement provoqués par la présence de charges non linéaires et de convertisseurs de puissance. Ces harmoniques provoquent une surchauffe de l'équipement, un fonctionnement défectueux du système de protection, et des interférences dans les circuits de communication. Les dispositifs d'électronique de puissance utilisés pour optimiser la puissance extraite des unités de production d'énergie renouvelable (éoliennes à vitesse variables et panneaux photovoltaïques) présentent l'inconvénient d'être des sources d'harmoniques.

II.8.4 Impact d'intégration des éoliennes sur le plan de tension

II.8.5 Influence des creux de tension sur le système éolien

Plus le creux de tension appliqué est important, plus la tension du bus continu est oscillatoire et d'amplitude importante, donc la diminution de puissance générée en régime établie subit une progression linéaire en fonction de la profondeur du creux de tension.

II.8.6 Influence des éoliennes sur le plan de tension

L'insertion des énergies éolienne dans un réseau provoque des variations de tension, qui sont définies par des changements de la valeur efficace de la tension durant une durée de quelques minutes ou plus, les standards internationaux imposent que cette variation ne doit pas dépasser plus ou moins 5% de la tension nominale dans le réseau.

Deux Flicker (variations de la tension de courte durée apparaissant dans le réseau électrique) ont été identifiés pour détecter les variations de tension :

- Flicker en fonctionnement continu ;
- Flicker lors d'un basculement d'une zone de fonctionnement à une autre.

II.9 Impact sur le sens du transit de puissance

Les réseaux sont dimensionnés pour recevoir les flux d'énergies du réseau de transport vers la distribution. L'insertion de GED dans les niveaux de tensions autres que la congestion des lignes peut créer une injection de puissance dans le sens contraire, c'est-à-dire de la distribution vers le transport. Les équipements, notamment les protections doivent alors être bidirectionnelles, créent des problèmes liés à des limites de la capacité de transfert d'énergies à plus long terme, lorsque le taux de pénétration de GED augmentera, la modification du sens de transit de la puissance pourra éventuellement provoquer des congestions locales (Figure II-15).

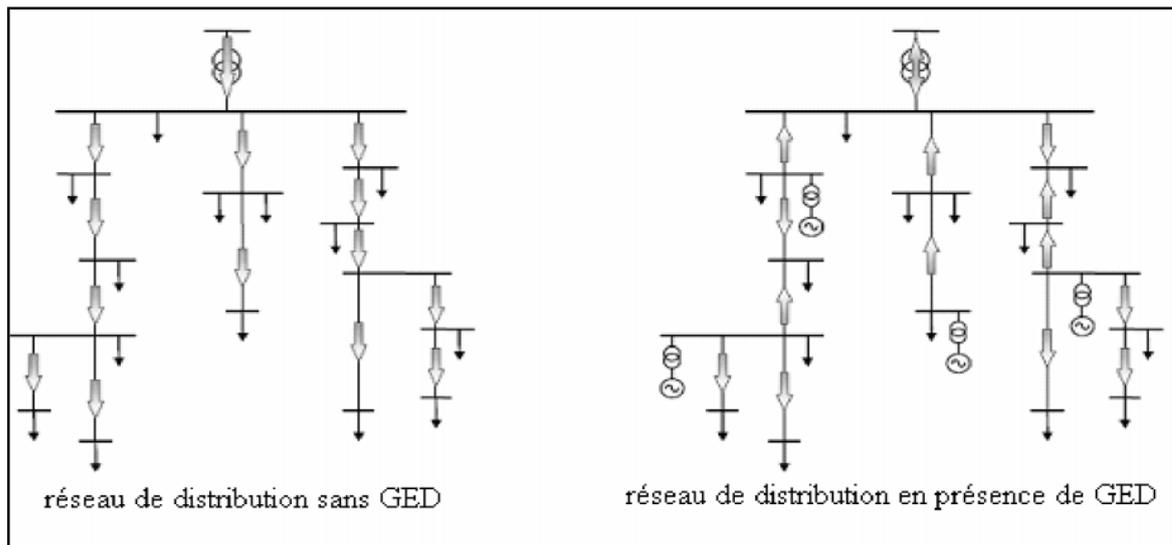


Figure II-15 : Sens de transit de puissance dans le réseau de distribution avant et après l'insertion des GED. [25]

II.10 Impact sur la stabilité du système

Pour garantir la stabilité des réseaux électriques, un ensemble de moyens est mis en œuvre afin de maintenir les grandeurs, fréquence, tension, proches de leurs valeurs nominales sur l'ensemble du réseau. Une instabilité généralisée du réseau peut conduire à des dégâts matériels et ou à la mise hors tension d'une partie ou de l'ensemble du réseau.

Les génératrices de la production décentralisée peuvent être de types synchrone ou asynchrone, l'insertion de générateur synchrone dans le réseau va changer le temps critique d'éliminations de défaut (correspondant à la durée maximale d'une perturbation à laquelle le système peut résister sans perte de stabilité). Ceci influencera directement la limite de la stabilité dynamique du système. [25]

II.10.1 Impact sur la qualité de service

Les GED de type asynchrone consomment de la puissance réactive afin de magnétiser leur circuit magnétique. Lors de la connexion au réseau, elles appellent un courant fort, ce qui contribue au creux de tension (en profondeur).

D'ailleurs, la présence d'interfaces d'électronique de puissance peut faire augmenter le taux des harmoniques qui nuisent gravement à la qualité de service fournie.

II.10.2 Impact sur l'observabilité et la contrôlabilité du système

Les GED, notamment celles à type énergie nouvelle et renouvelable, sont caractérisées par l'intermittence des sources primaires. Cela sera difficile pour l'opérateur d'estimer la puissance de sortie de ces producteurs, donc la puissance fournie du système.

II.10.3 Impact sur la continuité de service

Pour la même raison concernant la caractéristique d'intermittence, l'indisponibilité des GED lors que le système les sollicite peut occasionner la rupture d'électricité par manque de puissance.

II.10.4 Découplage des sources auto-productrices

Supposant à présent que le système de protection de réseau fonctionne parfaitement, encore faut-il que celui de l'installation auto productrice la découple lors de l'ouverture d'un disjoncteur de réseau situé en amont. Si les petits moteurs ralentissent rapidement après l'ouverture d'un départ, les générateurs conservent eux plus longtemps leur vitesse. La mise hors tension d'un réseau comportant des générateurs n'est donc plus assurée par l'ouverture d'un disjoncteur.

La tension peut en effet subsister pendant plusieurs secondes, voire les avantages c'est un équilibre qui s'établit entre les puissances disponible et consommée. Nous dirons alors qu'il y a 'îlotage'.

Même s'il s'avère peu probable que de telles conditions d'équilibre soient remplies, la possibilité d'une telle situation est inacceptable pour l'exploitant de réseau, pour des raisons de sécurité. L'apparition intempestive d'une tension sur le réseau, due au démarrage d'une génératrice, elle est évidemment aussi à proscrire absolument. Le personnel technique doit en effet pouvoir intervenir au moment choisi et sans danger, après un ordre de mise hors tension du réseau. C'est le maintien de la sécurité qui conduit aux exigences les plus sévères en matière de dispositifs de couplage des autos productrices.

Ainsi, afin de permettre les travaux sur le réseau, l'installation de production doit pouvoir en être séparée par un dispositif de coupure de sécurité visible, verrouillable et accessible en permanence au gestionnaire de réseau. Si la tension n'est plus normale, la source autonome doit pouvoir être déconnectée automatiquement du réseau. Il existe trois filières permettant d'assurer ce découplage : la télécommande, la protection fréquentielle et la connexion au réseau via un redresseur-onduleur piloté par le réseau.

II.11 Effet sur la fréquence du réseau

Le réglage primaire de la fréquence est basé sur le constat qu'un déséquilibre entre la production et la consommation induit une variation de fréquence due à la variation de la vitesse des groupes' alternateurs classiques. Le réglage primaire de fréquence est réalisé automatiquement au niveau des groupes de production. TI assure une correction rapide en quelques secondes. Ce réglage suit une relation linéaire entre la fréquence imposée par la vitesse des groupes tournants et la puissance. Dans le cadre des réseaux interconnectés, dans (UCTE) qui est l'organe chargé de coordonner l'exploitation et le développement du réseau de transport d'électricité européen interconnecté par exemple, l'adaptation rapide de la production à la consommation faite par le réglage primaire engendre un écart de fréquence, de plus comme la fréquence est commune dans les pays de l'UCTE, ce réglage primaire provoque des variations de transit entre pays, pour éviter les aléas tels que (la perte de groupe de production). Le rôle du réglage secondaire est alors en quelques minutes (15 minutes en UCTE) de ramener la fréquence à sa valeur nominale et de ramener les échanges entre partenaires à leurs valeurs contractuelles. Cependant, tant que le taux de pénétration de l'éolien reste faible, cette influence peut être considérée comme négligeable.

II.11.1 Contraintes de raccordement des éoliennes

La participation au réglage de la fréquence n'est pas exigée pour des installations de production mettant en œuvre de l'énergie fatale telles que les fermes éoliennes. Il est néanmoins intéressant de noter les contraintes imposées aux autres installations :

- Les installations d'une puissance supérieure ou égale à 40MW doivent participer au réglage primaire de fréquence ;
- Les installations d'une puissance supérieure ou égale à 120MW doivent participer au réglage secondaire de fréquence.

Le fait de ne pas participer au réglage de fréquence limitera à terme le taux de pénétration de l'éolien, car ce réglage est reporté sur les groupes traditionnels. En cas de forte pénétration de l'éolien, les exigences en termes de participation au réglage de fréquence de l'éolien pourraient donc évoluer. Le problème étant évidemment l'existence d'une réserve primaire associée à l'éolien.

Il en est de même pour le fonctionnement en réseau séparé et pour la participation à la reconstitution du réseau qui ne sont actuellement pas exigées pour les fermes éoliennes.

II.11.2 Impact sur la tenue de fréquence

La fréquence doit impérativement être maintenue dans les limites contractuelles. Les principaux problèmes apparaissant en cas d'excursion non maîtrisée de la fréquence sont les suivants :

- Rupture de synchronisme des alternateurs pouvant entraîner la perte de groupes en cascade.
- Limite de fonctionnement des auxiliaires de centrales.
- En cas de baisse de fréquence : saturation des circuits magnétiques de transformateurs ou compensateurs bobinés d'énergie réactive entraînant un fonctionnement dégradé et des pertes fer.

II.11.3 Le synchronisme

C'est le fonctionnement à la même fréquence de toutes les centrales interconnectées autour de 50 Hz. Pour comprendre, cela revient à dire que toutes les centrales connectées doivent fonctionner à la même fréquence.

Les pays d'Europe se sont réunis en zones synchrones, c'est-à-dire où la fréquence du réseau est identique. La tension alternative à la même fréquence en Bulgarie, au Danemark, au Portugal, en France et dans le Maghreb. Chacun de ces pays peut donc secourir instantanément un autre pays en cas d'incident (panne de centrale...), et au quotidien partager les moyens de production disponibles. Cela rend le réseau plus robuste et l'électricité moins chère.

II.11.4 Le lien synchronisant

Le lien synchronisant est l'ensemble des mailles du réseau qui relient entre eux les alternateurs des centrales électriques en leur permettant de rester synchrones. Le lien synchronisant est assimilable à un élastique. Plus l'élastique est rigide, meilleur est le lien synchronisant.

Le lien synchronisant d'une centrale dépend de la longueur et du nombre des lignes électriques reliant cette centrale aux autres. Plus cette centrale est proche des autres, plus les lignes sont courtes, meilleur est le lien synchronisant. A l'inverse, plus cette centrale est éloignée des autres, plus les lignes sont longues, moins le lien synchronisant est bon.

II.11.4.1 Optimisation des liens synchronisant

- On pourrait augmenter le nombre de lignes en parallèle, ce qui améliore le lien synchronisant. C'est comme si l'on rapprochait la centrale du reste du réseau. Enfin, plus la puissance transportée est importante, plus le lien synchronisant doit être fort pour éviter la perte du synchronisme.
- Le lien synchronisant peut-être améliorer légèrement en modifiant les lignes existantes, et plus fortement en construisant des lignes supplémentaires pour augmenter le maillage du réseau. L'utilisation de technologies comme les condensateurs en série ont également un impact positif sur le lien synchronisant.

II.11.5 La rupture de synchronisme

C'est le fait qu'une centrale ou un groupe de centrales fonctionne durablement (quelques secondes) à une fréquence différente des autres centrales interconnectées sur le même réseau. Cela se produit dans certaines situations, comme par exemple à la suite d'un court-circuit.

Ce dernier provoque des perturbations violentes, ressenties plus ou moins fortement par les alternateurs des centrales électriques en fonction de leur éloignement du lieu du court-circuit. En général, les perturbations sont rapidement éliminées par les dispositifs de protection installés sur le réseau. Mais pour les centrales situées à proximité du lieu du court-circuit, ce dernier induit une accélération temporaire de la vitesse de rotation des alternateurs et donc de la fréquence locale du réseau.

En général, les alternateurs qui subissent des oscillations se désynchronisent légèrement du reste du réseau avant de se resynchroniser sur la fréquence générale du réseau. Si le lien électrique (lignes du réseau) entre le groupe subissant la perturbation et le reste du réseau n'est pas assez puissant et si, malgré l'action des dispositifs de régulation de la centrale, les alternateurs ne parviennent pas à se recalculer sur la fréquence du réseau général, alors il y a rupture de synchronisme.

Cela revient à dire que si l'une des centrales interconnectées accélère ou ralentit sa fréquence de manière importante, elle dérègle l'équilibre du réseau. C'est la perte de synchronisme.

II.11.6 Les conséquences de la rupture de synchronisme

La tension observée en certains points du réseau se met à osciller (clignotement des ampoules chez le consommateur, vibrations et échauffements des moteurs industriels et dans les appareils domestiques pouvant aller jusqu'à l'arrêt...). Dans les centrales, des contraintes mécaniques apparaissent sur les matériels, notamment des contraintes vibratoires et de torsion des arbres des machines, qui peuvent détériorer les matériels.

Si le phénomène se prolonge, des automatismes installés sur le réseau réagissent et découpent le réseau suivant des zones prédéfinies de manière à isoler la zone en rupture de synchronisme. Cela

évite la propagation du phénomène ainsi que la détérioration des groupes turboalternateurs des centrales.

Si le déséquilibre entre production et consommation dans la zone découpée est trop important, il y a un risque que les groupes de production se déconnectent du réseau, ce qui entraîne la mise hors tension de la zone (« blackout » localisé de la zone).

II.11.7 La prévention et les remèdes

II.11.7.1 La prévention

Pour bénéficier de marges de stabilité considérées comme suffisantes, il est nécessaire de disposer de trois types d'outils. Il convient d'abord que les systèmes de régulation de tension et de vitesse soient opérationnels et correctement réglés, capables de maintenir la stabilité des groupes lors des sollicitations. Il faut ensuite avoir conçu un plan de protection du réseau suffisamment performant pour ne pas solliciter, par des éliminations trop tardives de court-circuit, les dispositifs de régulation de tension et de vitesse des groupes au-delà de leurs possibilités. Il est enfin indispensable d'exploiter le système électrique de manière à ne jamais se trouver dans une topologie propice au développement du phénomène. Ceci est assuré par l'application de la règle du « N-k » au niveau de la préparation de l'exploitation et de la conduite du système : dans le domaine de la stabilité, cette règle consiste à s'assurer que le système reste stable sur perte d'ouvrage liée à un défaut correctement éliminé par le système de protection.

II.11.7.2 Les parades ultimes

Lorsque le synchronisme entre les groupes de production est perdu, le principe de défense consiste à découper tout ou partie du réseau de manière automatique, de façon à séparer rapidement du réseau général restant sain la région ou le groupe de régions électriques siège d'une rupture de synchronisme (cas de l'Italie lors de la panne de septembre 2003).

Comme cette action de découpage automatique conduit en général à rompre localement l'équilibre entre production et consommation, des actions automatiques, par les relais de délestage fréquence métrique de la charge, peuvent être nécessaires pour rétablir l'équilibre dans les zones déficitaires.

Après découpage, si, sur une zone donnée, le retour à un régime stable ne peut être obtenu, les groupes thermiques s'ilotent automatiquement sur leurs auxiliaires de façon à être en mesure de procéder à la reprise de service plus rapidement. Le principe de base est, d'une part, de ne pas les découpler trop tôt pour laisser le temps au système de se stabiliser par l'action des régulations, d'autre part, de ne pas les découpler trop tard afin de ne pas solliciter les ouvrages au-delà de leurs limites de dimensionnement, ce qui suppose une parfaite coordination des dispositifs de protection côté groupes et côté réseau.

II.12 Conclusion

Dans ce chapitre intitulé production d'énergie renouvelables et perturbation des réseaux électriques, on a vu les différentes sources d'énergie renouvelable utilisé de nos jours pour la production d'énergie électrique, et on a constaté les différents impacts que ces énergies nouvelles ont sur un réseau électrique classique, on en conclue que :

Les énergies renouvelables sont des énergies catégorisées saine pour l'environnement pour leurs aspect naturel et inépuisable, mais à cause de certain facteur (notamment leurs coût) elles ne sont pas encore accessibles pour un taux de production aussi élevé que les centrales classiques et ne peuvent donc pas satisfaire la demande publique à elles seules. Cependant elles sont directement intégrées au niveau de la distribution pour aider à garder l'équilibre en cas de forte demande de consommation et participer au réglage de la tension du réseau.

L'intégration des productions décentralisées impact autant dans la protection, que la planification d'un réseaux électriques classiques, donc des normes ont été mise en place qui encadre le raccordement de ces productions afin d'assurer l'équilibre et la stabilité du réseau et avoir un fonctionnement nominal, des normes qui diffèrent de pays en pays ou de région en région.

L'énergie éolienne est l'énergie qui influe le plus sur la fréquence dû à son fonctionnement en turbine et l'impossibilité de prévoir la force ni la vitesse du vent en avance et donc de prévoir la quantité d'énergie pouvant être produite, ce qui fait que de nouveaux prototypes d'éoliennes ont vu le jour pour compenser cet aspect imprévisible et pour contrôler cette production.

Chapitre III :

Equilibre production-

consommation et

réglage de la fréquence

III. Equilibre production-consommation et réglage de la fréquence

III.1 Introduction

Comme précédemment cité un système électrique est un ensemble composé d'unités de production, d'unités de consommations, de réseaux et de centres de contrôle. Pour un fonctionnement de ce système le maintien d'un équilibre entre l'offre et la demande est obligatoire, pour cela le service RTE garant de la sûreté du système électrique se doit de veiller à la disponibilité des services systèmes.

Ces derniers réalisent à l'aide du réglage de la fréquence et de la tension qui est effectué par les producteurs qui mettent à disposition les capacités de régulation de leurs installations de production.

Le contrôle de la puissance active des groupes de production est étroitement lié au réglage de la fréquence, et d'autre part la stabilité de la fréquence est assurée par l'équilibre entre la production et la consommation de puissance active. En conséquence une variation de charge ou de production a pour effet de modifier la fréquence du système [17]. Une augmentation de la fréquence signifie que le bilan production consommation est excédentaire, une diminution de ce même bilan est déficitaire.

Le maintien de cet équilibre et le maintien d'une valeur satisfaisante de la fréquence nécessitent d'adapter en permanence le niveau de la production à celui de la demande et cela en considérant l'évolution de la charge et aux divers aléas rencontrés en exploitation.

La participation aux réglages de la fréquence nécessite donc une adaptation à la production pour cela il faut disposer de réserve de puissance mobilisable ou par l'action d'opérateurs ou adjonction de stockage.

Dans ce chapitre nous allons aborder l'équilibre la production, consommation et le réglage de la fréquence.

III.2 La consommation

La consommation électrique correspond à un appel de puissance sur le réseau pour une période de temps déterminée.

La prévision de la consommation est nécessaire pour l'exploitation du système électrique et généralement, la courbe de consommation d'un territoire est relativement bien caractérisée avec des creux et des pointes au sein d'une journée comme illustré dans la figure III-1.

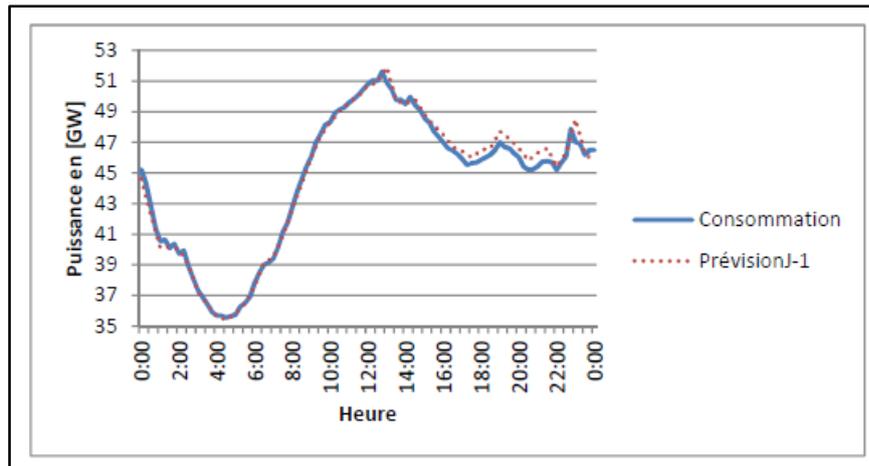


Figure III-1 : Fluctuation de la consommation en « J » et en « J-1 » en France le 18/08/10.

Dans le but de suivre les fluctuations de la consommation et cela à cause du peu de flexibilité de cette dernière, la production doit être contrôlable. Cependant, l’insertion massive des productions à base d’énergie fatale dans certaines zones du réseau peut entraîner une surproduction locale et nécessiter des capacités de transport adéquates. Pour représenter ce phénomène, les creux et les pics de charge seront simulés. Les charges peuvent être modélisées par la représentation à charges agrégées.

$$S_{ch} = P_{ch0} \left(\frac{U}{U_0}\right)^\alpha \left(\frac{f}{f_0}\right)^\gamma + jQ_{ch0} \left(\frac{U}{U_0}\right)^\beta \left(\frac{f}{f_0}\right)^\delta \quad (\text{III-1})$$

S_{ch} : la puissance apparente de la charge.

P_{ch0} et Q_{ch0} : sont respectivement la puissance active et réactive initiale de la charge.

U_0 : la tension initiale.

f_0 : la fréquence initiale.

$\alpha, \beta, \gamma, \delta$: coefficients liés au comportement des charges.

Du point de vue de son impact sur l’équilibre du réseau et sur le transport la prévision de la consommation revêt un caractère stratégique : anticipation de la consommation par les producteurs et les transporteurs et de ses pointes, anticipation des variations de production, anticipation des avaries possible d’un ouvrage et ses conséquence potentielle sur la stabilité du réseau. Dans le but d’assouvir ces exigence mainte outils ont été mis en œuvre : multiplication des outils de prospective à partir de variable quantitatives (répartition de la consommation sur l’année n-1, données météorologiques sur plusieurs année, ...), par des réévaluations fréquentes de l’état du réseau et par la préservation de marges de production et de réseaux de secours.

Cependant même avec ses différent automatismes on ne pouvait exclure les alea liée à la météorologie et a l’activité industrielle, les difficultés de pilotage ou d’ajustement de la production et de la distribution face à la demande fluctuante notamment lors des périodes de pointe sont évoqué de manière récurrente.

La consommation électrique varie au long de l’année, mais aussi au long de la journée. On parle de pic ou de pointe de consommation d’électricité. Ces derniers dépendent des habitudes de

consommation qui sont différentes d'un pays ou d'une région à l'autre et peuvent être schématisées comme suit :

- La pointe journalière peut être expliquée par le retour du travail et la mise en route de nombreux appareils électriques tels que l'éclairage, le chauffage, la télévision, l'ordinateur, la cuisinière, etc. Une autre pointe est observée, moins importante que celle du soir, le matin à l'ouverture des commerces, des bureaux et au démarrage des industries. L'amplitude de cette pointe est différente selon les jours de la semaine. En effet, la consommation est moindre les week-ends car moins d'industries fonctionnent et la plupart des bureaux sont fermés. La durée de cette pointe est plutôt courte, de l'ordre de quelques heures. Elle nécessite néanmoins la plupart du temps le démarrage de moyens de production d'électricité de pointe ayant la capacité de produire rapidement et en masse. Il s'agit des centrales à fioul, des TAC (Turbines À Combustion), des centrales hydrauliques à écluse (si les réserves en eau sont suffisantes) et des STEP (Stations de Transfert d'Énergie par Pompes).
- La pointe saisonnière : Elle est caractérisée par une augmentation importante de la consommation électrique lors de certaine période et cela dépend de la région. En fonction des prévisions météo, on met en route des centrales à charbon et au gaz, dont la production peut mieux être ajustée que celle des centrales nucléaires.

III.3 Paramètres influençant la consommation d'électricité

Les paramètres influençant la consommation d'électricité sont présentés ci-dessous par ordre d'importance : [28]

III.3.1 Météorologie

Les données météorologiques sont les premiers éléments influençant la consommation d'électricité. Ainsi, l'évolution des conditions météorologiques tout au long de l'année est, pour une bonne part, à l'origine des variations cycliques annuelles de la consommation. Pour établir une prévision, chaque entreprise productive d'électricité doit impérativement utiliser en particulier deux grandeurs, fournies par la Météo :

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

III.3.2 Activité économique

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

III.3.3 Horaire légal

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

III.3.4 Evénements exceptionnels

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

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

III.3.5 Effet ramadhan

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

III.4 Adaptations de la consommation à la production

L'adaptation de la consommation à la production se fait dans un intérêt économique ou une nécessité technique. C'est le cas :

- **Exceptionnellement**, à la suite d'un incident conduisant à la perte de moyens de production ou à un fractionnement du réseau ;
- **De manière permanente**, ou tout au moins durable, pour atteindre un meilleur optimum économique global, en déplaçant dans le temps une partie de la consommation (lissage de la courbe de charge), ou si l'évolution de la charge est très supérieure aux moyens de production disponibles.

Dans les deux cas, il faut agir sur la charge pour maintenir la consommation à une valeur égale à la production et la fréquence à une valeur correcte.

III.5 Définition de la fréquence

La fréquence correspond au nombre de cycles que fait le courant alternatif en une seconde. Pour un alternateur, elle correspond au nombre de tours que fait l'arbre de la turbine en une seconde, multiplié par le nombre d'électroaimants placés dans le rotor.

III.6 La stabilité de fréquence

Stabilité de la fréquence d'un système de puissance se définit par la capacité du système de maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale suite à une perturbation sévère menant par conséquent à un important déséquilibre, entre les puissances produite et consommée. Le maintien de la fréquence à une valeur nominale dans un système de puissance est lié à l'équilibre global entre les puissances actives produites et consommées (y compris les pertes). [29]

Autrement dit, suite à certaines perturbations, l'équilibre global des puissances produite-consommée peut-être déséquilibré : ce déséquilibre entraîne une variation de fréquence. L'énergie cinétique stockée dans les pièces tournantes des machines synchrones et autres machines électriques tournantes peut éventuellement compenser ce déséquilibre. Si ce dernier n'est pas trop grand, les générateurs participant à la commande de fréquence régleront la puissance active fournie à travers leurs réglages secondaires fréquence-puissance et ramèneront ainsi l'écart de fréquence à des valeurs acceptables. Par ailleurs, si le déséquilibre est trop grand, l'écart de fréquence sera significatif avec des graves conséquences (effondrement complet du système). [30]

Lorsque la fréquence varie, les caractéristiques de temps des processus et des différents dispositifs activés vont varier de quelques secondes à quelques minutes. La stabilité de fréquence peut donc être classifiée en phénomènes à court terme et à long terme.

Dans un grand système de puissance et suite à un incident sévère et, par la suite, à l'action de protections (par exemple, un déclenchement de plusieurs lignes de transmission), l'instabilité de la fréquence est généralement associée à l'îlotage où un scénario typique peut avoir lieu. Un ou plusieurs sous-réseaux se retrouvent isolés du reste du système. Les générateurs de chaque sous réseau résultant essayent de garder le synchronisme entre eux, mais la réserve tournante est nettement insuffisante pour faire face à la charge connectée au sous-réseau. La fréquence décroît ainsi rapidement et l'instabilité produite est donc à court terme.

L'instabilité de fréquence peut également se manifester à long terme, lorsqu'elle provient d'une mauvaise réponse en puissance des centrales ou d'une mauvaise coordination entre des régulations et protections. [31]

III.6.1 L'état de l'art du calcul la fréquence

La fréquence d'un réseau électrique est un paramètre opérationnel important pour la sécurité, la stabilité et l'efficacité du système électrique. Une mesure de fréquence fiable est une condition préalable au contrôle efficace de la puissance, au délestage, au rétablissement de la charge et à la protection du système. Par conséquent, il existe un besoin pour une estimation rapide et précise de la fréquence du réseau électrique en utilisant des formes d'onde de tension qui peuvent être corrompues par le bruit et des harmoniques plus élevés.

Plusieurs méthodes numériques de mesure de fréquence ont été proposées au cours des dernières décennies. L'utilisation de la détection de passage à zéro et le calcul du nombre de cycles dans un intervalle de temps prédéterminé [32] est une méthode simple et bien connue. La transformée de Fourier discrète, la transformée de Clarke et le filtre de Kalman sont également des techniques connues de traitement du signal utilisées pour la mesure de fréquence [33], [34]. Comme le montre

[35], l'approche de la forme bilinéaire semble être une méthode très efficace tant pour les petites déviations de fréquence que pour les fréquences hors norme. Un algorithme adaptatif pour la mesure des fréquences sur une large gamme est proposé dans [36]. Pour la protection des générateurs, où la fréquence doit être estimée sur une large plage, un algorithme avec une longueur de fenêtre variable est proposé dans [37]. Un algorithme de type Newton a été proposé dans [38]. La majorité des algorithmes utilisés dans les relais numériques multifonctionnels modernes pour l'estimation de la fréquence et le suivi de phase est basée sur la transformée de Fourier discrète (TFD). Plusieurs de ces algorithmes sont apparus dans la littérature [39], [40]. Les sensibilités de ces algorithmes aux harmoniques supérieures au voisinage de la fréquence nominale sont relativement faibles. Lorsque la fréquence s'écarte de la valeur nominale, une erreur périodique se produit dans la mesure de la fréquence. [41], proportionnelle à la déviation de la fréquence, se produit. La déviation de fréquence augmente également l'erreur causée par la présence d'harmoniques supérieures en raison de ce que l'on appelle la "fuite de spectre". Un algorithme basé sur les techniques de Fourier et de passage par zéro a été publié dans [42], [43]. Les algorithmes basés sur : la méthode de Prony [44], la technique d'optimisation de Newton [38] et l'expansion aux séries de Taylor [45] ont été testés dans [44]. Une analyse comparative a montré que la demande la plus élevée en temps de processeur était fixée par la méthode de Prony et qu'elle était assez sensible à la composante continue et aux harmoniques supérieures. L'algorithme basé sur la méthode de Newton était moins sensible à la composante continue et aux distorsions harmoniques, mais il était assez exigeant sur le plan matériel. L'algorithme de mesure de fréquence utilisant des techniques informatiques complexes comme l'algorithme génétique [46] ou les réseaux de neurones [47] a été développé récemment. L'algorithme basé sur un modèle de signal polynomial quadratique et un filtre ADALINE adaptatif flou avec un algorithme de Gauss-Newton modifié est proposé dans [48]. Dans l'article [49], la fréquence est obtenue en fonction du déphasage entre le signal complexe prédit et le signal complexe reçu donné par la transformation $\alpha\beta$.

Sur la base de la méthode des moindres carrés d'erreur (LES), plusieurs algorithmes de mesure numérique de la fréquence et d'autres paramètres du signal dans les réseaux électriques ont été développés. Un algorithme basé sur la forme complexe récursive de la méthode des moindres carrés d'erreur a été développé en [50], [51].

Des algorithmes basés sur la méthode LES non récursive ont été présentés dans [52], [53]. L'article [54] présente un estimateur de fréquence basé sur un filtre à moyenne mobile et sur un différentiateur des moindres carrés moyens appliqué aux angles de phase des tensions de grille. Le principal inconvénient de ces algorithmes est une plage de mesure relativement étroite sur la fréquence supposée. Cet inconvénient a été surmonté par l'introduction d'un retour de fréquence. Cependant, le processus itératif qui nécessite l'inversion d'une matrice de dimensions relativement grandes peut limiter l'application pratique de l'algorithme en raison de la lenteur de la vitesse de calcul de la fréquence.

Dans [55], un nouvel algorithme à matrice constante a été développé et testé. L'ensemble de la technique LES est transféré dans une matrice fixe de coefficients, de sorte que la mise en œuvre du calcul des paramètres inconnus se réduit à une simple multiplication du vecteur échantillons avec un certain vecteur de coefficients - une certaine ligne de cette matrice fixe. La fréquence estimée de la fenêtre de signal actuelle dicte un nouveau vecteur de coefficients, c'est-à-dire une sous-matrice de

coefficients qui doit être utilisée pour l'estimation de la fréquence sur la fenêtre de données suivante. De cette manière, le processus itératif standard, sur lequel repose le bon fonctionnement de nombreux appareils commerciaux, a été rendu plus rapide et la précision reste la même que dans les algorithmes qui traitent de l'inversion de la matrice d'ordre élevé. L'algorithme proposé est très pratique car il permet de mettre en œuvre de manière très simple la technique LES, mathématiquement exigeante, et peut donc être utilisé dans des instruments de mesure numériques aux performances matérielles modestes. L'application de cet algorithme est adaptée à l'estimation de différents paramètres du signal dans le système d'alimentation électrique, tels que les phases de tension et de courant, la fréquence fondamentale, les harmoniques d'ordre élevé et la puissance. Cet article démontre l'application de l'algorithme proposé pour l'estimation de la fréquence fondamentale. Les calculs effectués montrent les avantages de l'algorithme proposé en termes de vitesse de traitement et de robustesse par rapport aux algorithmes itératifs LES disponibles dans la littérature actuelle. En outre, ce document propose une technique de découpage du signal d'entrée, qui réduit considérablement l'erreur de la technique LES en cas de grandes variations d'amplitude du signal mesuré, et permet également l'identification de la fenêtre de données, dans laquelle le changement d'angle de phase de l'harmonique fondamentale du signal mesuré est présenté.

III.7 Réglage de la fréquence

La fréquence et les différents niveaux de tension dans un système électrique doivent être maintenus à l'intérieur des marges contractualisées afin d'assurer la stabilité du système dans son intégralité. Il existe néanmoins toujours des aléas dans le réseau (naturelle, matérielle ou humaine). Le système électrique doit pouvoir y faire face en retrouvant rapidement un fonctionnement normal, et ce avec le minimum de désagréments pour les consommateurs. Pour cela, les producteurs raccordés au réseau doivent fournir ce que l'on appelle les services système, c'est-à-dire participer, entre autres, au réglage de tension et de fréquence. [57]

III.7.1 L'écroulement de la fréquence

Le dimensionnement des appareils générateurs et récepteurs tient compte de la valeur de la fréquence d'utilisation. En conséquence, la fréquence doit être maintenue dans des plages de fonctionnement définies par la norme européenne EN50160 :

- 50Hz \pm 1 Hz pour 99,5% du temps sur une année.
- 50Hz + 4Hz / - 6Hz pendant 100% du temps.

La fréquence d'un système électrique traduit à tout instant l'équilibre entre la production et la consommation, c'est-à-dire entre la puissance générée issue des process des centrales et la puissance consommée par les charges. En fonctionnement normal, on peut considérer que la fréquence est uniforme à un instant donné sur l'ensemble du réseau (les alternateurs, étant reliés entre eux par le jeu des forces électromagnétiques, tournent tous à la même vitesse électrique. [59]

Tout changement dans la consommation est vu par le système comme une variation au niveau du couple électromagnétique de chaque groupe de production et toute variation de la production se traduit par une variation du couple mécanique. Le déséquilibre entre ces deux couples conduit à une variation de la vitesse de rotation des machines synchrones. Pour un groupe i donné, ce lien est régi par l'équation des masses tournantes appliquée au système rotor arbre-turbine :

$$J_i \frac{d\Omega_i}{dt} = T_{mi} - T_{ei} \quad (\text{III-2})$$

Avec : J_i [Kg.m²] : moment d'inertie de la ligne d'arbre du groupe de production i ;

Ω_i [rad/s] : vitesse de rotation du rotor du groupe de production i ;

T_{mi} [N.m] : Couple mécanique (moteur) exercé par la turbine du groupe i ;

T_{ei} [N.m] : Couple électromagnétique (résistant) exercé par la charge du groupe i .

Il est ainsi simple de comprendre que les machines synchrones raccordées au réseau accélèrent quand la production (liée au couple T_{mi}) excède la consommation (liée au couple T_{ei}). Cela se traduit électriquement par une augmentation de la fréquence. Au contraire, si la demande est supérieure à l'offre, la vitesse des machines et la fréquence du réseau baissent. La puissance appelée par un réseau peut être estimée à l'avance avec une bonne précision : le programme d'appel du parc de production est élaboré la veille pour le lendemain en vue de l'équilibrer. Toutefois, en pratique, face aux évolutions normales de la consommation et aux divers aléas rencontrés en exploitation (erreurs de prévision de la consommation, pertes fortuites de groupes de production ou de charges, ...), la fréquence est appelée à fluctuer en permanence. Si aucune action n'était conduite sur la puissance mécanique des groupes, le comportement spontané de la charge pourrait suffire à ramener la consommation au niveau de la production. En effet, une part de la consommation est sensible à la fréquence dans un sens favorable au rétablissement de l'équilibre. Cependant, le seul effet de l'autorégulation de la charge, dont l'amplitude est toujours relativement modérée (de l'ordre de 1-2%/Hz), conduit à des excursions de fréquence incompatibles avec les besoins des utilisateurs, les contraintes des matériels et la sûreté de fonctionnement des systèmes électriques [60]. Le maintien d'une valeur satisfaisante de la fréquence nécessite ainsi des actions sur la puissance produite des centrales afin d'adapter en permanence le niveau de la production à celui de la demande. Trois niveaux d'action coexistent : les réglages primaires, secondaire et tertiaire.

$$J \frac{d\Omega_t}{dt} = T_m - T_e \quad (\text{III-3})$$

J : inertie de l'arbre de la turbine [kg.m²] ;

Ω_t : Vitesse angulaire de la turbine [rad.s⁻¹] ;

T_m : Couple moteur [Nm] ;

T_e : Couple résistant [Nm].

$$\frac{1}{2} J \frac{d\Omega_t^2}{dt} = T_m \Omega_t - T_e \Omega_t = P_m - P_c \quad (\text{III-4})$$

P_m : Puissance produite [MW] ;

P_c : Puissance consommée [MW].

- Si $P_m > P_c$; $\frac{d\Omega_t^2}{dt} > 0$ ➡ La turbine accélère, la vitesse de rotation augmente donc la fréquence augmente (Figure III-2-a).
- Si $P_m < P_c$; $\frac{d\Omega_t^2}{dt} < 0$ ➡ La turbine décélère, la vitesse de rotation diminue donc la fréquence diminue (Figure III-2-b).
- Si $P_m = P_c$; $\frac{d\Omega_t^2}{dt} = 0$ ➡ La vitesse de rotation reste stable donc la fréquence reste constante (Figure III-2-c).

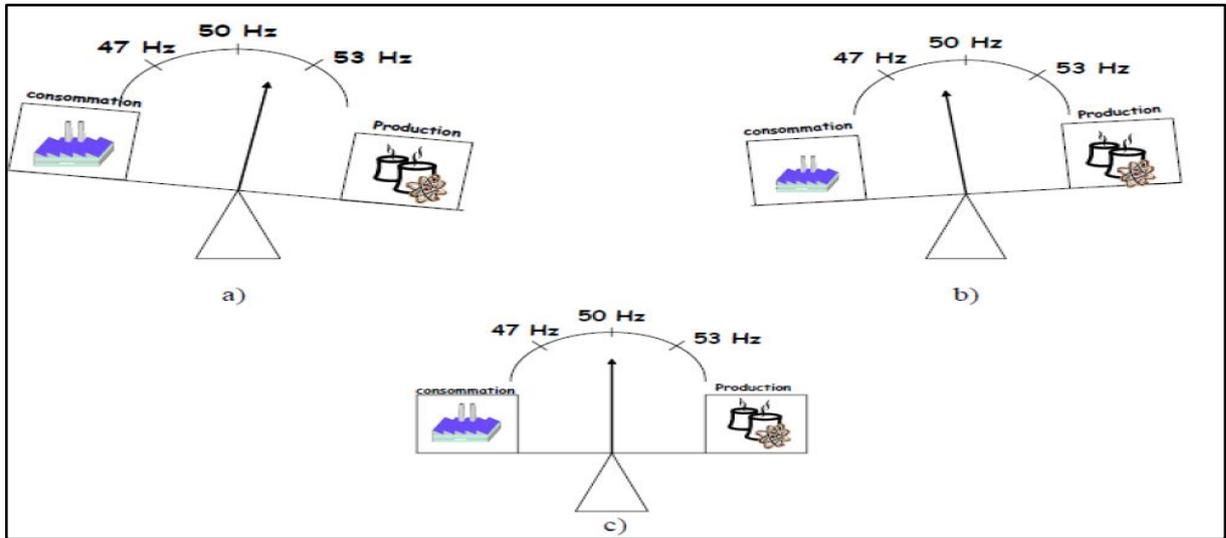


Figure III-2 : Evolution de la fréquence en fonction du niveau de production / consommation. [57]

- a) Déséquilibre Production – consommation ($P_m > P_c$).
- b) Déséquilibre Production – consommation ($P_m < P_c$).
- c) Equilibre Production – consommation ($P_m = P_c$).

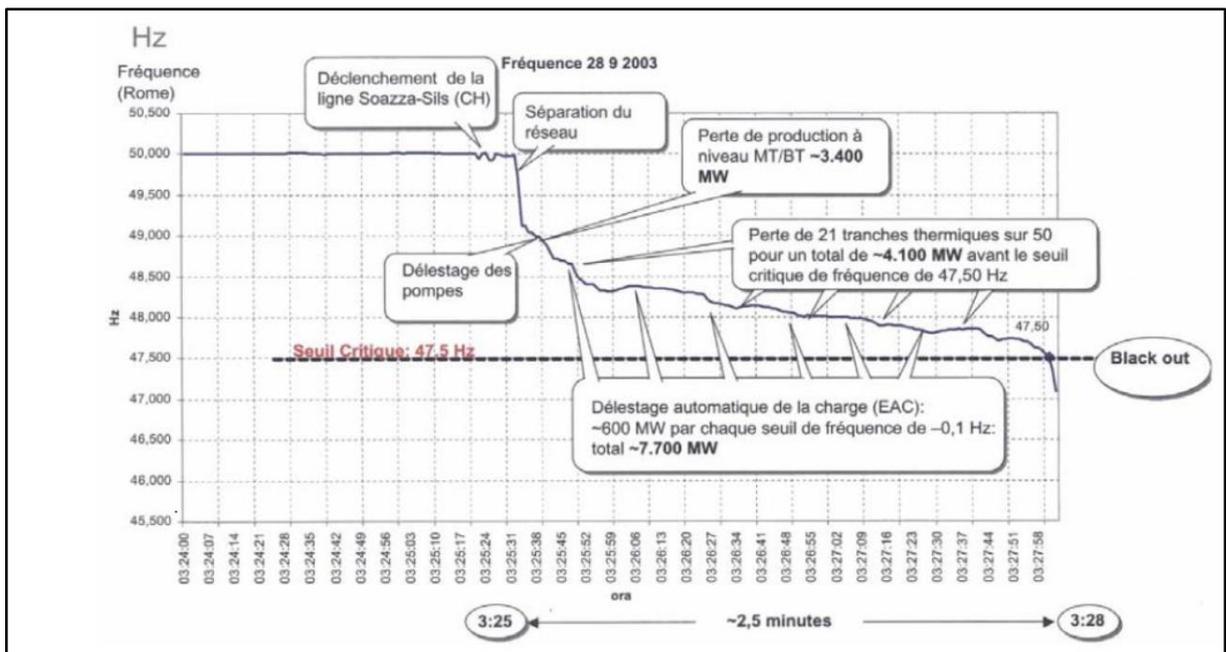


Figure III-3 : Evolution de la fréquence lors du Blackout Italien du 29/09/03.

Lorsque la fréquence sort de cette plage dans des proportions trop importantes, les groupes peuvent se séparer du réseau (par action de leur protection à minimum de fréquence) entraînant ainsi l'écroulement de fréquence (par exemple en France en 1978 : 3 Hz/s) par manque de production (Figure III-3). Pour éviter l'effondrement de la fréquence, il a été mis en place des délestages automatiques de consommation sur les réseaux de distribution publique à différents seuils de fréquence (Tableau III-1).

Tableau III-1 : Seuils de délestage fréquence métrique.

	Volume de charge délesté sur le réseau du centre de distribution	Seuil de fréquence
1 ^{er} échelon	20%	<49 Hz
2 ^{ème} échelon	20%	<48.5 Hz
3 ^{ème} échelon	20%	<48 Hz
4 ^{ème} échelon	20%	<47.5 Hz

Le dernier échelon est préservé car il contient des usagers classés prioritaires.

III.7.2 Réglage primaire de fréquence

Le réglage primaire est automatisé, il intervient pendant les premières secondes après l'incident à condition que la réserve primaire soit suffisante. Chaque groupe participant à ce réglage agit localement grâce au régulateur de vitesse sur la puissance régulant primaire. La puissance régulant primaire est représentée par la différence entre la puissance limite P_L et la puissance actuelle P_0 . [57], [58]

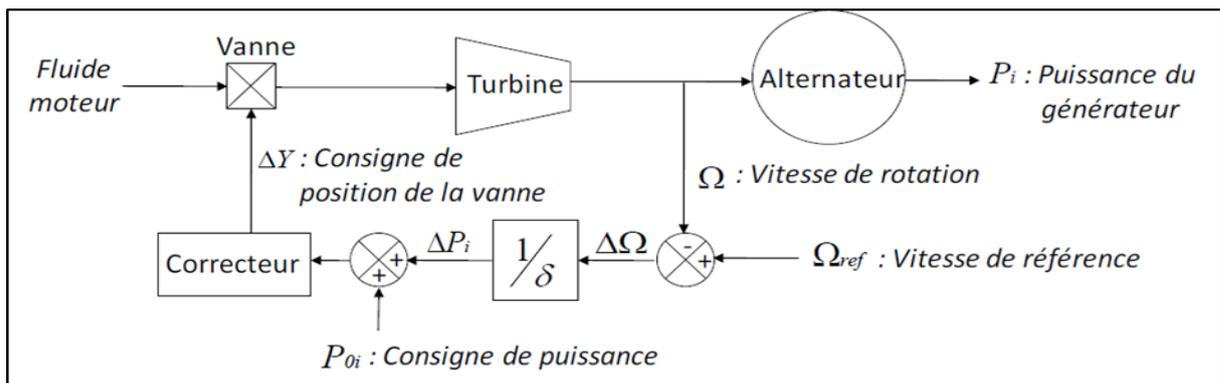


Figure III-4 : boucle de régulation de vitesse en pu. [57]

La régulation est réalisée grâce à un régulateur de vitesse de type proportionnel qui agit sur les organes d'admission du fluide moteur de la turbine. La droite de statisme idéale d'un groupe de production est donnée à la figure III-5.

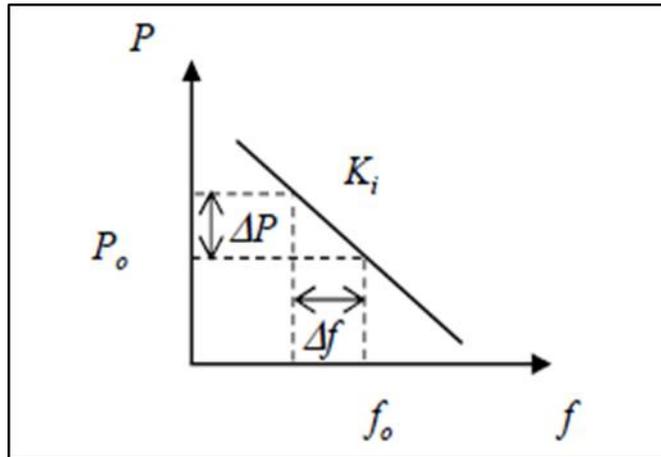


Figure III-5 : Droite de statisme pour un groupe. [57]

La caractéristique du réglage primaire appelée droite de statisme est donnée par (III-5) :

$$\Delta P = K_i \cdot \Delta f \quad (III-5)$$

Où :

ΔP : L'écart en puissance par à la puissance de référence ;

Δf : La déviation de fréquence ;

K_i : est l'énergie réglante.

La relation (III-4) devient :

$$\Delta P_{res} = K \cdot \Delta f \quad (III-6)$$

Où ΔP_{res} est la réserve primaire nécessaire pour faire face à une variation de fréquence Δf .

Avec :

$$K = \sum K_i \quad (III-7)$$

La participation des groupes de production a ce réglage est quantifiée par la notion de statisme et par la réserve de puissance active. Le statisme représente la relation linéaire entre la variation de fréquence et la variation relative de la puissance active : [61].

$$stat = \frac{\Delta f / f_0}{\Delta P_G / P_{G_0}} \cdot 100 \quad (III-8)$$

Stat : statisme du générateur en % ;

f_0 : fréquence nominale ;

ΔP_G : variation de puissance active d'un générateur ;

P_{G_0} : puissance fournie par le générateur à la fréquence nominale.

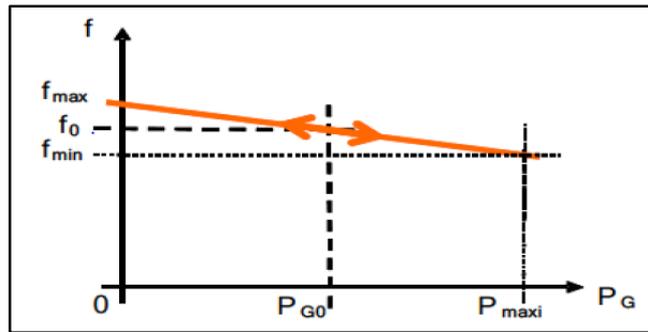


Figure III-6 : réglage primaire de fréquence (droite de statisme).[70]

III.7.2.1 Principe du réglage primaire

Le principe de ce réglage consiste à répartir les fluctuations de la charge (relation linéaire entre la vitesse (image directe de la fréquence) et la puissance électrique.) au rapport des capacités des groupes de production i donnée en équilibre par un gain k_i qui donne une caractéristique définie par ce réglage : [57], [70] .

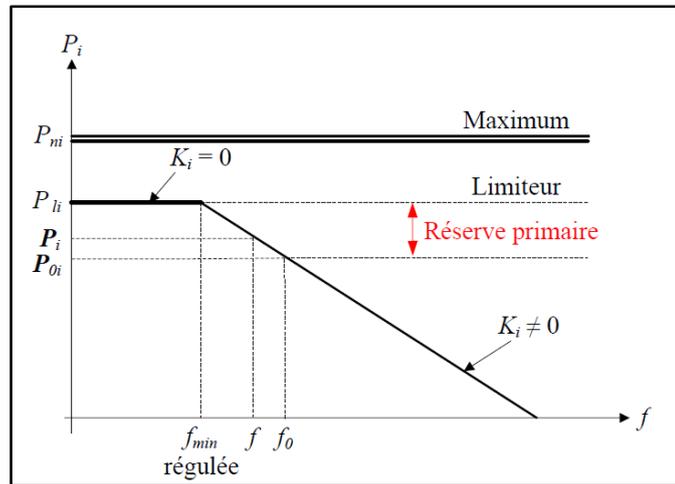


Figure III-7 : caractéristique statique du réglage primaire de fréquence d'un groupe conventionnel.

$$\frac{P_i(t) - P_{0i}}{P_{ni}} = -\frac{1}{\delta_i} \cdot \frac{f(t) - f_0}{f_0} \quad [57] \quad (III-9)$$

Où :

$$P_i(t) - P_{0i} = -k_i \cdot (f(t) - f_0) \quad (III-10)$$

$$\Delta P_i(t) = -k_i \cdot \Delta f(t) \quad (III-11)$$

P_i : Puissance active instantanée produite par le groupe ;

P_{0i} : puissance programmée de marche du groupe i pour la fréquence normale de 50 Hz ;

P_{ni} : puissance nominale du groupe i ;

δ_i : statisme permanent du régulateur du vitesse du groupe i [%] ;

k_i : énergie replante primaire déclarative du groupe i .

L'adaptation de cette stratégie de réglage conduit à deux notions : réserve primaire et celle d'énergie réglante primaire.

La réserve primaire représente la capacité du système à rétablir l'équilibre offre-demande quand la consommation se trouve surabondante la quantité de réserve primaire constituée sur ce groupe représente la différence entre sa puissance active fournie à la fréquence normale (P_{0i}) et sa puissance maximale autorisé au moment considéré (P_{Li}). Les réserves primaires sont planifiées en J-1 (la veille pour le lendemain).

L'énergie réglante primaire représente la quantité de puissance qu'il peut fournir au système électrique pour une variation de fréquence donnée tant que sa réserve n'est pas entièrement consommée des équations (III-9) et (III-11) on a :

$$K_i = \frac{P_{ni}}{f_0} \cdot \frac{1}{\delta_i} \quad (\text{III-12})$$

Au point de repos du groupe (f_0, P_{0i}), le gain K_i est linéaire et constant et nul pour un groupe hors réglage ou atteint sa limitation.

Une variation du ΔP (variation de la puissance de réserve) est distribuer sur l'ensemble du groupe.

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n \Delta P_i \quad (\text{III-13})$$

De (III-11) et (III-13) on a :

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n K_i \cdot \Delta f = K \cdot \Delta f \quad (\text{III-14})$$

$$K = \sum_{i=1}^n K_i \quad (\text{III-15})$$

Cette équation nous dévoile que différents groupes de production peuvent s'additionner et contribuer à l'énergie réglante global du système.

Pour un système constitué de N machine, on considère la puissance totale programmée P_0 pour une fréquence de référence f_0 .

$$P_0 = \sum_{i=1}^N P_{0i} \quad (\text{III-16})$$

Les actions menées sur les groupes de production pour régler la fréquence sont appuyées par l'effet d'auto réglage des charges. Une énergie réglante "charge" (K_D) en [Mw/Hz] peut être associée à ce phénomène sous la forme :

$$K_D = \frac{D}{100} \cdot P_0 \quad (\text{III-17})$$

Avec : $D[\%/Hz]$: coefficient d'autorégulation de la charge comme le définie.

Le réglage primaire est basé sur l'action d'un correcteur proportionnel et présente ainsi une erreur statique. En régime permanent la fréquence du système est stabilisée à une valeur inférieure à la fréquence de référence en fin de réglage.

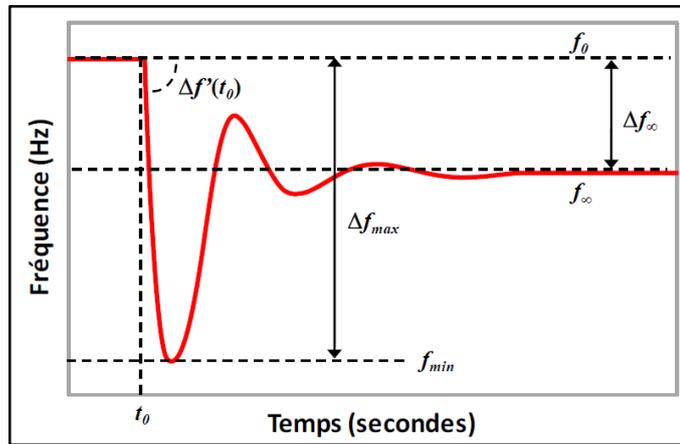


Figure III-8 : Comportement dynamique de la fréquence suite au déclenchement d'un groupe.

Cette figure représente l'allure de la fréquence dans les secondes qui suivent une perte brutale de groupe due à un déséquilibre production consommation du système, ΔP_{sys} vient suite à l'action réglage primaire. [59], [62]

$$\Delta f_{\infty} = \frac{\Delta P_{sys}}{K_D + K} \quad (III-18)$$

Δf_{∞} : l'écart de fréquence stabilisé en fin de réglage primaire ;

ΔP_{sys} : déséquilibre production-consommation ;

$K_D + K$: énergie réglante primaire du système électrique.

Cette équation est valable si la réserve primaire est suffisante cela montre que pour une perturbation donnée sur le réseau l'écart de la fréquence stabilisé à l'issue du réglage primaire du système. Elle combine l'effet du réglage commandé sur la production (K est d'autant plus élevé que le statisme des groupes est faible, et la puissance nominale, le nombre des groupes participant au réglage sont élevée) et l'effet d'autoréglage des charges sensible à la variation de la fréquence.

En examinant l'effet d'une variation ΔP de la puissance appelée. Il est utile de définir une grandeur reliant les variations de fréquence à celle de la puissance.

Ce facteur similaire au statisme permanent, puisque, pour la puissance du réseau on se réfère à la puissance programmée P_0 à l'instant considéré. δ sont reliés au statisme.

$$\frac{\Delta P}{P_0} = \frac{1}{\delta} \cdot \frac{\Delta f}{f_0} \quad (III-19)$$

La variation ΔP de puissance appelée P est la somme des variations ΔP_i des n groupes qui participent au réglage primaire.

Avec :

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n \Delta P_i = \frac{\Delta f}{f_0} \sum_{i=1}^n \frac{P_{n_i}}{\delta_i} \quad (\text{III-20})$$

D'où

$$\frac{1}{\delta} = \frac{1}{P_0} \sum_{i=1}^n \frac{P_{n_i}}{\delta_i} \quad (\text{III-21})$$

Le plus souvent, tous les groupes ne sont pas soumis au réglage primaire de vitesse. Certains sont en butée de réglage, d'autres fonctionnent en réglage de puissance.

Donc, le statisme équivalent du réseau est supérieur à la moyenne pondérée des statismes permanents des groupes puisque :

$$P > \sum_{i=1}^n P_{n_i} \quad (\text{III-22})$$

On préfère caractériser un réseau par son Énergie régnante primaire (le terme usuel énergie étant d'ailleurs utilisé ici par abus de langage) :

$$K = \frac{P_0}{\delta f_0} \quad (\text{III-23})$$

Par convention P_0 , est la puissance à la pointe de charge du réseau. Dans ces conditions,

L'équation de fonctionnement d'un réseau en régime permanent [équation (III-20)] peut s'écrire :

$$\Delta P + K \cdot \Delta f = 0 \quad (\text{III-24})$$

$$P + K \cdot f = P_0 + K \cdot f_0 = cte \quad (\text{III-25})$$

Durant les premiers instants après l'apparition du déséquilibre au moment t_0 , on constate que l'énergie cinétique des masses tournante qui compense transitoirement le déséquilibre ΔP_{sys} avant l'intervention des groupes de production. Si Ω_{ni} la vitesse de rotation nominal de la machine i et que le système comporte N groupes de production et M moteur, l'énergie cinétique global stockée dans les masse tournantes E_{c-sys} est régit par l'équation (III-26) :

$$E_{c_{sys}} = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^N J_i \cdot \Omega_{n_i}^2 + \left(\frac{1}{2} \sum_{i=1}^M J_i \cdot \Omega_{n_i}^2 \right) \quad (\text{III-26})$$

J_i : moment d'inertie de la ligne d'arbre de la machine i .

La constante d'inertie H_i , homogène à un temps, est souvent appliquée dans le domaine électrotechnique pour caractériser la sensibilité de la vitesse d'une machine à des variations de la puissance électrique. Elle est définie comme l'énergie cinétique de la ligne d'arbre de la machine i à la vitesse nominale Ω_{ni} , ramenée à la puissance apparente de la machine :

$$H_i = \frac{\frac{1}{2} J_i \Omega_{ni}^2}{S_{ni}} \quad (\text{III-27})$$

D'où :

$$E_{c_{sys}} = \sum_{i=1}^N H_i S_{ni} + \left(\sum_{i=1}^M H_i S_{ni} \right) \quad (\text{III-28})$$

La vitesse de variation de la fréquence suite à un défaut survenant à l'instant t_0 est caractérisée par le gradient de fréquence $\Delta f'(t)$. La théorie présentée dans [59] permet d'accéder à l'expression de cette grandeur au temps t_0 .

$$\Delta f'(t_0) = \frac{df}{dt}(t_0) = -f_0 \frac{\Delta P_{sys}}{2E_{c_{sys}}} \quad (\text{III-29})$$

De cela on constate que pour un déséquilibre production-consommation donné, le gradient de fréquence dans les premiers instants du transitoire est inversement proportionnel à l'énergie cinétique totale des masses tournantes du réseau. Plus cette dernière est importante, moins la fréquence chute vite après le défaut et plus le système est robuste.

Cependant, il est plus difficile de calculer théoriquement la profondeur Δf_{\max} du creux de fréquence (ou la fréquence minimale f_{\min}). Effectivement, l'expression de cette grandeur est très différente pour chaque système car elle dépend du type et de processus amont des groupes de production raccordés au réseau. Néanmoins, nous notons le point commun qui reste valable sur tous les systèmes électriques [63] : après l'incident de perte fortuite d'un groupe de production ou d'augmentation imprévue de la consommation, le creux du transitoire de la fréquence est d'autant moins profond :

- Que l'amplitude de la perturbation est plus faible ;
- Que l'énergie cinétique totale des machines tournantes est plus importante ;
- Que l'énergie réglante primaire du système est plus élevée ;
- Que la dynamique de libération de la réserve primaire par le parc de production est plus rapide.

Quand la réserve primaire est insuffisante face à un déséquilibre production-consommation ou si sa dynamique de libération est trop lente, le délestage de la consommation est l'unique moyen de stabiliser la fréquence avant que les installations de production ne se déconnectent préventivement du réseau. L'automate de délestage fréquence-métrique a donc pour rôle principal d'éviter l'incident généralisé lorsque cela reste possible.

En pratique, cette fonction est assurée au niveau des postes sources. La consommation est répartie en différents sous-ensembles (plusieurs nombres d'échelons) de façon à ne déconnecter que le volume de charge nécessaire au rétablissement de l'équilibre. En cas de dépassement d'un seuil de fréquence, l'automate déconnecte instantanément les consommateurs en suivant un ordre de priorité d'alimentation. Le dernier échelon, qui regroupe souvent les usagers prioritaires, n'est pas délestable. À l'issue de l'incident, les charges concernées sont progressivement reconnectées par commande manuelle.

III.7.3 Réglage Secondaire Fréquence/Puissance

L'action du réglage primaire laisse subsister un écart de fréquence par rapport à la fréquence de référence. Elle provoque également des écarts sur les échanges entre les pays du système électrique interconnecté. Le système électrique européen est organisé en zones de réglage. Le réglage secondaire a pour objectif de ramener en moins de quinze minutes la fréquence à sa valeur de référence et les

échanges entre pays à leur valeur contractuelle, restituant ainsi l'intégralité de la réserve primaire engagée par les membres de l'interconnexion européenne. Cette restitution permet de pouvoir pallier rapidement tout nouveau déséquilibre production-consommation. Le réglage secondaire est réalisé par un organe centralisé situé au centre de conduite de la zone de réglage et dont le rôle est de modifier automatiquement le programme de production des centrales jusqu'à annuler l'écart de réglage de la zone. Pour cela, ce régulateur centralisé élabore, à partir des télémesures de la fréquence et des transits sur les lignes d'interconnexion, un signal N appelé niveau de télé réglage, compris entre -1 et +1 et l'envoie aux groupes de production afin de modifier leurs puissances de consigne. Une unité de production participant aux réglages primaire et secondaire doit produire :

$$P(t) = P_0 + K \cdot \Delta f(t) + N(t) \cdot P_r \quad (\text{III-30})$$

Où :

$P(t)$: la puissance active produite à l'instant t ;

$\Delta f(t)$: l'écart de fréquence au même instant ;

$N(t)$: la valeur du niveau ;

P_0 : le programme de marche de l'installation ;

K : son gain primaire ;

P_r : son engagement de participation au réglage secondaire.

Par ailleurs, les groupes de production ont des temps de réponse variables en fonction de leur technologie et des réglages de leurs régulations. Il est donc important de s'assurer que la réaction des réglages primaire et secondaire de l'unité participant au réglage de la fréquence est suffisamment rapide pour que l'équilibre production-consommation soit rétabli promptement et sans instabilité.

III.7.3.1 Principe du réglage secondaire

On mesure l'écart Δf par rapport à sa valeur de consigne f_{0i} , on mesure pour chaque réseau l'écart ΔP_i entre la puissance total P_i échange par ce réseau avec tous ses voisin et la valeur programmée de cette puissance P_{i0} (écart de puissance aux interconnexions). [57], [58]

$$\Delta P_i = P_i - P_{i0} \quad (\text{III-31})$$

La loi de réglage fréquence-puissance est :

$$\Delta E = \Delta f - \frac{\Delta P}{\lambda} = 0 \quad (\text{III-32})$$

Le RS régule la variable d'écart ΔE , c'est-à-dire il ramené les écart Δf et ΔP_i a une valeur très faible qui est presque nulles.

A la fin de ce réglage la fréquence retrouve sa valeur normal f_{0i} et échanges entre réseaux interconnectée sont établis à leurs valeurs contractuelle.

III.7.4 Réglage tertiaire

Le réglage tertiaire (quelques dizaines de minutes) est un réglage manuel. Il permet d'adapter le palan de production à la situation réelle. Et de répartir la réserve tournante entre les différents moyens de production. Cette réserve est la puissance quasi instantanée mobilisable, en supplément

de la prévision de consommation moyenne. La répartition de cette réserve est basée sur des critères économiques et techniques.

Le réglage tertiaire est l'utilisation (et la gestion) de la réserve tournante. Il permet :

- D'un point de vue global, de rétablir les réserves de puissance nécessaires sur les différents groupes, au titre des réglages primaires et secondaires.
- D'un point de vue local, de lever tout contrainte pouvant apparaître sur le réseau de transport.

D'un point de vue économique, d'approcher l'optimum, en répartissant la production en fonction des coûts de chaque unité. Il est réalisé, dans certains pays, à l'aide de modèles de dispatchings économiques de façon centralisée au niveau de chaque compagnie ou d'un pool de compagnies. Il a un temps de réponse de l'ordre de la dizaine de minutes. Actuellement, ce réglage est manuel. Toutefois, des études sont en cours pour évaluer l'intérêt d'automatiser tout le procédé. Il s'agit d'un problème technique difficile, car la dimension du système production-transport est très importante, le parc est diversifié et l'automatisation de la conduite des unités nucléaires pose des problèmes très particuliers. [63]

III.7.5 Calcule de la déviation de la fréquence du logiciel PSAT

La régulation de la fréquence de la charge et de la production dans les systèmes de distribution ne doit pas être négligée en raison d'une inertie moindre. La fréquence aurait une influence sur la répartition de la charge et de la production. Ainsi, la caractéristique statique de la fréquence devrait également être intégrée dans les modèles d'accès. Les caractéristiques statiques complètes des modèles d'accès peuvent être exprimées de manière universelle comme suit : [56]

$$PV : \begin{cases} P = P(V, f) \\ Q = Q(V, f) \end{cases} \quad (III-33)$$

Lors du calcul du point d'équilibre, l'accès caractéristique statique peut être considéré comme un accès de type PQ ou PV avec une puissance variable dans la plage de tension, de fréquence et de puissance autorisée.

Son modèle d'accès doit posséder simultanément la caractéristique statique de fréquence

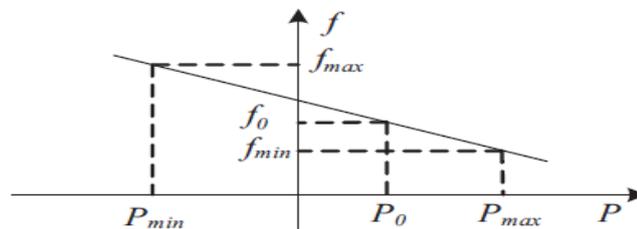


Figure III-9 : Statisme de la puissance active et de la fréquence. [56]

$$P = P_0 - (f - f_0)/m_p \quad (III-34)$$

m_p : est le coefficient de chute.

Comme le montre la figure (III-9), la puissance de sortie réelle de l'ESS varie de manière linéaire avec la fréquence du système, en suivant la relation de statisme représentée par la ligne continue.

$$P_L = P_{L0} \left(1 + \frac{K_{PL} \Delta f}{f_0} \right) (V - V_0)^\alpha \quad (\text{III-35})$$

Où :

P_{L0} : la puissance active nominale ;

V et V_0 : respectivement la tension réelle et de référence ;

f_0 : la fréquence nominale ;

K_{PL} : le coefficient de dépendance de la fréquence de la charge ;

α : le coefficient de dépendance de la tension de la puissance active (Les valeurs typiques des coefficients de dépendance sont disponibles dans [66]).

Pour calculer la fréquence, une équation supplémentaire de bilan de puissance réelle sur l'accès bilan est également incluse.

$$- \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta P_s \\ \Delta P_L \end{bmatrix} = J' \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \\ \Delta f \\ \Delta P_{Loss} \end{bmatrix} \quad (\text{III-36})$$

On a :

$$\Delta f = \frac{\Delta P}{k} \quad (\text{III-37})$$

On a aussi :

$$\Delta P_i = P_{is} + K_i \cdot P_{loss} - V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (\text{III-38})$$

G_{ij} et B_{ij} : respectivement les parties réelle et imaginaire du (i, j)ème élément de la matrice d'admittance ;

P_{loss} : les pertes réelles ;

P_{is} : la puissance injecté ;

K_i : facteur de participation.

Où les pertes sont calculées par la somme des puissance injecté (III-38) :

$$P_{Loss} = \sum_{i=1}^n V_i \sum_{j \in i} V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (\text{III-39})$$

Et :

$$P_{is} = P_{Gi}(V, f) - P_{Li}(V, f) \quad (\text{III-40})$$

Et :

$$P_{Gi} = P_{Gi_{Load}} + K_i P_{loss} \quad (\text{III-41})$$

(III-39) dans (III-38) :

$$\Delta f = \frac{\theta_1 - \theta_0}{T_f \cdot 2\pi f} \quad (\text{III-42})$$

T_f : constante de temps.

Finalement :

$$\Delta f = \frac{\Delta \theta}{T_f \cdot \omega} \quad (\text{III-43})$$

III.8 Conclusion

Dans ce chapitre qui traite sur l'équilibre production-consommation et réglage de la fréquence, on a pu conclure que :

La demande d'électricité est fondamentalement variable dans le temps selon certain paramètre et condition. Les profils de consommation varient et connaissent des caractéristiques différentes tout au long de l'année.

Tout déséquilibre dans le système est le résultat d'erreur de prévision ou de modification imprévue de la production ou de changement inattendu du profil de consommation.

L'équilibre consommation –production équivaut au maintien de la fréquence a une valeur constante sur le réseau. La fréquence du réseau est par conséquent un indicateur du degré de déséquilibre du système (l'augmentation de la fréquence signifie une baisse de consommation par rapport à la production et cela car les générateurs s'accélèrent. La chute de la fréquence signifie une hausse de la demande et cela car les générateurs ralentissent légèrement).

L'équilibre du système repose sur une parfaite coordination de l'ensemble des dispositifs de réglage de la fréquence et de la production.

Pour rétablir la fréquence et donc l'équilibre offre-demande, plusieurs types de réserve ou de réglage existent : le réglage primaire, le réglage secondaire et le réglage tertiaire.

Chapitre IV : Réglage de la fréquence sur un réseau et résultats

IV. Réglage de la fréquence sur un réseau et résultats

IV.1 Introduction

La croissance continue de la charge exerce une pression immense sur le réseau de distribution, ce qui entraîne des problèmes de stabilité pour les services publics. C'est également un fait bien connu que le réseau de transmission de la plupart des pays est vieux et saturé [64]. Le transfert accru d'énergie de la production centralisée vers le réseau de distribution n'est pas possible par le biais d'un tel système, un tel transfert d'énergie entraînera un engorgement de l'ancien système de transmission. Pour dépasser ce problème, les chercheurs ont proposé une reconfiguration du système de distribution contenant une forte pénétration de la production distribuée [65].

En raison de cette pénétration accrue des ressources énergétiques renouvelables, les réseaux de distribution actuels sont devenus actifs par nature. L'analyse de la stabilité de la fréquence et de la tension des réseaux de distribution a gagné en importance en raison de la pénétration accrue et de la nature intermittente des ressources renouvelables.

Ce chapitre présente une brève comparaison entre les deux réseaux de distribution radiaux et en boucle sans et avec production distribuée sur la base de la déviation de fréquence et de la capacité de charge. Un système de IEEE 33 JdB est utilisé comme système test, toutes les simulations sont effectuées dans la boîte à outils d'analyse du réseau électrique (PSAT) dans l'environnement de simulation MATLAB qui utilise l'écoulement de puissance continue CPF (continuous power flow) pour le calcul et l'analyse du réseau d'essai.

IV.2 PSAT comme outil de simulation

Avant d'entamer la phase de simulation, il est essentiel d'exposer un bref aperçu sur le logiciel PSAT (Power System Analysis Toolbox), utilisé dans ce travail. PSAT est un logiciel développé sous Matlab par Dr. Federico Milano pour l'analyse des réseaux électriques. Il peut effectuer les fonctions statiques et dynamiques suivantes :

- Calcul d'écoulement de puissance PF (Power Flow) ;
- Calcul d'écoulement de puissance Optimal OPF (Optimal Power Flow) ;
- Calcul d'écoulement de puissance en continu CPF (Continuation Power Flow) ;
- Analyse de la stabilité de petites perturbations SSSA (Small Signal Stability Analysis).
- Simulation temporelle TDS (Time Domain Simulation) [67], [68]

Ces caractéristiques rendent PSAT très utilisé par les chercheurs et les laboratoires des réseaux électriques. Malgré la disponibilité de plusieurs logiciels spécialisés dans l'analyse et l'étude des réseaux électriques, développés sous Matlab, PSAT reste un outil performant et très prisé.

IV.2.1 Fenêtre de PSAT (figure IV-1)

Le PSAT inclut : [69]

- L'écoulement de puissance basé sur la méthode de Newton Raphson ;
- L'écoulement de puissance continu ;
- L'écoulement de puissance optimal.

Toutes les opérations de PSAT peuvent être réparties en deux genres d'analyse :

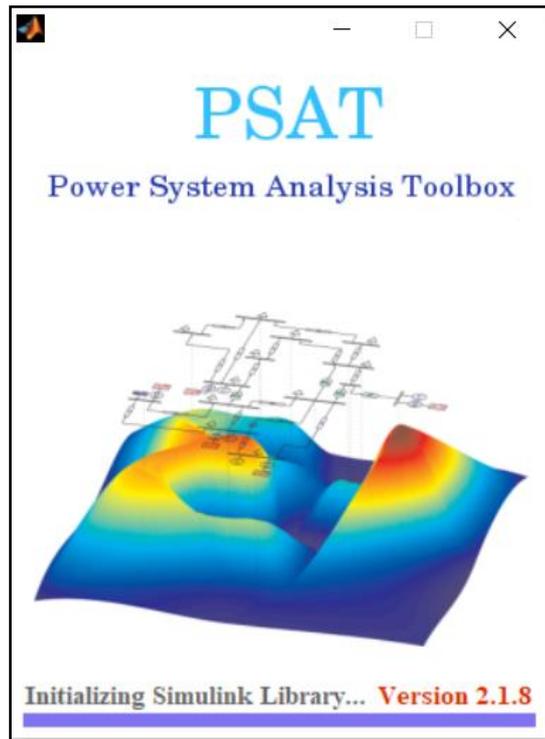


Figure IV-1 : Fenêtre de PSAT.

IV.2.2 Editeur de PSAT

L'analyse des problèmes de l'écoulement de puissance s'effectue dans une page de commande ou un éditeur comme montre la figure IV-2.

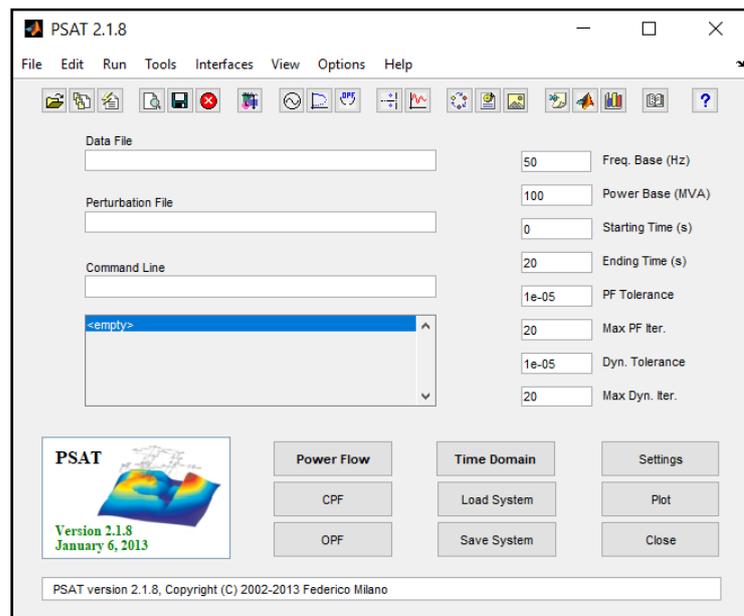


Figure IV-2 : L'éditeur de PSAT.

IV.2.3 Bibliothèque de SIMULINK

La seconde analyse est d'implanter le réseau à étudier en utilisant une bibliothèque de contenu de nombreux modèles pour l'implantation des systèmes électriques, (figure IV-3).

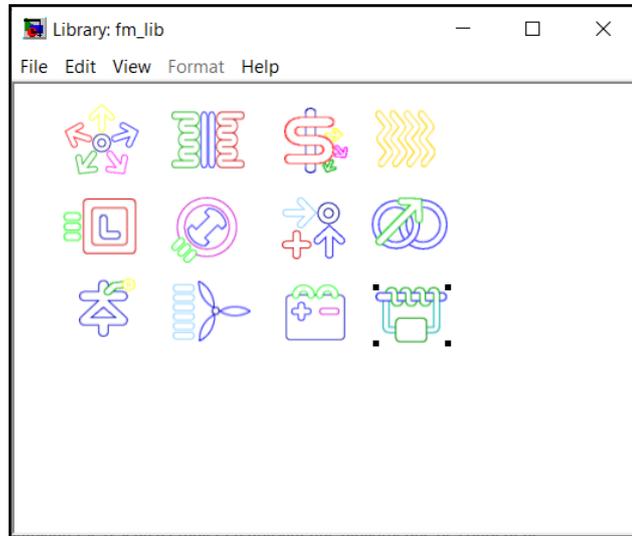


Figure IV-3 : bibliothèque Simulink.

IV.2.4 Utilisation de PSAT

Les étapes d'utilisation de PSAT se résument comme suit : [68]

- Ouvrir un nouveau fichier ;
- Créer du réseau électrique à étudier ;
- Lancer le modèle de la bibliothèque de simulation ;
- Introduire les données numériques des éléments (générateurs, lignes, transfos, FACTS) ;
- Exécuter l'écoulement de puissances ;
- Exécuter la simulation dans le domaine temporel.

IV.3 Méthodologie

IV.3.1 Placement du DG (Génération d'énergie dispersée (Distributed generation)) (figure IV-4)

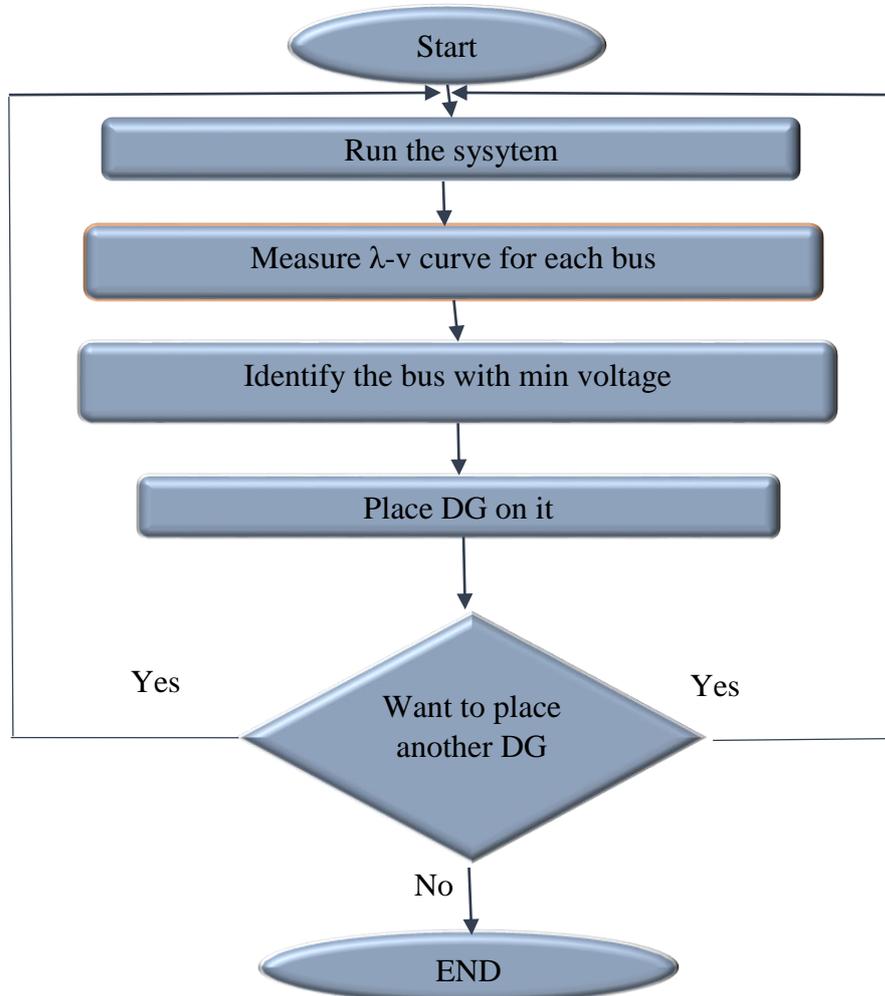


Figure IV-4 : Organigramme du placement de la DG.

Dans ce travail la fréquence est analysée du point de vue de la croissance de la charge, l'écart de fréquence par rapport à la valeur standard est mesuré et analysé par rapport à l'augmentation de la capacité de la charge. Pour le placement de la DG, on simule d'abord le système de base sans DG et la courbe λ -V sur chaque accès est observée, et l'accès avec la caractéristique de tension la plus basse est identifié. La production décentralisée est placée sur l'accès ayant la caractéristique de tension la plus basse. Maintenant, pour le placement du deuxième générateur, le système avec un générateur est simulé et le processus entier est répété.

IV.3.2 Mesure de la fréquence sur PSAT

Toutes les simulations sont effectuées dans la boîte à outils d'analyse du réseau électrique (PSAT) dans l'environnement de simulation MATLAB dont la bibliothèque spéciale Simulink possède également un bloc de mesure de la fréquence (figure IV-5). Dans PSAT la fréquence est calculer par l'écoulement de puissance continue CPF elle utilise son approche de correction des

prédicteurs pour trouver la solution. Dans un premier temps de nouvelles valeurs sont prévues sur la base des valeurs précédente par la méthode du pas prédicteur ensuite la valeur prévue est corrigée pour obtenir la solution réelle par la méthode du pas correcteur. La caractéristique majeure du CPF est qu'il reste bien conditionner même au point de bifurcation.

L'interface graphique de PSAT permet de tracer librement la fréquence, la tension et les paramètre de charge en fonction de chacun de ces paramètres, ce qui donne une meilleure vue d'ensemble et une meilleure comparaison entre ces quantités.

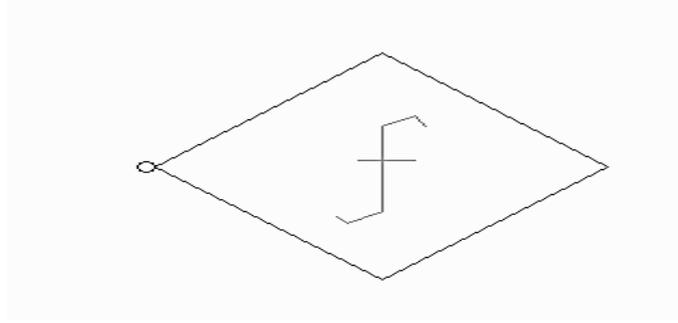


Figure IV-5 : Bloc de mesure de fréquence.

IV.3.2.1 Présentation du CPF

L'écoulement de puissance continue (CPF : continuous power flow) est une méthode importante qui permet de tracer les courbes PV d'un réseau électrique et également de déterminer le MLP (réseau neurones) des systèmes de transmission et de distribution. Il est basé sur l'application de la matrice jacobienne de Newton-Raphson. Il prédit séquentiellement une solution et corrige cette solution prédite pour l'intégrer à la courbe PV. L'écoulement de puissance continue utilise une matrice jacobienne augmentée du système dans les étapes de prédiction et de correction.

L'écoulement de puissance continue passe par plusieurs étapes pour le calcul de chaque point de la courbe PV. Ces étapes sont résumées comme suit :

- Un paramètre de charge doit être inséré dans les équations de la puissance de charge et de la puissance de production,
- Les équations de flux de puissance sont modifiées pour inclure ce paramètre,
- La solution estimée est prédite à l'aide d'une matrice jacobienne augmentée,
- Cette estimation est ensuite corrigée par un flux de puissance conventionnel en utilisant une matrice jacobienne augmentée modifiée,
- A chaque étape, un paramètre de continuation approprié doit être sélectionné le long du chemin de la solution afin d'éviter toute singularité dans la matrice jacobienne.

IV.4 Simulation

La simulation est effectuée sur PSAT pour l'étude de la déviation et la stabilité de la fréquence. Le système de test de la norme IEEE 33 JdB est pris comme exemple. Les tests de simulation sont effectués sur une configuration radiale et un autre en boucle (figure IV-7 et IV-9), et les déviations de fréquence sont évaluées par un bloc de mesure de fréquence placé sur le JdB juste après l'accès bilan, du fait que l'effet global sur la fréquence du système puisse être mesurée.

Trois cas sont étudiés pour l'analyse de la déviation et de la stabilité de la fréquence sur les deux réseaux :

- Cas 1 : réseau de 33 JdB IEEE standard sans aucune DG.
- Cas 2 : intégration d'une seule DG pour tester le système.
- Cas 3 : intégration de deux DG pour tester le système.

IV.4.1 Présentation des réseaux et données

Les caractéristiques du réseau de distribution IEEE 33 JdB sont données comme suit :
Pour un réseau radial :

- Nombre de jeux de barres = 33 ;
- Nombre de branches = 32 ;
- Accès bilan = 1 ;
- Tension de base = 12,66kV ;
- Puissance de base = 10 MVA.

Les réseaux test IEEE 33 JdB radial et en boucle sont représentés comme suite dans les figures (IV-7 et IV-8) et les figures (IV-9 et IV-10).

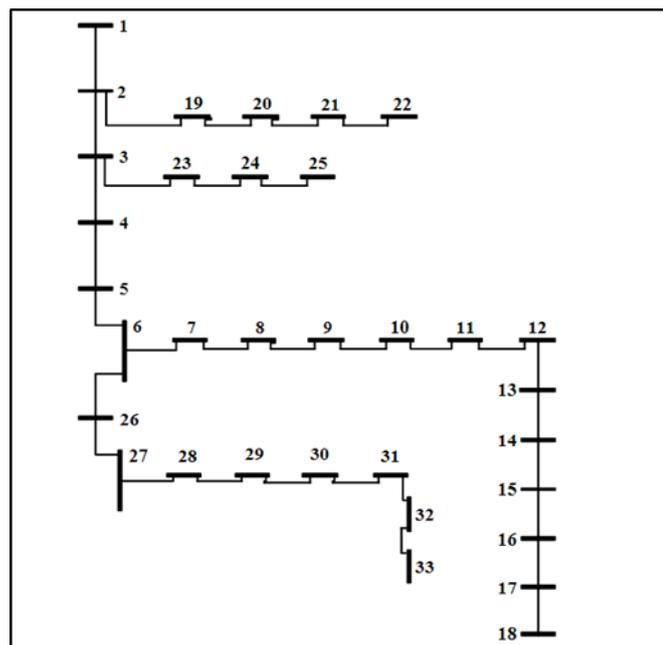


Figure IV-6 : Représentation simplifiée du réseau de distribution radial IEEE 33 accès.

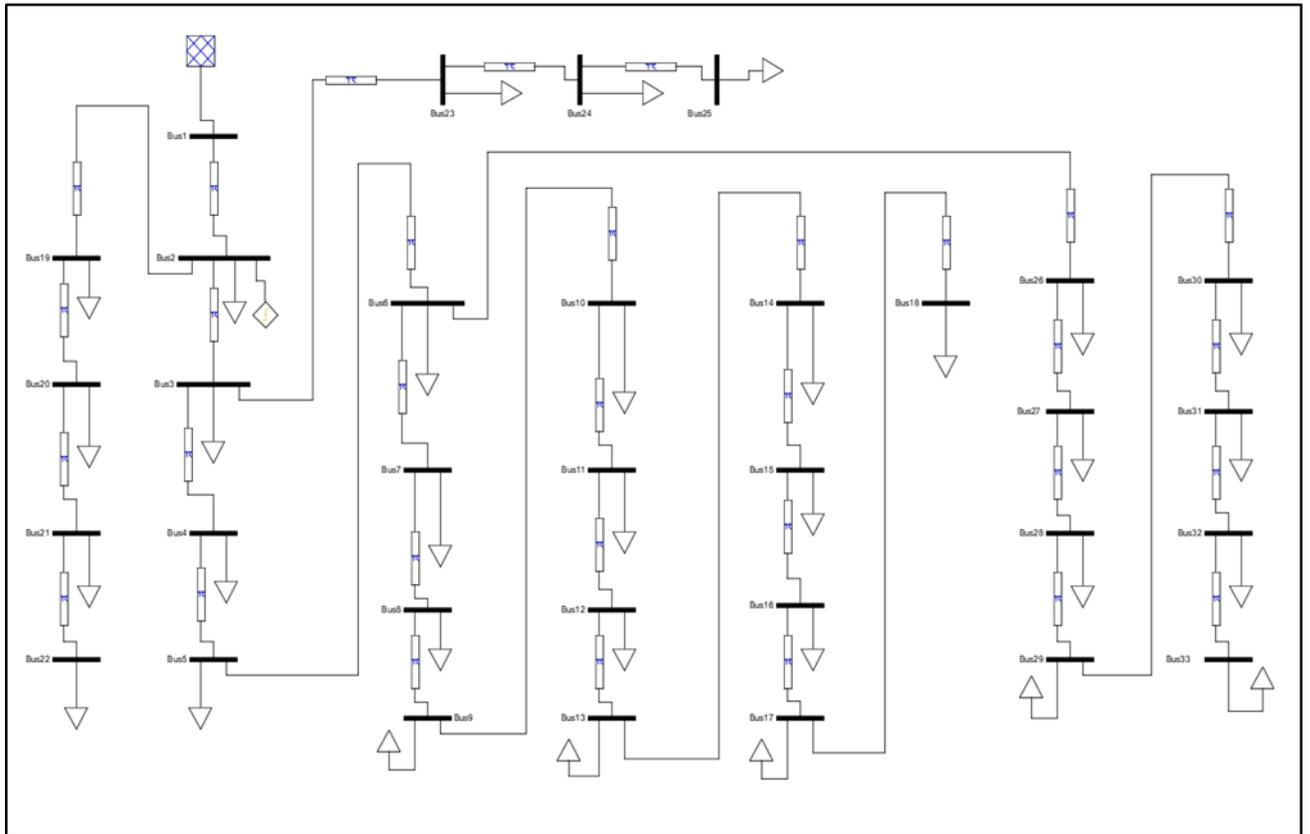


Figure IV-7 : Représentation du réseau IEEE 33 accès radial.

Pour un réseau en boucle :

- Nombre de jeux de barres =33 ;
- Nombre de branches =37 ;
- Accès bilan =1 ;
- Tension de base =12,66kV ;
- Puissance de base = 10 MVA.

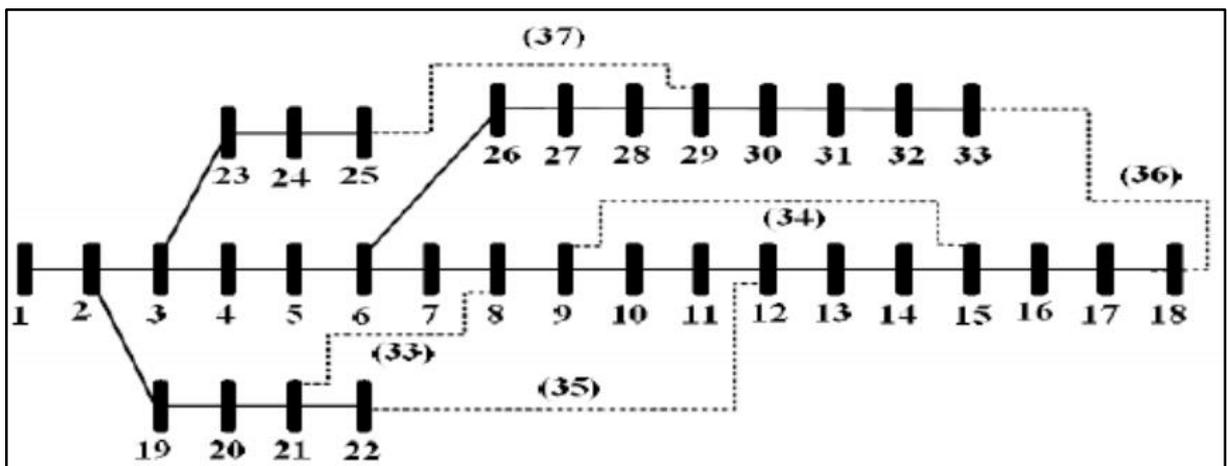


Figure IV-8 : Représentation simplifiée du réseau de distribution en boucle IEEE 33 accès.

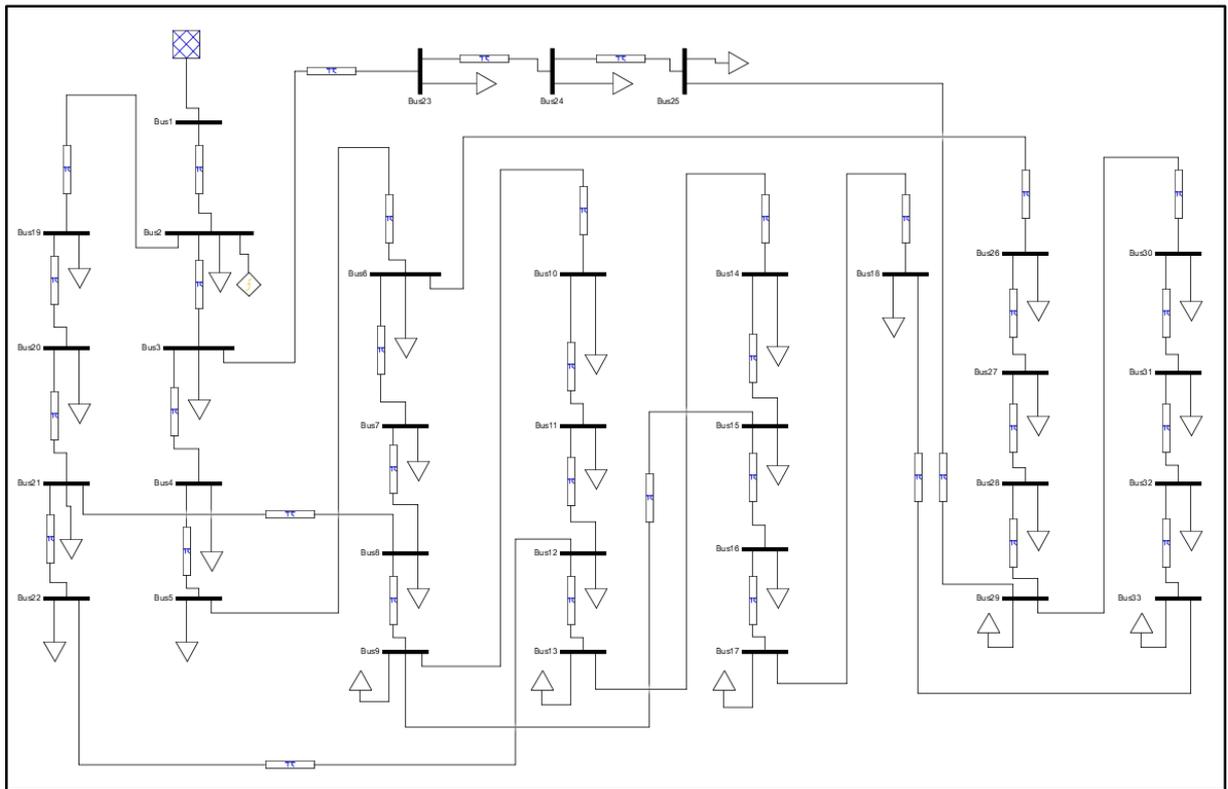


Figure IV-9 : représentation du réseaux IEEE 33 accès en boucle.

Les données du réseau test sont présentées dans les tableaux suivant (Tableau IV-1, Tableau IV-2).

Tableau IV-2 : Caractéristiques techniques des jeux de barres du réseau de distribution IEEE 33-accès. [71]

accès	P (kW)	Q (kVAr)
1	0	0
2	100	60
3	90	40
4	120	80
5	60	30
6	0	0
7	200	100
8	200	100
9	60	20
10	60	20
11	45	30
12	60	35
13	60	35
14	120	80
15	60	10
16	60	20
17	60	20
18	90	40
19	90	40
20	90	40
21	90	40
22	90	40
23	90	50
24	420	200
25	420	200
26	60	25
27	0	0
28	60	20
29	120	70
30	200	600
31	150	70
32	210	100
33	60	40

Tableau IV-1 : Caractéristiques techniques des branches du réseau de distribution radial et en bouclé IEEE 33-accès. [71]

Départ	Arrivée	R (pu)	X (pu)
1	2	0.00575	0.00293
2	3	0.03076	0.01567
3	4	0.02284	0.01163
4	5	0.02378	0.01211
5	6	0.05110	0.04411
6	7	0.01168	0.03861
7	8	0.04439	0.01467
8	9	0.06426	0.04617
9	10	0.06514	0.04617
10	11	0.01227	0.00406
11	12	0.02336	0.00772
12	13	0.09159	0.07206
13	14	0.03379	0.04448
14	15	0.03687	0.03282
15	16	0.04656	0.03400
16	17	0.08042	0.10738
17	18	0.04567	0.03581
2	19	0.01023	0.00976
19	20	0.09385	0.08457
20	21	0.02555	0.02985
21	22	0.04423	0.05848
3	23	0.02815	0.01924
23	24	0.05603	0.04424
24	25	0.05590	0.04374
6	26	0.01267	0.00645
26	27	0.01773	0.00903
27	28	0.06607	0.05826
28	29	0.05018	0.04371
29	30	0.03166	0.01613
30	31	0.06080	0.06008
31	32	0.01937	0.02258
32	33	0.02128	0.03319
21	8	0.66667	0.66667
9	15	0.66667	0.66667
12	22	0.66667	0.66667
18	33	0.16667	0.16667
25	29	0.16667	0.16667

IV.5 Résultat et interprétation des résultats de la simulation

IV.5.1 1^{er} cas sans DG

Après la création des deux réseaux de 33 JdB radial et bouclé, on a effectué le calcul d'écoulement de puissance continue CPF en augmentant la charge progressivement jusqu'au point d'instabilité en mesurant les déviations de la fréquence.

En plus de la déviation de la fréquence le CPF quantifie l'évolution du profil de tension en fonction de l'augmentation de la charge ainsi que les puissances injectées aux niveaux des JdB et transmises au niveau des éléments des réseaux.

Le profil de tension dans les différents jeux de barre des réseaux radiale et bouclé sont représentés respectivement dans les figures (IV-10) et (IV-13).

La déviation de la fréquence Δf et la chute de tension ΔV en fonction de la charge pour le réseau radial sont représentés respectivement dans les figures (IV-11) et (IV-12).

La déviation de fréquence Δf et la chute de tension ΔV en fonction de la charge pour le réseau bouclé sont représentés dans les figures (IV-14) et (IV-15).

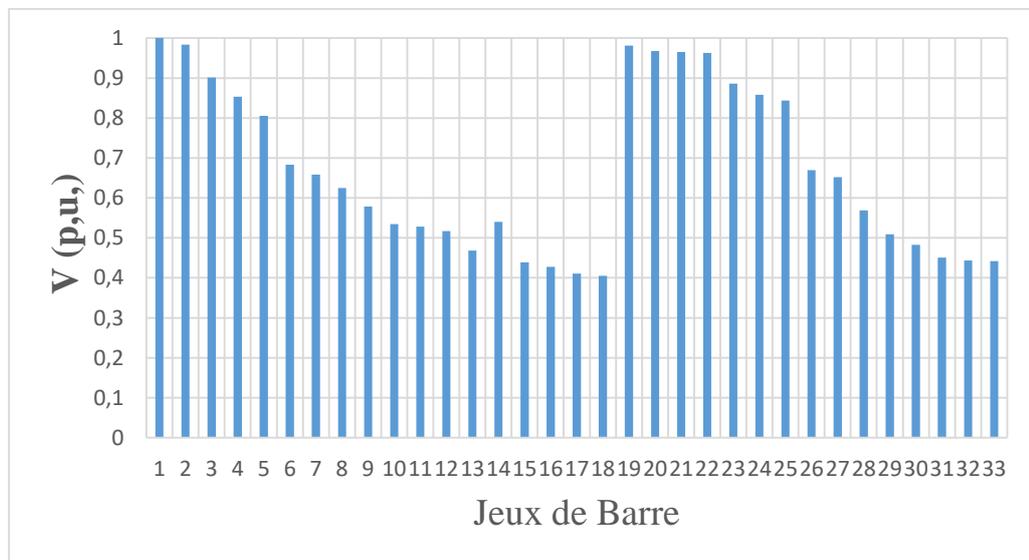


Figure IV-10 : Profil de tension des jeux de barre pour le réseau radial sans DG.

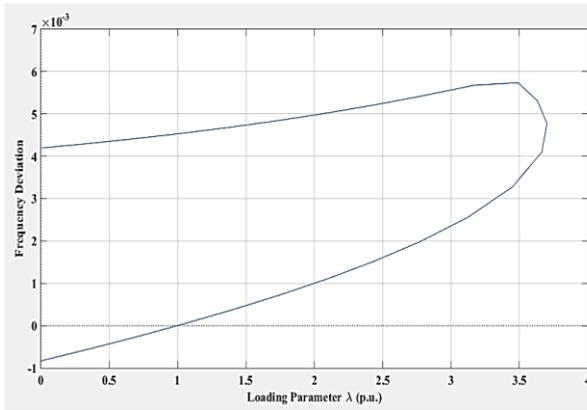


Figure IV-12 : Courbe représentant $f-\lambda$ du réseau radial sans DG.

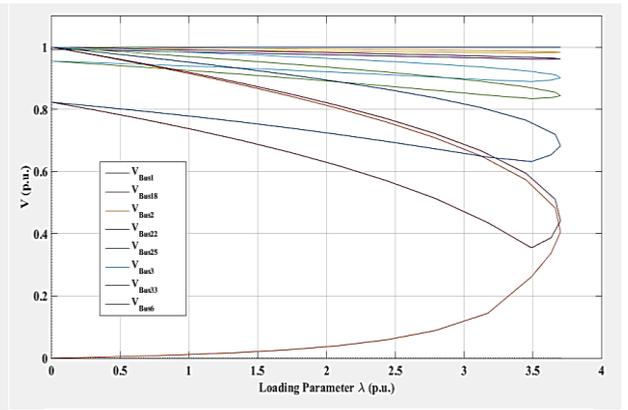


Figure IV-11 : Courbe de charge du réseau radial sans DG.

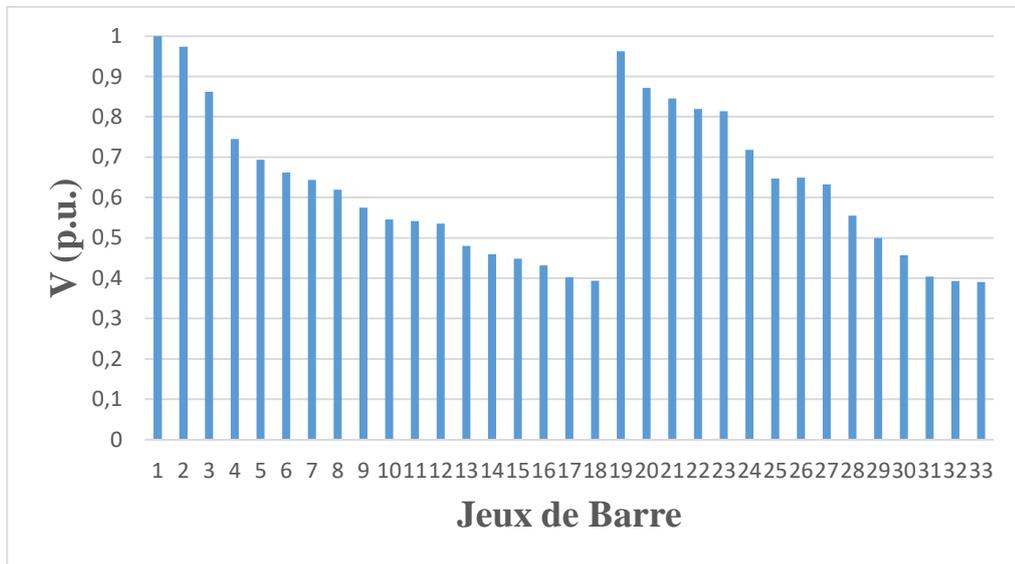


Figure IV-13 : Profile de tension des jeux de barre du réseau bouclé sans DG.

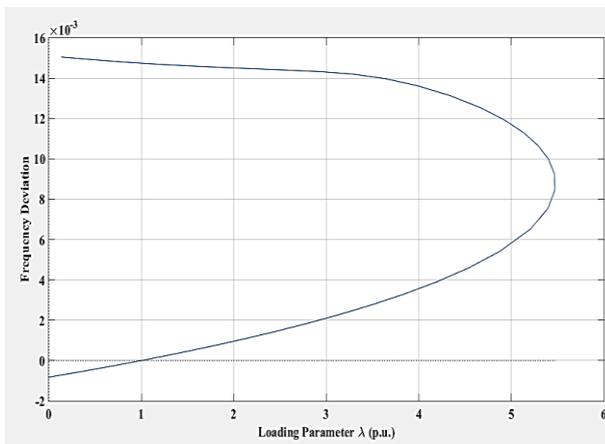


Figure IV-15 : Courbe représentant $f-\lambda$ du réseau bouclé sans DG.

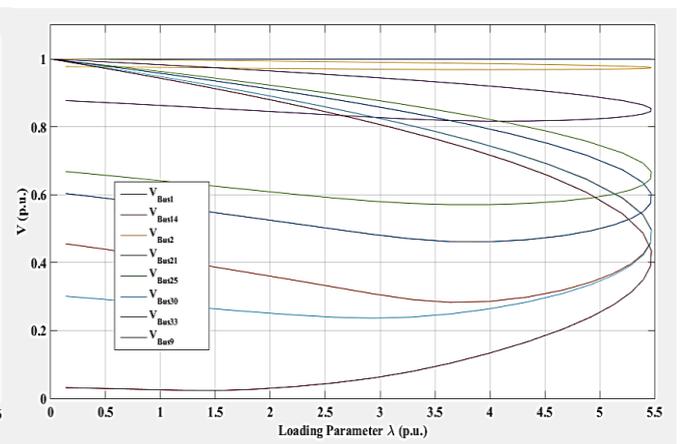


Figure IV-14 : Courbe de charge du réseau bouclé sans DG.

IV.5.2 2^{ème} cas avec un DG

Après simulation du 1^{er} cas sans DG on a vérifié les tensions aux différents JdB (figure IV-10 et IV-13) de nos systèmes pour ajouter un DG au niveau de l'accès le plus faible, après analyse on a donc ajouté un DG à l'accès 18 pour le système radial et au niveau de l'accès 33 pour le système bouclé.

Après l'ajout de notre générateur avec une puissance de $S=3.6239\text{MVA}$, on a effectué le calcul d'écoulement de puissance continu CPF et visualisé la déviation de fréquence et le profil de la tension en fonction de l'augmentation de la charge, et on obtient les résultats suivants :

Le profil de tension dans les différents jeux de barre des réseaux radiale et bouclé sont représentés respectivement dans les figures (IV-16) et (IV-19).

La déviation de la fréquence Δf et la chute de tension ΔV en fonction de la charge pour le réseau radial sont représentés respectivement dans les figures (IV-17) et (IV-18).

La déviation de fréquence Δf et la chute de tension ΔV en fonction de la charge pour le réseau bouclé sont représentés dans les figures (IV-20) et (IV-21).

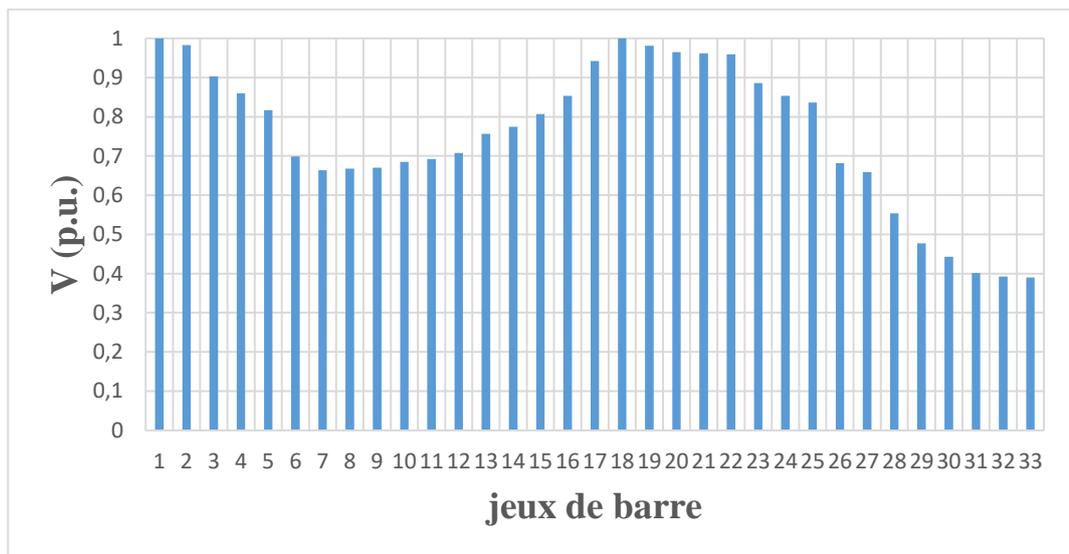


Figure IV-16 : Profil de tension des jeux de barre pour le réseau radial avec un DG.

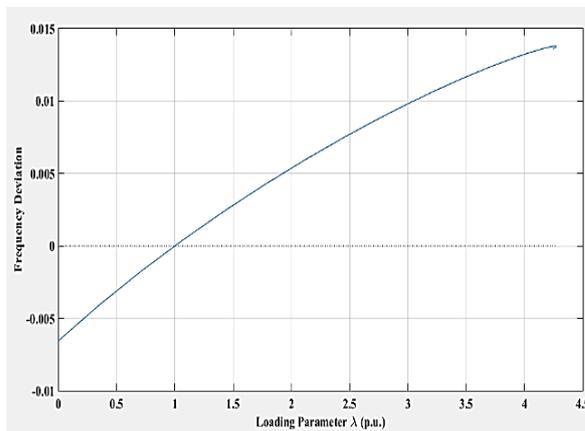


Figure IV-18 : Courbe représentant $f-\lambda$ du réseau radial avec un DG.

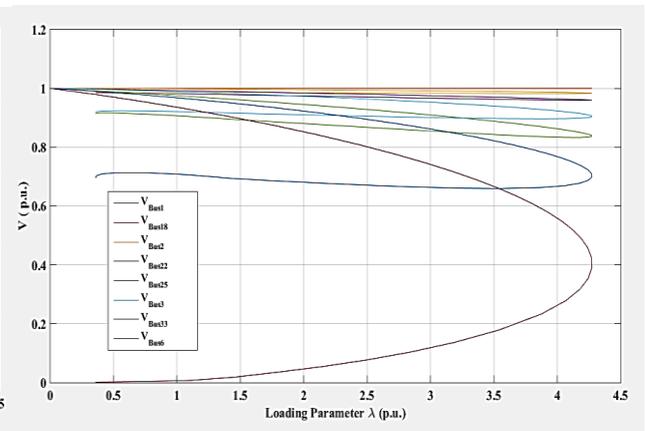


Figure IV-17 : Courbe de charge du réseau radial avec un DG.

Le profil de tension dans les différents jeux de barre des réseaux radiale et bouclé sont représentés respectivement dans les figures (IV-22) et (IV-25).

La déviation de la fréquence Δf et la chute de tension ΔV en fonction de la charge pour le réseau radial sont représentés respectivement dans les figures (IV-23) et (IV-24).

La déviation de fréquence Δf et la chute de tension ΔV en fonction de la charge pour le réseau bouclé sont représentés dans les figures (IV-26) et (IV-27).

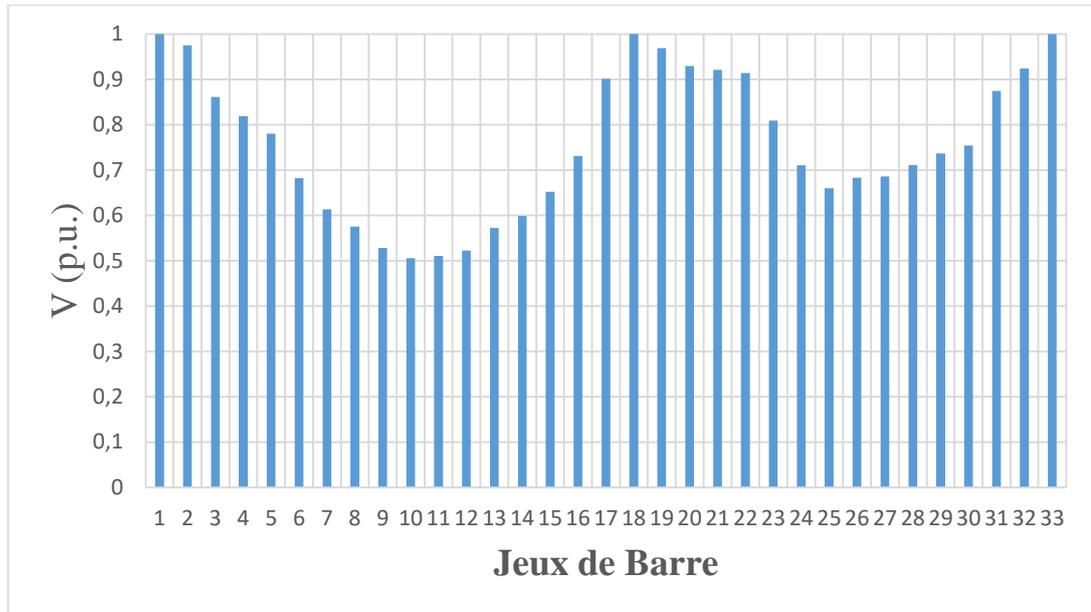


Figure IV-22 : Profil de tension des jeux de barre pour le réseau radial avec deux DG.

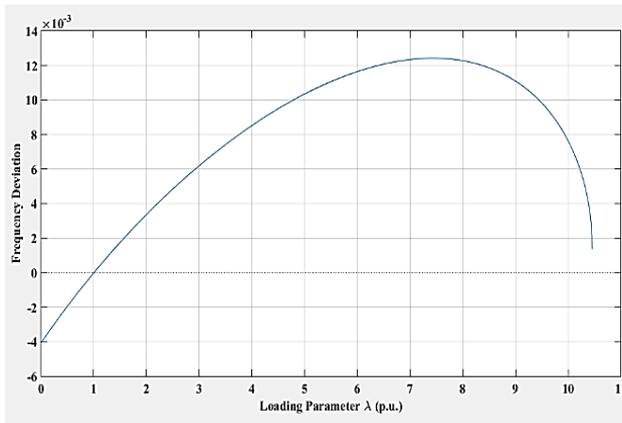


Figure IV-23 : Courbe représentant f - λ du réseau radial avec deux DG.

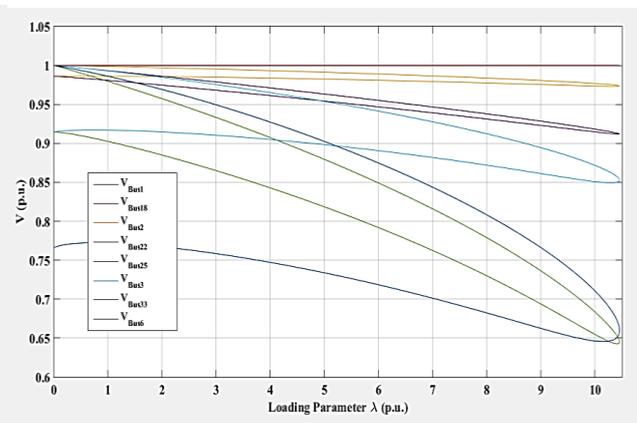


Figure IV-24 : Courbe de charge du réseau radial avec deux DG.

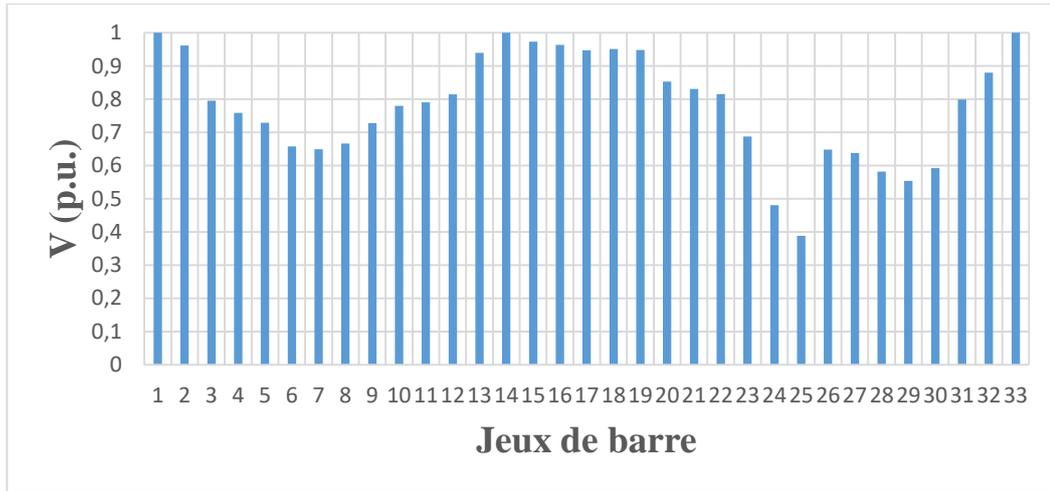


Figure IV-25 : Profile de tension des jeux de barre pour le réseau bouclé avec deux DG.

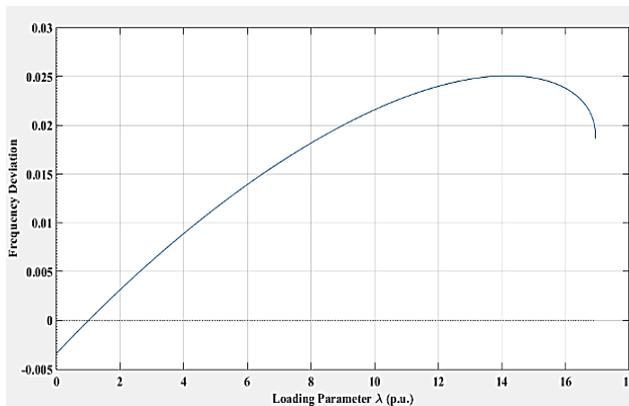


Figure IV-26 : Courbe représentant $f-\lambda$ du réseau bouclé avec deux DG.

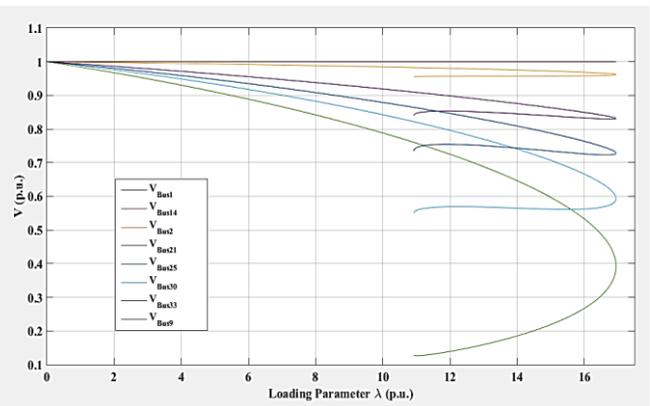


Figure IV-27 : Courbe de charge du réseau bouclé avec deux DG.

IV.5.4 Comparaison des résultats obtenus

On a porté sur les tableaux suivants l'ensemble des résultats obtenues sur le long de la simulation pour chacun de nos cas :

Tableau IV-3 : Changement des paramètres de charge et de la déviation de fréquence dans les deux systèmes.

Système 33 JdB	Générateurs (MVA)	Facteur de charge λ (pu)		Augmentation de charge (%)	Δf (pu)		Augmentation de fréquence (%)
		Réseau radiale	Réseau bouclé		Réseau radiale	Réseau bouclé	
Sans DG	_____	3.7016	5.4709	32.34	0.00477	0.00928	48.59
Avec 1DG	3.6239	4.2726	13.5963	68.57	0.01373	0.02699	49.12
Avec 2DG	2.2123	10.4575	16.9467	38.29	0.0137	0.02505	45.30
	1.3139						

Tableau IV-4 : Comparaison des résultats de déviation de fréquence.

Système 33 JdB	Générateurs (MVA)	Déviation de fréquence			
		Réseau Radiale		Réseau Bouclé	
		Diminution de fréquence max	Augmentation de fréquence max	Diminution de fréquence max	Augmentation de fréquence max
Sans DG	—	-0.00083	0.00476	-0.00082	0.00846
Avec 1DG	3.6239	-0.0065	0.0137	-0.0045	0.0271
Avec 2DG	2.2123	-0.00405	0.136	-0.00335	0.0251
	1.3139				

a- 1^{er} cas sans DG :

Après l'analyse des résultats, on a remarqué que :

- Pour le cas sans DG, la déviation de la fréquence et la courbes de charge montrent une amélioration de la stabilité de la fréquence et de la tension dans le réseau bouclé par rapport au réseau radiale.
- La charge peut atteindre une valeur de 5.4709 dans le réseau bouclé alors qu'elle ne dépasse pas 3.7016 dans le réseau radial. La charge est augmentée dans le cas du réseau bouclé d'un taux de 32.34% par rapport au réseau radial.

a- 2^{ème} cas avec un DG

Après l'analyse des résultats, on a remarqué que :

- En installant la DG le profil de la tension et la déviation de la fréquence et du point d'instabilité du réseau bouclé augmente de manière significative par rapport au réseau radial.
- Dans le réseau radial la charge du point d'instabilité augmente de 3.7016 pour le cas sans DG à 4.2726 après l'insertion du générateur, tandis que le réseau bouclé augmente de 5.4709 pour le cas sans DG à 13.5963 pour 2 DG. La charge est augmentée dans le cas du réseau bouclé d'un taux de 68.57% par rapport au réseau radial.

b- 3^{ème} cas avec 2 DG

Après l'analyse des résultats, on a remarqué que :

- Après l'insertion du deuxième DG le profil de la tension et la déviation de la fréquence et du point d'instabilité du réseau radial augmente de manière significative par rapport au réseau bouclé qui rencontre aussi une augmentation mais avec des valeurs moins impressionnantes.
- Dans le réseau bouclé la charge du point d'instabilité augmente de 13.5963 pour le cas d'un seul DG à 16.9467 après l'insertion du deuxième générateur, tandis que le réseau radial augmente de 4.2726 pour le cas d'un DG à 10.4575 avec 2 DG. La charge est augmentée dans le cas du réseau bouclé d'un taux de 38.29% par rapport au réseau radial.

IV.6 Conclusion

Une comparaison entre le système bouclé et le système radial dans le contexte de la stabilité de la fréquence et de la capacité de la charge est examiné dans ce chapitre.

Après analyse et comparaison des différents résultats obtenus lors de la simulation, on en conclue que :

- Pour le cas sans DG, le réseau bouclé nous présente de meilleurs résultats et performances que le réseau radial car le système en boucle demande une charge un peu plus conséquente avant d'atteindre le point d'instabilité comparé au réseau radial.
- Pour le cas avec un DG, on a une augmentation considérable pour la charge du réseau bouclé avant d'atteindre l'instabilité, comparé au réseau radial qui rencontre une légère augmentation de la charge.
- Pour le cas avec deux DG, ici c'est la charge du réseau radiale qui rencontre une grande augmentation avant l'instabilité, le réseau bouclé augmente toujours mais avec des valeurs moins impressionnantes que précédemment.
- Le réseau bouclé présente de meilleures caractéristiques que le réseau radial, il suffit d'insérer un seul DG au niveau du réseau bouclé pour avoir une grande amélioration tandis qu'il faut deux DG pour avoir une net amélioration du réseau radial.
- La capacité de charge du système augmente au fur et à mesure que la DG est intégrée au système et il augmente encore quand le nombre de DG passe d'un à deux, la déviation de la fréquence a également augmenté avec l'augmentation des DG.
- On observe que la déviation de la fréquence augmente lorsque le système passe d'aucun DG à un DG puis diminue à nouveau pour deux DG. La raison est que lorsqu'un générateur est intégré la capacité de charge du système augmente avec un rapport plus élevé, tandis que la stabilité augmente avec un rapport plus faible et vice-versa avec l'installation d'un deuxième générateur.

Conclusion Générale

Conclusion Générale

L'objectif initial de cette étude est d'étudier le comportement de la fréquence face à l'intermittence et à l'intégration des énergies renouvelables.

Au fil des années la demande de l'énergie électrique ne cesse d'augmenter ce qui nécessite une augmentation de production d'énergie pour satisfaire la demande publique. À cause de cette forte intégration d'énergies nouvelles à base de ressources renouvelables, les réseaux électriques subissent des perturbations de plusieurs plans et surtout de la fréquence, l'arrivée de ces énergies n'a fait qu'augmenter le risque du déséquilibre à cause de leurs caractères imprévisibles dus aux phénomènes météorologiques.

L'intégration des productions décentralisées aux réseaux se fait au niveau des réseaux de distribution à cause de son faible taux de production comparé à une production classique et pour sa participation au réglage de la tension, et leur raccordement engendre plusieurs impacts sur les différents plans du réseau, la protection, la tension, mais surtout la fréquence. Les impacts touchent plusieurs aspects de la fréquence tel que la stabilité sa tenue et plus essentiellement le synchronisme (cas de rupture de synchronisme). On peut minimiser ces impacts en ajoutant des lignes en parallèle ou fermant notre réseau pour former des boucles.

Pour assurer l'équilibre entre la production et la consommation on doit d'abord assurer la stabilité de la fréquence car cette dernière nous sert d'indicateur pour surveiller l'offre et la demande. Quand la fréquence augmente cela signifie que la production est plus grande que la consommation et quand elle diminue c'est le contraire, ce qui fait que notre système devient instable à la moindre déviation de la fréquence dépassant 0.5% de la fréquence de synchronisme.

Pour réaliser cette adaptation de la production, il faut disposer de réserve de puissance mobilisable automatiquement. Le réglage primaire : il permet de rétablir automatiquement et en quelques secondes l'équilibre production-consommation et la fréquence a une valeur proche de la fréquence de référence, il est mis en œuvre par l'action des régulateurs de vitesse des groupes de production. Le réglage secondaire : il permet de régler en quelques minutes l'écart de fréquence laissé par la réserve primaire et ramener les échanges entre pays à leurs valeurs contractuelles, il s'effectue via le centre de conduite de la zone de réglage. Le réglage tertiaire : c'est un réglage manuel dirigé par le dispatching national qui agit essentiellement en prenant en compte les considérations économiques, son rôle est de compléter éventuellement l'action du réglage secondaire et de réajuster les consignes de puissance des groupes sur une période de temps plus élevée.

Dans notre étude, nous avons étudié l'impact de l'intégration des ressources renouvelables sur deux réseaux choisis de 33 JdB chacun, un est radial et l'autre est bouclé.

Dans un premier cas nous avons simulé nos deux réseaux sans aucun DG inséré, et les résultats obtenus nous montrent qu'initialement le réseau bouclé donne de meilleures performances au niveau de la déviation et de la stabilité de la fréquence que le réseau radial. L'instabilité est atteinte pour une charge ($\Delta f = 0.00477$ et $\lambda = 3,7016$) pour le réseau radial alors qu'elle est de ($\Delta f = 0.00928$, $\lambda = 5,4709$) pour le réseau bouclé.

Dans un deuxième cas nous avons inséré un DG au niveau de l'accès ayant le plus faible profil de tension. Après simulation les résultats nous montrent que le réseau bouclé rencontre une amélioration considérable de la déviation et la stabilité de la fréquence comparée au réseau radial qui s'améliore mais avec des valeurs minimales. L'instabilité est atteinte pour une charge ($\Delta f = 0.01373$ et $\lambda = 4.2726$) pour le réseau radial alors qu'elle est de ($\Delta f = 0.02699$, $\lambda = 13.5963$) pour le réseau bouclé.

Finalement dans le dernier cas nous avons identifié l'accès le plus faible après analyse du profil de la tension du cas précédent, pour l'insertion d'un deuxième DG, Après simulation les résultats montrent cette fois ci une forte amélioration du réseau radial au niveau de la déviation et stabilité de la fréquence alors que le réseau bouclé rencontre une amélioration aussi mais moins remarquable que celle du radial. L'instabilité est atteinte pour une charge ($\Delta f = 0.0137$ et $\lambda=10.4575$) pour le réseau radial alors qu'elle est de ($\Delta f = 0.02505$, $\lambda=16.9467$) pour le réseau bouclé.

On en conclue que le réseau bouclé présente de meilleures performances en ce qui concerne la stabilité de la fréquence par rapport au réseau radial et qu'il suffit d'insérer un seul DG au réseau bouclé pour avoir une amélioration suffisante de la stabilité tandis qu'il faille 2 DG pour une bonne amélioration du réseau radial.

On en déduit par le biais de cette étude que maillé les réseaux peut être une solution pour minimiser les risques de la variation de la fréquence et pour garder un réseau à son niveau le plus stable, ce qui nous induit à favoriser les interconnexions entre les pays pour participer aux différents réglages et pour garder une stabilité optimale pour notre réseau.

On propose comme perspective d'effectuer une étude du réglage de la fréquence face à l'intermittence de la production.

Bibliographie

Bibliographie

- [1] B. Crappe, "Commande et régulation des réseaux électriques", Chap.2 Traité EGEM série génie électrique, édition LAVOISIER, 2003.
- [2] V. Courtecuisse, "Supervision d'une centrale multi sources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique", Thèse de doctorat, l'École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers Spécialité "Génie électrique", Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique de Puissance de Lille, 20 novembre 2008.
- [3] H. Persoz, R. Adjemian, " Interconnexions et échanges d'énergie en Europe", Techniques de l'Ingénieur : D4025, 1995.
- [4] T. Slim, C. Patsionras, and Papathanassion, "Grid code requirements for large wind farms : à review of technical regulations and available wind turbine technologies", European Wind Energy Conference and Exhibition, Brussels, 2008.
- [5] J.F. Canard, "Impact de la génération d'énergie dispersée dans les réseaux de distribution", Thèse de doctorat de l'INPG, Décembre 2000.
- [6] T. Benboudjema, O. Agri, " Etude des capacités et perspectives de production d'énergie électrique en Algérie", Mémoire de Master, Option : Réseaux Electriques, 2015.
- [7] B. Berseneff, "Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur", Thèse de doctorat, Université de Grenoble, Décembre 2010.
- [8] J.C. Sabonnadaière, N. hadjsaïd, "Lignes et réseaux électriques 1(lignes d'énergie électrique)", Livre, paris, Lavoisier 2007.
- [9] F. Laïb, F. Amraoui, "Elaboration d'outils de planification en vue de l'optimisation des investissements dans les réseaux électriques en Algérie", Mémoire de Master Option : Réseaux Electriques, 2016/2017.
- [10] H. Toula, M.A. Rahmouni, "Prévision de la consommation d'énergie électrique en vue de la conduite et de la planification des réseaux électriques en Algérie", mémoire deuxième année master, Option : Réseaux électriques, 2016.
- [11] E. Gladkikh, "Optimisation de l'architecture des réseaux de distribution de l'énergie électrique", thèse de doctorat, université Grenoble Alpes, 2006.
- [12] F. Hamoudi, "Achitectures des réseaux électriques, Power system", Cours UEF, 2015.
- [13] I. Noui, "Réduction des pertes dans les réseaux électriques par la compensation série TCSC", Mémoire de Master, Université Mohamed Khider Biskra, 08 décembre 2015.
- [14] K.A. Hamoud, "Modélisation des grands systèmes électriques interconnectés :application à l'analyse de sécurité dans un environnement compétitif", Thèse de Doctorat Grenoble-INP, 2010.
- [15] N. Aouzellag, "Cours Réseaux Electriques", 3ème année Licence Electrotechnique, université de Béjaïa, 2017/2018.
- [16] N. Bakhta, "Production Décentralisée", Université Mohamed Boudiaf, Oran, 2016/2017.
- [17] N. Hadjsaïd, "La distribution d'énergie électrique en présence de production décentralisée", Edition Hermès Science Publications, 2010.
- [18] P.H. Gleick, "Water in crisis a guide to the of world's freshwater resources", New York, USA, Oxford, UK, Oxford University Press for Pacific Institute, 473 pp. ed. 1993.
- [19] H. Laribi, A.H. Djabbour, "Etude d'intégration d'une production décentralisée dans un réseau de distribution électrique", Mémoire de fin d'étude, Université Kasdi Merbah, Ouargla, 2017.
- [20] A. Filloux, "Intégrer les énergies renouvelables : choisir, intégrer et exploiter les systèmes utilisant les énergies renouvelables", Edition CSTB, 2014.

- [21] S. Bensmail, "Optimisation et gestion d'énergie d'un système hybride à énergies renouvelables", Thèse de Doctorat, Université de Bejaïa, 2017.
- [22] L. Freris, D. Infield, "Les énergies renouvelables pour la production d'électricité", Edition DUNOD, Paris, 2009.
- [23] "Rapport de la mission d'étude sur les énergies renouvelables", Mars 2013.
- [24] N. Hocini, E. Tazamouchet, "Sur la maîtrise de l'insertion des ressources renouvelables aux réseaux électriques", Mémoire de fin d'étude, Université de Bejaïa, 2016.
- [25] S. Naciri, "Impact de l'intégration des énergies renouvelables au réseau de distribution HTA", Mémoire de fin d'étude, Université Sidi Mohamed Ben Abdellah, 2017.
- [26] S. El Aimani, "Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension", Thèse de doctorat, Université de Lille, 2004.
- [27] N. Bakhta, "Production Décentralisée", Université Mohamed Boudiaf, Oran, 2017.
- [28] S. Senouci, "Essai d'application des modèles de prévision uni variés sur la consommation d'énergie électrique en Algérie", Mémoire magistère en science commerciales, 2012.
- [29] H. Alkhatib, "Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques : optimisation de la régulation par une méthode métaheuristique. Automatique / Robotique", Université Paul Cézanne - Aix-Marseille III. Français. tel-00408160v2, 2008.
- [30] G. Andersson, "Modeling and analysis of Electric Power Systems", Lectures 227-526, EEH Power Systems Laboratory, ETH, Zurich, March 2006.
- [31] T.V. Custem, "Systèmes électriques de Puissance II", Cours ELEC 047, Département d'Electricité, Electronique et Informatique : Institut Montefiore, Université de Liège, 2002.
- [32] Phadke, J. Thorp, M. Adamiak, "A new measurement technique for tracking voltage phasors, local systems frequency, and rate of change of frequency", IEEE Trans. Pow. Appl. Syst. PAS-102 1025–1038, 1983.
- [33] M.M. Canteli, A.O. Fernandez, L.I. Eguíluz, C.R. Estébanez, "Three-phase adaptive frequency measurement based on Clarke's transformation", IEEE Trans. Pow. Del. 21 1101–1105, 2006.
- [34] V. Eckhardt, P. Hippe, G. Hosemann, "Dynamic measuring of frequency and frequency oscillations in multiphase power systems", IEEE Trans. Pow. Del. 4 95–102, 1989.
- [35] M. Kezunović, P. Spasojević, "New digital signal processing algorithms for frequency deviation measurement", IEEE Trans. Pow. Del. 7 1563–1573, 1992.
- [36] P.J. Moore, R.D. Carranza, A.T. Johns, "A new numeric technique for high-speed evaluation of power system frequency", Proc. Inst. Elect. Eng. 141 (5) 529–536, 1994.
- [37] D. Hart, D. Novosel, Y. Hu, B. Smith, M. Egolf, "A new frequency tracking and phasor estimation algorithm for generator protection", IEEE Trans. Pow. Del. 12 (3) 1064–1073, 1997.
- [38] P.K. Ray, P.S. Pohan, G. Panda, "Improved recursive Newton type algorithm based power system frequency estimation", Int. J. Electr. Power Energy Syst. 65 231–237, 2015.
- [39] Girgis, F.M. Ham, "A new FFT-based digital frequency relay for load shedding", IEEE Trans. Pow. Appl. Syst. PAS-101 (2) 433–439, 1982.
- [40] M. Wang, Y.A. Sun, "Practical, precise method for frequency tracking and phasor estimation", IEEE Trans. Pow. Del. 19 (4) 1547–1552, 2004.
- [41] D.W.P. Thomas, M.S. Woolfson, "Evaluation of frequency tracking methods", IEEE Trans. Pow. Del. 16 (3) 367–371, 2001.
- [42] M.B. Đurić, Ž.R. Đurišić, "Frequency measurement of distorted signals using Fourier and zero crossing techniques", Electr. Power Syst. Res. 78 1407–1415, 2008.
- [43] Ž. Đurišić, V. Papić, "Three-phase power system frequency estimation algorithm, in: Proc of ISEF2015 XVII Intern Symp on Electromagnetic Fields in Mechatronics", Electrical and Electronic Engineering, Valencia, Spain; 2015.

- [44] R. Rubeena, M.R.D. Zadeh, T.P.S. Bains, "An accurate offline phasor estimation for fault location in series-compensated lines", *IEEE Trans. Power Del.* 29 (2) 876–883, 2014.
- [45] H. Tao, I.F. Morrison, "The measurement of power system frequency using a microprocessor", *Electr. Power Syst. Res.* 11 103–108, 1986.
- [46] Naggar, H.K.M. Youssed, "A genetic based algorithm for frequency-relaying applications", *Electr. Power Syst. Res.* 55 173–178. 2000.
- [47] W. Jiang, J. Lu, "Frequency estimation in wind farm integrated systems using artificial neural network", *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 62 72–79. 2014.
- [48] S. Nanda, P.K. Dash, T. Chakravorti, S. Hasan, "A quadratic polynomial signal model and fuzzy adaptive filter for frequency and parameter estimation of nonstationary power signals", *Measurement* 87 274–293. 2016.
- [49] E.M. dos Santos, J.P. Juchem Neto, G. Marchesan, G. Cardoso, "Power system frequency estimation using morphological prediction of Clarke components", *Electr. Power Syst. Res.* 122 208–217. 2015.
- [50] K. Pradhan, A. Routray, A. Basak, "Power system frequency estimation using last mean square technique", *IEEE Trans. Power Del.* 20 (3) 1812–1816. 2005.
- [51] Y. Xia, Z. Blazic, D.P. Mandic, "Complex-valued least squares frequency estimation for unbalanced power systems", *IEEE Trans. Instrum. Meas.* 64 (3) 638–648. 2015.
- [52] S. Giarnetti, F. Leccese, M. Caciotta, "Non recursive multi-harmonic least squares fitting for grid frequency estimation", *Measurement* 66 229–237. 2015.
- [53] M.D. Kusljevic, "On LS-based power frequency estimation algorithms", *IEEE Trans. Instrum. Meas.* 62 (7) 2020–2028. 2013.
- [54] C.J. Ramos, A.P. Martins, A.S. Carvalho, "Power system frequency estimation using a least mean squares differentiator", *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 87 166–175. 2017.
- [55] Željko Đurišić, Veljko Papić, "Power system frequency tracking based on LES technique with constant matrix", *Measurement Volume 114*, January 2018, Pages 308–321
- [56] X. Dou et al, "An improved CPF for static stability analysis of distribution systems with high DG penetration," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 86, pp. 177–188, 2017.
- [57] A. Bouzidi, "Cours de conduite des réseaux électrique, chapitre IV ,Réglage du réseau", université de Bejaia ,2020
- [58] Ye Wang, "Evaluation de la Performance des Réglages de Fréquence des Eoliennes à l’Echelle du Système Electrique : Application à un Cas Insulaire", *Ecole Centrale de Lille, Français.* NNT : 2012ECLI0027. tel-00778698, 2012.
- [59] P. Kundur, "Power System Stability And Control", *Electric Power Research Institute, Power System Engineering Series*, ISBN 080780359588X, McGraw-Hill, 1994.
- [60] R. Doherty, A. Mullane, G.L. Nolan, D.J. Burke, A. Bryson et M. O’Malley, "An Assessment Of The Impact Of Wind Generation On System Frequency Control", *IEEE Trans. Power Systems*, tome 25, n° 1, pages 452–460, février 2010.
- [61] S. Strepu, "Controle De Performance De Producteurs Indépendants Pour Une Meilleure Sécurité Des Réseaux Electriques", thèse doctorat de l’institut national polytechnique de Grenoble, France, 2005.
- [62] G. Delille, "Contribution Du Stockage A La Gestion Avancée Des Systèmes Electriques, Approches Organisationnelles Et Technico-Economiques Dans Les Réseaux De Distribution ", thèse de doctorat préparée au L2EP Ecole Centrale de Lille, soutenue à Lille, France, 18 novembre 2010.
- [63] P. BORNARD et M. PAVARD. [D 4 090] titre : "Réseaux d’interconnexion et de transport : réglage et fonctionnement à partir de livre technique d’ingénieur".

- [64] C. Root, "The future beckons [electric power industry] ",IEEE Power and Energy Magazine, vol. 4, no. 1, pp. 24-31, 2006.
- [65] S. Kalambe, G. Agnihotri, "Loss minimization techniques used in distribution network: bibliographical survey", Renewable and sustainable energy reviews, vol. 29, pp. 184-200, 2014.
- [66] P. Kundur, "Power system stability and control", New York, McGraw-hill, 1994.
- [67] A. Ben Hakkoumed , A. Legougui , "Compensation de l'énergie réactive d'un réseau IEEE par system FACTS", Mémoire Master, Université Kasdi Merbah, Ouargla, May 2016.
- [68] Federico Milano, Documentation de la version du PSAT 2.1.8.
- [69] A. Haniotis, A. Kladas, J. Tegopoulos, "A control procedure for permanent magnet variable wind turbine" Laboratory for electrical Machines Electric Power Division, Departement of Electrical and computer Engineering, National technical University of Athens 9 ;Iroon Polytechniou ;Street 15780 Athens, Greece, 2003.
- [70] L. Rezzoug, M. Isddiken, mémoire de master 2, "Réglage de la fréquence d'un réseau électrique intégrant des générateurs éoliens", université de Bejaia. 2015.
- [71] E. Dolatdar, S. Soleymani, B. Mozafari. "A New Distribution Network Reconfiguration Approach using a Tree Model", World Academy of Science, Engineering and Technology 34 2009.

Résumé

La forte demande de consommation et à l'aspect polluant et épuisable des énergies utilisées dans les centrales classiques pour la production, ont poussé les gestionnaires des réseaux électriques à s'intéresser de plus en plus au développement des productions à base d'énergie qualifiée pour l'environnement et renouvelable dans le temps qui contribuent à la satisfaction de la demande en énergie.

Suite à l'intégration de ces nouvelles énergies au réseau, on rencontre beaucoup de problèmes notamment sur la stabilité de la fréquence.

Dans ce travail, nous avons fait l'étude du comportement de la fréquence face à l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau test IEEE 33 JdB avec une configuration radial et bouclé. La simulation a été réalisée avec le logiciel PSAT (power système analysis toolbox) de la boîte à outils MATLAB.

Dans un premier temps, nous avons relevé l'accès le plus instable de chaque réseau pour y insérer une génération distribuée, nous avons par la suite ajouter une nouvelle génération dans un deuxième accès différent, nous avons alors remarquer une amélioration de la stabilité des deux réseaux. Le réseau bouclé présente de meilleures performances.