

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université de Djilali Bounaama Khemis Miliana



Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de la Technologie

Mémoire Présenté
Pour l'obtention de diplôme

Master

En

« Génie électrique »

Option :

« Electrotechnique »

**Stabilité de tension dans les réseaux de distribution radiaux
contenant le GED**

Réalisé par :

- TAIBI Mohamed Amine
- MAZOUZI Yacine

Encadré par :

Dr.MATALLAH Mohamed

Année Universitaire 2016/2017

Remerciements

*Avant tout, nous remercier ALLAH, le tout puissant, de m'avoir
donné le courage et la volonté pour accomplir ce travail*

*Nous tenons à remercier nos encadreurs Dr **MATALLAH
Mohamed** d'avoir posé un sujet très intéressant et pour leurs
conseils, leur disponibilité et pour nous avoir fait profiter de
leurs connaissances et de leurs qualités tant professionnelles
qu'humaines.*

*Nos respectueux remerciements à l'ensemble des membres du
jury pour l'intérêt porté sur mon travail.*

*Nos remerciements vont également à toutes les personnes qui
nous ont aidés à réaliser ce travail*

Dédicaces

A l'homme de ma vie, mon exemple éternel, mon soutien moral et source de joie et de bonheur, celui qui s'est toujours sacrifié pour me voir réussir, que dieu te garde dans son vaste paradis.

A toi mon père.

A la lumière de mes jours, la source de mes efforts, la flamme de mon cœur, ma vie et mon bonheur.

Maman que j'adore.

Aux personnes dont j'ai bien aimé la présence dans ce jour, to mon frère et mes sœurs et mon tonton, je dédie ce travail dont le grand plaisir leurs revient en premier lieu pour leurs conseils, aides, et encouragements.

Aux personnes qui m'ont toujours aidé et encouragé, qui étaient toujours à mes côtés, et qui m'ont accompagnaient durant mon chemin d'études supérieures, mes aimables amis, collègues d'étude Khotwa Center, et frère de cœur, à toi Dr. Abderrahmane.

TAIBI Mohamed amine.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à ceux qui ont passés leur vie rêvant de voir ce jour-ci, à ceux qui mon entourés d'amour et tendresse,

À la fleur de ma vie ma très chère mère en témoignage de ma profonde et ma grande reconnaissance pour sa tendresse, sa patience, son sacrifice tout au long de mes études.

Mon honorable et très cher père, ma sœur et mon frère qui a sacrifié sa vie qu'on puisse se trouver à ce niveau et qui m'a été source de réussite.

Je remercie également tous mes très chers amis.

Aux étudiants du Electrotechnique

Mazouzi Yacine

Résumé :

Ces derniers temps, l'étude de la stabilité de tension des réseaux électriques constitue un sujet important pour l'exploitation de ces réseaux

L'objectif de ce travail était d'améliorer les réseaux de distribution en termes de stabilité et profil de tension ainsi qu'en termes de pertes de puissance par l'intégration de la génération distribuée.

La méthode qui a été utilisée pour traiter notre problème est la méthode de balayage avant arrière qui est bien adaptée pour les réseaux de distribution radiaux.

L'étude menée a montré que l'intégration de la GED dans les réseaux de distribution donne une bonne amélioration de tension donc un réseau plus stable et plus fiable.

Summary :

Nowadays the study of the voltage stability of electrical power systems is an important topic for the exploitation of these networks.

The objective of this work was to improve the distribution power system performance in terms of voltage stability and voltage profile as well that in terms of the power loss by the integration of distributed generation DG.

The method which was used to treat our problem is Backward Forward Sweep method which is well adapted for the distribution networks of the radial type.

The present study showed that the integration of the DG in the distribution networks gives à good improvement in voltage and hence a stable and more reliable network.

ملخص :

ان دراسة استقرار الشبكات الكهربائية يمثل أهمية كبيرة في استغلال هذه الشبكات مثل ما بينا ذلك من خلال هذا البحث. الهدف من هذا البحث هو تحسين شبكات التوزيع في إطار الاستقرار. وتحسين التوتر كذلك التقليل من الطاقة الضائعة من خلال ادماج الجيل الجديد للتوزيع. المنهجية التي استخدمت لمعالجة هذه المشكلة هي طريقة المسح من الخلف والامام التي لها تأثير جيد على شبكات التوزيع. في النهاية ان ادماج مولد الطاقة في شبكات التوزيع يقوم بتحسين التوتر وبناء شبكة ثابتة وموثوقة.

Table des matières

Remerciement

Dédicaces

Résumé

Table des matières

Liste des figure

Liste des tableaux

Liste d'abréviation

Introduction générale **1**

Chapitre1 : La stabilité des tensions dans les réseaux électrique

Introduction	2
1.1.La stabilité de la tension.....	2
1.1.1.Stabilité de tension vis –à-vis des petites perturbations	2
1.1.2.Stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations	3
1.2. Instabilité de la tension	3
1.3. Causes de l'instabilité de la tension	3
1.3.1. Caractéristiques et analyse de la stabilité de la tension	3
1.3.2. Facteurs d'influence reliés à la stabilité de la tension	6
1.4. Méthodes d'améliorer la stabilité de tension	7
1.4.1. Compensation traditionnelles	7
1.4.1.1. Compensateurs synchrones	7
1.4.1.2. Batteries de condensateurs	8
1.4.1.2.1.Batteries de condensateurs HT.....	8
1.4.1.2.2.Batteries de condensateurs MT.....	8
1.4.1.3. Les inductances	8
1.4.1.4. Les PSS (Power System Stabiliser)	8
1.4.1.5. Les dispositifs FACTS	9
1.5. Conclusion	9

Chapitre2 : les réseaux de distribution et la génération distribuée (problème de tension)

Introduction.....	10
2.1. Motivation de la GED	10
2.2. Réglage de tension	12
2.2.1. qualité et sûreté sur les réseaux	12
2.2.2. Respect des contraintes de fonctionnement des matériels	12
2.2.3. exploitation optimale des réseaux	12
2.2.3.1. Chutes de tension et pertes Joule	13
2.2.3.2. Puissance Transmissible	14
2.3. Réglage de la tension dans les réseaux de distribution actuels	16
2.3.1. Compensation de puissance réactive au poste source	17
2.3.1.1. Les bancs de condensateur	17
2.3.1.2. Les compensateurs synchrones	18
2.3.1.3. Les compensateurs statiques d'énergie réactive	18
2.3.2. Régleur en charge	19
2.3.3. Réglage de la tension par GED	20
2.3.3.1. Réglage local auto-adaptatif	20
2.3.3.2. Réglage coordonné de la tension	22
2.4. Type de GED	25
2.5. Conclusion	26

Chapitre3: Calcul des écoulements de puissance et des tensions

Introduction.....	27
3.1. Algorithme de Balayage avant et arrière.....	27
3.1.1 Critère de convergence.....	31
3.2. Calcul des pertes active et réactive	31
3.3. Calcul des tensions	32
3.4. Conclusion	34

Chapitre4: Influence des types et l'emplacement de GED sur la tension et les pertes

Introduction	35
4.1. Contexte théorique	35
4.2.Études du système proposé	37
4.2.1. Description de l'essai : systèmes de distribution radiale	37
4.2.2. Types et capacité du GED	38
4.3. Evaluation des résultats de simulation.....	39
4.3.1. Emplacement optimal de GED	39
4.3.2La Capacité optimale du GED	41
4.3.2. Effet de la GED sur le profil de tension	42
4.4. Conclusion	46
Conclusion générale.....	47
Bibliographie.....	48
Annexe.....	52

Liste des figures :

Figure.1.1.Exemple d'un réseau radial.

Figure1.2.La limite de tension, courant et puissance en fonction de la demande de charge.

Figure.1.3.Caractéristiques P-V du réseau radial ci-dessus.

Figure.2.1.Modèle monophasé en Π d'une ligne électrique triphasée.

Figure.2.2.Diagramme de Fresnel du modèle en Π

Figure.2.3.Modèle de ligne simplifié

Figure.2.4.Évolution de la puissance transmissible maximale .

Figure.2.5.principe de fonctionnement du régleur en charge.

Figure.2.6.réglage auto-adaptatif :seuils de tension.

Figure.2.7.principe général du réglage auto-adaptatif .

Figure.2.8.Schéma de principe du D-RCT .

Figure.1.3.Réseau de distribution radial avec un poste source.

Figure.3.2.l'algorithme de la méthode balayage arrière avant.

Figure.3.3.Profils de la tension du 33 bus de système de distribution.

Figure.3.4.profile de tension du 12 bus de system de distribution.

Figure.4.1.La marge de stabilité de tension.

Figure.4.2.Schéma unifilaire du réseau de distribution radiale de 12 nœuds.

Figure.4.3.Schéma unifilaire du réseau de distribution radiale de 33 nœuds.

Figure.4.4.les valeurs de PSI et VSI pour un réseau de distribution de 12 nœuds.

Figure.4.5.les valeurs de PSI et VSI pour un réseau de distribution de de 33 nœuds.

Figure.4.6.Les pertes de puissance pour différents types de GED du system de 12 nœuds.

Figure.4.7.les pertes de puissance pour différent types de GED du system de 33 nœuds.

Figure.4.8.Profil de tension réseau radial de 12 nœuds avec les types de GED.

Figure.4.9.profile de tension de réseau radial de 33 nœuds avec les types de GED.

Figure.4.10.Profil de tension pour les différents niveaux de pénétration pour réseau de 12 nœuds.

Figure.4.11.profile de tension pour les différents niveaux de pénétration pour réseau de 33 nœuds.

Liste des tableaux :

Tableau.3.1.Test du system de 33 bus .

Tableau.3.2.Test du system de 12 bus .

Tableau.3.3.Les pertes de puissance des system de12 et 33 nœuds.

Tableau.4.1.Principaux types de la GED en fonction de la capacité de prestation.

Tableau.4.2.Les caractéristiques des quatre types de GED considérés dans cette étude.

Liste d'abréviation :

CCHT :le courant continu haute tension.

Q_R :la puissance reactive du charge.

P_R :La puissance reçue.

V_R :La tension à l'extrémité réceptrice.

E_S :La tension de source.

Z_{LN} :L'impédance de la ligne de transmission.

V_R :La tension absorbée.

Z_{LD} :L'impédance de la charge.

OLTC :UnderLoadTapchanger.

THT : Très Haute Tension.

HT : Haute Tension.

MT : Moyenne Tension.

PSS :power system stabilisé.

IEEE :institut of Electrical and Electronics Engineers.

FACTS :Flexible AC Transmission System.

HTB :haute tension B ou haute tension (HT)

HTA :haute tension A ou moyenne tension (MT)

GES : Gaz à Effet Serre.

SER : sources d'énergies renouvelables

P_t :les puissances active transitant dans la ligne

Q_t :les puissances réactive transitant dans la ligne

P_j :pertes Joule

P_{max} :puissance maximale transmissible

Z : l'impédance de la ligne

φ :le déphasage introduit par la charge.

θ : le déphasage introduit par la ligne.

SVC :Static VAR Compensator

STATCOM :Static Compensator

TCSC:Thyristor Controlled Serie Capacitor

SSSC :Static Synchronous Series Compensator

UPFC :Unified Power Flow Controller

IPFC :Interline Power Flow Controller

DB : le deadband

LDC : Line Drop Compensation

GED ou DG :génération d'énergiedispersées.

D-RCT : réglage coordonné de la tension

OPF : Optimal Power Flow

R:Resistance de la ligne de transmission.

X : Reactance de la ligne de transmission.

BIBC :bus injection branchcurrent.

BCBV : branchcurrent bus voltage.

S_{i-phase} : la puissance apparente consommé par la charge.

I_{i-phase}^k : l'équivalent d'injection de courant du nœud par phase.

V_{i-phase}^k : la tension du nœud.

p_{i-phase} : la puissance active de la charge par phase.

Q_{i-phase}:la puissance réactive de la charge par phase.

N: nombre des charges.

B_{abc}: le vecteur des injections de courants de branche i.

I_{abc}: la vecteur des courants de nœud i.

V_{abc}: la tension triphasée du nœud i.

Z_{ijabc}: l'impédance de ligne triphasée entre le nœud i et le nœud j.

DLF : la matrice produit de BCBV par BIBC.

I_i^k : l'injection de courant au nœud i.

$\sum I_i^k$: la somme des courants des branches issues du nœud i.

V_{jr}^k : chute de tension aux bornes de chaque branche.

j^r : le de la branche j.

j^s : la fin de la branche j.

Z_j : l'impédance série de la branche j.

ϵ : la précision désiré sur la chute de tension.

GED : générateur d'énergie dispersée.

GRD : Gestionnaire du réseau de distribution.

PSI :power stabilité index.

VSI : voltage stabilité index.

P_L :la puissance active de la charge au nœud j.

Q_L :la puissance réactive de la charge au nœud j.

p_G :la puissance du générateur au nœud j.

V_i :la tension au nœud i.

R_{ij} :la résistance de la ligne i-j.

X_{ij} :la réactance de la ligne i-j.

θ :l'angle de l'impédance de la ligne i-j.

P_{GEDi} :la puissance active de la sortie de la GED.

Q_{GEDi} :la puissance réactive de la sortie de la GED.

PF_{GEDi} :le facteur de puissance de la GED.

P_i :la puissance active injectée au niveau de nœud i.

Q_i :la puissance réactive injectée au niveau de nœud i.

P_L :le niveau de pénétration.

S_{Peak} :la puissance apparent du nœud.

Introduction générale :

L'industrialisation et la croissance de la population sont les facteurs primordiaux qui font que la consommation de l'énergie électrique ne cesse d'augmenter. Ainsi, pour satisfaire ces exigences et avoir un équilibre entre la production et la consommation, il est à première vue nécessaire d'augmenter le nombre des centrales électriques, des lignes de transport, des transformateurs, ...etc. ce qui implique une augmentation considérable du coût.

Afin d'améliorer la qualité de tension (profil et stabilité), ainsi que pour diminuer les pertes dans les réseaux de distribution radiaux, on introduit la génération d'énergie distribuée (GED). Pour mener à terme ce but, il faut pouvoir résoudre le problème de répartition des puissances d'une façon rapide et efficace, car ce problème est répété plusieurs fois. Ainsi, on a développé le code de calcul de la méthode la plus appropriée pour ce type de réseaux qui est la méthode de balayage avant arrière. Ensuite on a calculé l'emplacement optimal de la GED en utilisant les indices de stabilité correspondants. Après on a comparé plusieurs types de GED, et on a étudié les influences de ces types ainsi que leur taux de pénétration (taille) sur la qualité de tension et sur les pertes.

Introduction :

La stabilité des réseaux électriques peut-être généralement définie pour un réseau électrique, comme sa capacité à rester en équilibre de fonctionnement dans des conditions normales de fonctionnement et de retrouver un état d'équilibre après avoir soumis à une perturbation. À la suite d'un grand dérangement, si le réseau est stable, il va atteindre un nouvel équilibre état avec pratiquement tout le système intact ; les actions de contrôles automatiques et peut-être des opérateurs humains seront éventuellement restaurer le système à l'état normal. D'autre part, si le système est instable, il entraînera une fuite ou d'exécuter, ou de façon équivalente d'une augmentation progressive de la séparation angulaire du rotor du générateur, ou une diminution progressive de la tension de nœud. [1]

1.1. La stabilité de la tension :

La stabilité de tension concerne la capacité d'un système de puissance maintenir des tensions acceptables à tous ses nœuds, dans des conditions du fonctionnement normales ou suite à une perturbation. L'instabilité de tension résulte de l'incapacité du système production-transport à fournir la puissance demandé par la charge. Elle se manifeste généralement sous forme d'une décroissance monotone de la tension [2] [3].

Selon l'amplitude de la perturbation, on distingue la stabilité de tension de petites perturbations et celle de grandes perturbations.

La stabilité de tension, par définition, se rapport à la capacité d'un système de puissance, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, de maintenir des valeurs de tensions acceptables à tous les nœuds du système après avoir subi une perturbation. la stabilité de tension dépend donc de la capacité de maintenir/restaurer l'équilibre entre la demande de la charge et la fourniture de la puissance à la charge. L'instabilité résultante se produit très souvent sous forme de décroissance progressive de tensions à quelques nœuds.

1.1.1. Stabilité de tension vis –à-vis des petites perturbations :

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

1.1.2.Stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations :

Elle est définie comme la capacité du réseau électriques à maintenir les tensions des nœuds dans les limites de fonctionnement permises en présence des grandes perturbations à savoir la perte d'équipement de transport ou de production, le court-circuit ; Etc.

Dans ce mémoire. Nous nous intéressons seulement à la stabilité de tension .une étude détaillée sera présentée dans la section suivante [4].

1.2. Instabilité de la tension :

On définit la stabilité de la tension comme la capacité de maintenir une tension de barre constamment acceptable à chaque nœud du réseau, dans des conditions normales de fonctionnement, après avoir subi une perturbation. L'état du réseau est dit instable en tension lorsqu'une perturbation, un accroissement de la charge ou une modification de la condition du réseau entraîne une chute de tension progressive et incontrôlable de la tension, aboutissent en un effondrement généralisé de la tension [5].

1.3. Causes de l'instabilité de la tension :

Le phénomène de l'instabilité de la tension est attribuable à l'exploitation du réseau à sa limite de puissance transmissible maximale, à l'insuffisance de dispositifs de compensation de la puissance réactive. Les principaux facteurs qui contribuent à un effondrement de la tension sont la limite de puissance réactive des génératrices, les limites de réglage de la tension, les caractéristiques de la charge ainsi que les caractéristiques et les actions des dispositifs de compensation de la puissance réactive [6].

1.3.1. Caractéristiques et analyse de la stabilité de la tension :

L'une des caractéristiques importantes d'un réseau est la relation entre la puissance reçue P_R et la tension à l'extrémité réceptrice V_R , Le texte qui suit présente une discussion de cette caractéristique associée à un réseau radial simple, soit celui de la figure.

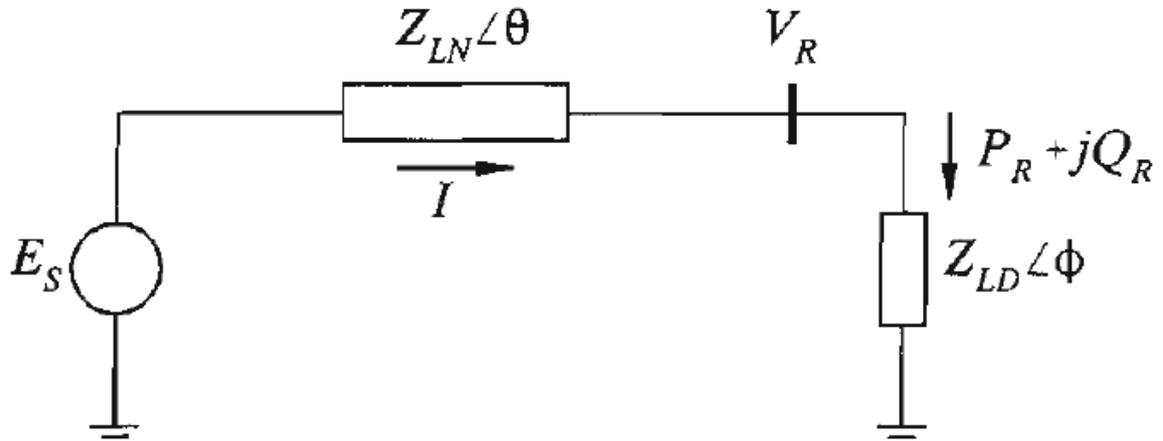


Figure.1.1.Exemple d'un réseau radial.

E_s ;la tension de source.

Z_{LN} : l'impédance de la ligne de transmission.

V_R : la tension absorbée.

Z_{LD} : l'impédance de la charge.

$$\bar{I} = \frac{\bar{E}_s}{\bar{Z}_{LN} + \bar{Z}_{LD}} \quad (\text{Eq.1.1})$$

$$Z_{LN} = Z_{LN} \angle \theta$$

$$Z_{LD} = Z_{LD} \angle \phi$$

$$E_S = E_S \angle 0^\circ$$

$$I = \frac{E_S}{(Z_{LN} \cos \theta + Z_{LD} \cos \phi)^2 + (Z_{LN} \sin \theta + Z_{LD} \sin \phi)^2} \quad (\text{Eq.1.2})$$

$$I = \frac{1}{\sqrt{F}} * \frac{E_S}{Z_{LN}} \quad (\text{Eq.1.3})$$

$$I = 1 + \left(\frac{Z_{LD}}{Z_{LN}}\right)^2 + 2 \left(\frac{Z_{LD}}{Z_{LN}}\right) \cos(\theta - \phi) \quad (\text{Eq.1.4})$$

$$V_R = Z_{LD} * I = \frac{1}{\sqrt{F}} \left(\frac{Z_{LD}}{Z_{LN}}\right) E_S \quad (\text{Eq.1.5})$$

$$P_R = V_R * I \cos \phi \quad (\text{Eq.1.6})$$

$$P_R = \frac{Z_{LD}}{F} \left(\frac{E_S}{Z_{LN}}\right)^2 \cos \phi \quad (\text{Eq.1.7})$$

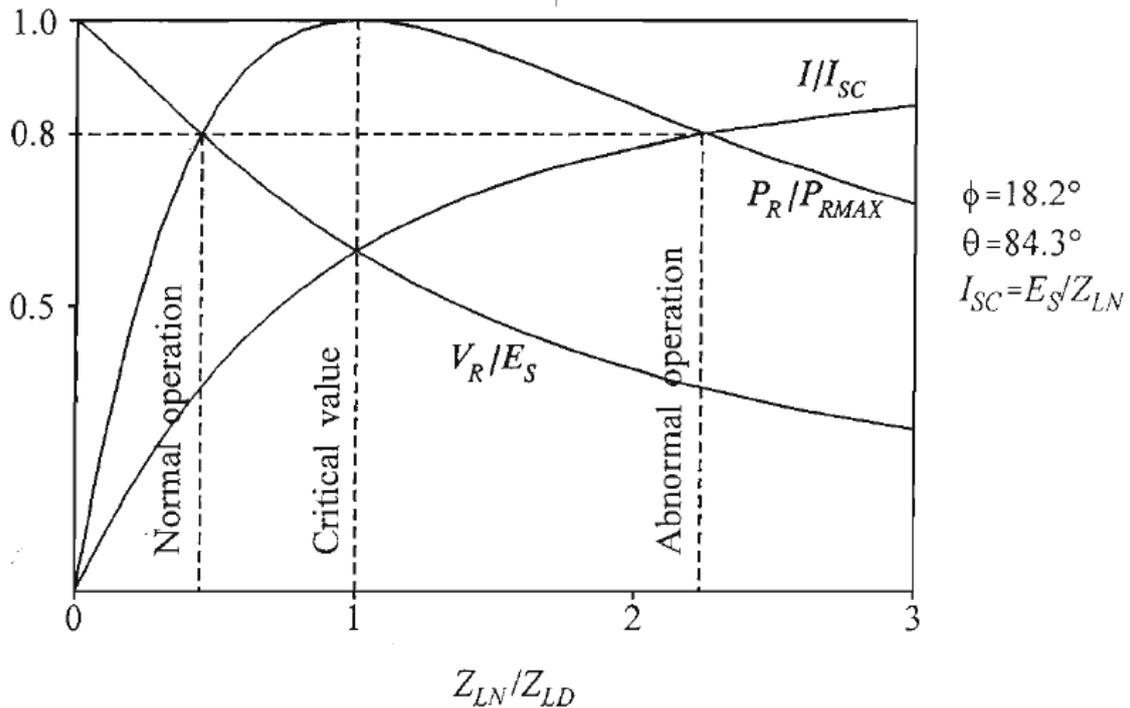


Figure1.2.La limite de tension, courant et puissance en fonction de la demande de charge.

Pour une demande de charge plus élevée que la puissance maximale, le contrôle du pouvoir en faisant varier la charge serait instable, une augmentation de charge admissible réduirait la puissance. Dans cette région, la tension de charge peut ou peut ne pas diminuer progressivement en fonction de la tension de charge. Caractéristique avec une constante caractéristique de charge d'admission, l'état du système se stabilise à un niveau de tension qui est plus basse que la normale. D'autre part, si la charge est fournie par un transformateur avec OLTC, le robinet changeur d'action va essayer de relever la tension de charge, ce qui a pour effet de réduire l'efficacité Z_{LD} . Ceci V_R encore plus loin et conduit à une réduction progressive de la tension. C'est le phénomène de l'instabilité de tension.

À partir de l'équation, nous voyons que la valeur maximale de P_R peut être augmentée en augmentant la source de tension E_S ou la diminution de ϕ .

Une méthode plus traditionnelle d'illustrer le phénomène est de tracer la relation entre V_R et P_R , pour différentes valeurs du facteur de puissance de charge constante avec E_S comme indiqué. Le lieu des points critiques de fonctionnement est indiqué par des lignes pointillées dans la figure. Seuls les points au-dessus de l'exploitation représentent les points critiques des conditions de fonctionnement satisfaisantes.

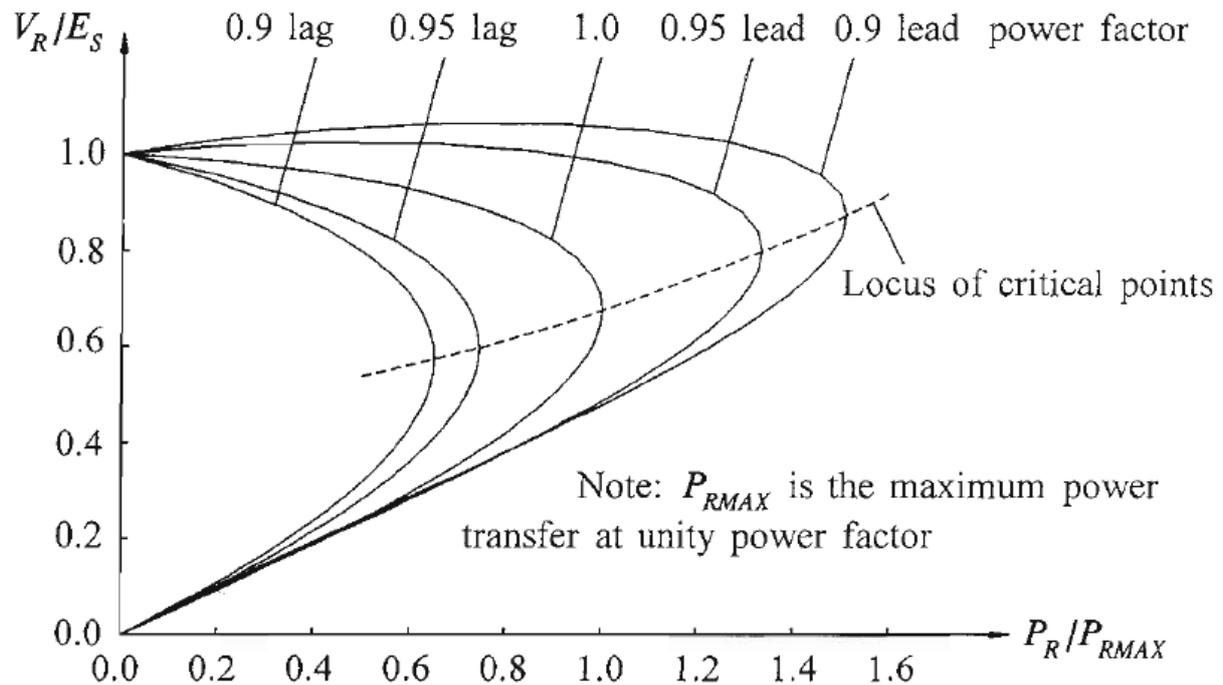


Figure.1.3. Caractéristiques P-V du réseau radial.

Le réseau est instable en tension pour une demande de puissance de consommation supérieure à la puissance maximale indiquée à la figure par lieu des points critiques. Le facteur de puissance de consommation exerce un effet important sur la puissance maximale transmissible et affecte donc la stabilité de la tension dans le réseau. Le maintien de la tension serait certainement facilité par l'instauration d'un soutien réactif au niveau de la barre de consommation. La tension critique résultante est élevée, ce qui constitue un aspect très important pour la stabilité de la tension [6].

1.3.2. Facteurs d'influence reliés à la stabilité de la tension :

L'instabilité de la tension d'un grand réseau est un problème de nature complexe. Plusieurs éléments d'un réseau contribuent à la création d'un scénario propice à une instabilité de tension. Les éléments suivants ont un impact important sur la stabilité de la tension du réseau.

- Les génératrices et le comportement de leurs dispositifs de réglages et de protection. - les dispositifs à compensation shunt réglable et fixe.
- Les changeurs de prises en charge (OLTC) et les transformateurs fixes. - les relais de protection.
- Les caractéristiques de la charge.

Parmi ces éléments qui influent sur la stabilité de la tension, on retrouve les lignes de transport d'énergie. Les lignes de transport affectent considérablement les niveaux de tension en fonction de la charge. Si la charge est importante, la tension sur le réseau a tendance à être faible, par contre si la charge est faible, le niveau de tension peut en différents endroits sur le réseau, s'élever au-dessus de la tension nominale. Sur les lignes de transport non compensées, le taux de régulation de tension a donc tendance à être mauvais.

La stabilité en régime permanent est aussi influencée par la longueur des lignes de transport : plus la ligne est longue plus la limite de stabilité en régime permanent est faible. Ces deux effets néfastes des longues lignes de transport, sur le taux de régulation de la tension et sur la stabilité du réseau, peuvent être diminués ou même théoriquement éliminés en utilisant des techniques de réglage de la tension incluent des mesures comme la commutation par compensation shunt et le réglage de la tension des génératrices [7].

1.4. Méthodes d'améliorer la stabilité de tension :

La compensation est une technique de la gestion d'énergie réactive afin d'améliorer la qualité d'énergétique dans les réseaux électriques à courant alternatif. Elle peut se réaliser de plusieurs manières, ayant pour buts [8].

- La correction du facteur de puissance
- Amélioration la régulation de la tension
- Equilibre des charges
- L'aide au retour à la stabilité en cas de perturbation

1.4.1. Compensation traditionnelles :

1.4.1.1. Compensateurs synchrones :

Les compensateurs synchrones sont des machines tournantes branchées sur le tertiaire du transformateur THT/HT qui peut fournir ou absorbé de l'énergie réactive sans mettre en jeu de puissance active. La fourniture de la puissance réactive est limitée par l'échauffement des enroulements et l'absorption par des problèmes de stabilité statique.

Ces machines qui sont constituées de 20 à 60 MVAR posent des problèmes de maintenance et leur installation nécessite des ouvrages de génie civil important et le coût est élevé tant en investissement qu'en exploitation. Leur emploi est de plus en plus abandonné principalement à cause de leur entretien trop onéreux.

1.4.1.2. Batteries de condensateurs :

Elles ont pour rôle de fournir une partie de l'énergie réactive fixe consommée par les charges ou le réseau. On distingue deux types de matériels :

1.4.1.2.1. Batteries de condensateurs HT :

Ces batteries raccordées aux jeux de barres HT des postes THT/HT compensent les pertes réactives sur les réseaux HT et THT et les charge. Leur puissance est de 20 à 30 MVAR.

1.4.1.2.2. Batteries de condensateurs MT :

Raccordées au jeu de barres MT des postes HT/MT et THT/MT, elles compensent l'appel global de l'énergie réactive des réseaux de distribution aux réseaux de transport.

Ces batteries sont fractionnées en gradins de 2.4 ou 3 MVAR (selon la puissance du transformateur HT/MT). Chaque gradin commandé séparément est dimensionné pour limiter à 5% la variation de la tension maximale sur le jeu de barre MT au moment de la manœuvre d'un gradin.

1.4.1.3. Les inductances :

Elles sont utilisées pour compenser la puissance réactive fournie par les lignes et les réseaux de câbles souterrains en heures creuses. Elles sont raccordées soit directement au réseau, soit branchées sur les tertiaires des autotransformateurs. Toutefois, ces inductances engendrent des harmoniques importants dont le filtrage nécessite des installations importantes où les pertes peuvent ne pas être négligeables. Compte tenu de ces problèmes, elles sont en cours de déclassement [9].

1.4.1.4. Les PSS (Power System Stabiliser) :

La structure du stabilisateur de puissance est une structure classique qui consiste en un gain, un filtre passe-haut et un ou plusieurs blocs de compensation de phase. Ces Stabilisateurs de puissance sont un moyen efficace et économique d'amélioration de la stabilité dynamique d'un système électrique. Un choix adéquat des paramètres des PSS engendre un bon amortissement des oscillations induites par les perturbations et améliore la stabilité de l'ensemble du système.

Les moyens cités ci-dessus sont certes efficaces mais présentent tout de même certaines limitations telles que : temps de réaction élevé, et génération d'harmoniques.

Aujourd'hui des systèmes de contrôle plus sophistiqués et de nouvelles structures à base d'électronique de puissance sont de plus en plus requis.

1.4.1.5. Les dispositifs FACTS :

Selon l'IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), la définition du terme FACTS est la suivante : Systèmes de Transmission en Courant Alternatif comprenant des dispositifs basés sur l'électronique de puissance et d'autres dispositifs statique utilisés pour accroître la contrôlabilité et augmenter la capacité de transfert de puissance du réseau.

Avec leurs aptitudes à modifier les caractéristiques apparentes des lignes, les FACTS sont capables d'accroître la capacité du réseau dans son ensemble en contrôlant les transits de puissances. Les dispositifs FACTS ne remplacent pas la construction de nouvelles lignes. Ils sont un moyen de différer les investissements en permettant une utilisation plus efficace du réseau existant [10][11][12].

1.5. Conclusion :

Ce chapitre a abordé la question de la stabilité dans la définition et la classification des systèmes d'alimentation à partir d'un point de vue fondamental et a examiné les conséquences pratiques de la stabilité des phénomènes dans le détail. Une définition précise de la stabilité du système d'alimentation qui est inclusive de toutes les formes est fournie.

L'un des faits marquants du chapitre est une classification systématique de la stabilité du système d'alimentation, et l'identification des différentes catégories de comportement de stabilité. Les liens entre la fiabilité du système d'alimentation, de sécurité, et la stabilité sont également établis et discutés. Le rapport comprend également un traitement rigoureux des définitions et des concepts de stabilité et de mathématiques de la théorie du contrôle. Ce document est fourni à titre d'information et d'établir des connexions théoriques.

Introduction :

Les réseaux électriques sont des systèmes complexes chargés de transporter l'énergie électrique vers des consommateurs aux. Ils constituent aussi maintenant le support physique de nombreux échanges économiques autour de la production et de la consommation d'énergie électrique. Pour ces raisons, dans nos sociétés, le rôle joué par les réseaux électriques est crucial. Les défaillances des systèmes électriques ont, aujourd'hui plus qu'hier, des impacts économiques et sociaux majeurs. Pour assurer la sécurité et la qualité de fourniture de l'énergie électrique, les réseaux électriques sont soumis à de nombreuses contraintes de fonctionnement. Ces contraintes s'appliquent à tous les acteurs du système électrique, de la production à la consommation. Les lois de la physique empêchant tout écart entre les deux, l'absence de régulation entraînerait l'apparition d'instabilités en tension. Le maintien de la tension est une autre contrainte imposée au système électrique. L'objet du chapitre II est tout d'abord de montrer l'utilité du réglage de tension dans les réseaux électriques. Dans une deuxième partie sont détaillées les méthodes utilisées pour réaliser le réglage de tension.

2.1. Motivation de la GED :

Historiquement, le développement du réseau, pour répondre à la demande, mettait en œuvre l'installation de nouvelles grandes centrales et la construction des lignes HTB et HTA. Toutefois, ces constructions deviennent plus difficiles, en raison du coût d'investissement, le manque d'espace physique disponible et l'opposition grandissante du public à ces nouvelles installations. Le développement des nouvelles unités de production d'énergie non conventionnelles est encouragé pour les raisons suivantes, qui sont résumées ci-dessous :

a) L'épuisement des combustibles fossiles : la production d'énergie thermoélectrique correspondait, à l'année 2000, à 67% de la capacité mondiale installée, tandis que la production d'énergie nucléaire en a fournie 11%. Les sources primaires de ces centrales sont des combustibles fossiles extraits de gisements disponibles. Cependant, ces réserves ne sont pas infinies et seront épuisées à l'horizon d'un ou deux siècles. Ceci dicte l'incorporation progressive des sources d'énergie durable.

b) Les émissions de Gaz à Effet Serre (GES) par l'exploitation de centrales thermiques à flamme, contribuent au changement climatique, causé par l'augmentation de la concentration de CO₂ dans l'atmosphère terrestre. Le Protocole de Kyoto, signé en 1997 lors de la Convention Cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, a été adopté pour amorcer la « décarbonations » des systèmes d'énergie de l'avenir basés sur l'utilisation des

sources d'énergies nouvelles et renouvelables (SER) comme source principale de production d'électricité.

c) L'énergie nucléaire, bien qu'énergétiquement efficace et sans rejet de carbone, est entachée d'une image publique négative en raison du problème de l'élimination des déchets radioactifs et de la crainte des conséquences d'un accident nucléaire. A l'exception de quelques régions économiquement émergentes du monde, il est fort probable que la production d'énergie nucléaire sera en diminution à l'avenir. Plusieurs pays européens, comme l'Allemagne et la Suède, ont promulgué des lois visant à accélérer la fermeture des centrales nucléaires existantes. Cependant, les technologies émergentes telles que la technologie de réacteur dit « à lit de galets », qui permet une fabrication très standardisée de centrales modulaires, pourraient relancer l'industrie de la production d'énergie nucléaire sans carbone.

d) L'énergie hydraulique constitue une précieuse alternative d'énergie renouvelable, déjà utilisée dans une grande partie des régions du monde. Toutefois, la construction de barrages et de bassins pour la production d'énergie hydroélectrique peut provoquer l'inondation de vastes zones et affecter le débit des rivières, qui induit d'importantes conséquences sur l'environnement et bouleverse la vie quotidienne des habitants.

A ces facteurs s'ajoutent la dérégulation des marchés de l'électricité et l'introduction de nouvelles formes, efficaces, matures et quasi rentables économiquement, de production d'énergie à petite échelle comme la cogénération, les micro-turbines, les générateurs photovoltaïques et éoliens . Ces énergies sont fortement encouragées par les réglementations en vigueur. Une solution alternative au problème de transport d'énergie électrique peut s'appuyer sur la connexion de génération dans les systèmes de distribution passant de la structure classique « verticale » du réseau à une structure « horizontale », où la génération est présente sur plusieurs niveaux de tension.

En outre, un environnement dérégulé avec un accès non discriminatoire aux réseaux de distribution offre de meilleures possibilités pour les petits producteurs d'énergie qui nécessitent des coûts d'installations faibles et des temps de construction plus courts . Les avantages de la production d'énergie à proximité des charges comprennent l'utilisation de la chaleur résiduelle pour le chauffage ou le refroidissement, et la possibilité d'alimenter des charges critiques pendant les périodes d'incident de fortes perturbations. Par ailleurs, un certain nombre de technologies de production d'électricité à petite échelle ont atteint un stade de développement qui permet leurs implantations massives dans le réseau électrique.

2.2. Réglage de tension :

2.2.1. Qualité et sûreté sur les réseaux :

Tous les utilisateurs du réseau sont sensibles aux variations de tension. Pour les consommateurs, qui ont eu un contrat passé avec la commercialisation, le distributeur s'engage quant à la qualité de l'énergie qu'il transporte et notamment, donc, de l'onde de tension. Le respect d'une plage de variation maximale autour d'une tension d'alimentation nominale est en effet primordial pour assurer le bon fonctionnement des récepteurs des consommateurs. Pour les producteurs, là aussi, le maintien de la tension dans une plage fixée est essentiel an d'éviter que les protections de découplage de leurs groupes de production ne se déclenchent et, par une réaction en cascade n'affaiblissent la sûreté globale du système électrique.

2.2.2. Respect des contraintes de fonctionnement des matériels :

Sur les réseaux HTB et HTA il est important de maintenir la tension dans une bande étroite. Les tensions trop hautes entraînent un vieillissement et l'endommagement des matériels connectés. Les tensions trop basses induisent des surcharges dans les lignes et perturbent le fonctionnement de certaines protections et transformateurs régleurs en charge. Ces incidents peuvent conduire à des instabilités de tension sur le réseau et provoquer des écroulements de tension généralisés.

2.2.3. Exploitation optimale des réseaux :[13].

Que ce soit sur les réseaux de distribution ou de transport, la tenue de la tension permet d'optimiser leur fonctionnement et donc de réduire les coûts de maintenance et les coûts d'exploitation. Pour mieux s'en rendre compte, il est nécessaire d'utiliser une propriété mathématique simple des réseaux électriques triphasés. Les lignes triphasées en régime équilibré peuvent être décrites par un modèle monophasé équivalent dit modèle en Π 1. Ce modèle est couramment utilisé dans l'étude des réseaux [14][15] .Il est valable pour des lignes de courte et moyenne longueur, c'est-à-dire inférieures à 150km. Les phénomènes de propagation, c'est-à-dire l'atténuation de l'onde de tension, peuvent alors être négligés tout en prenant en compte l'effet capacitif des lignes. Le modèle est représenté sur la figure 2.1.

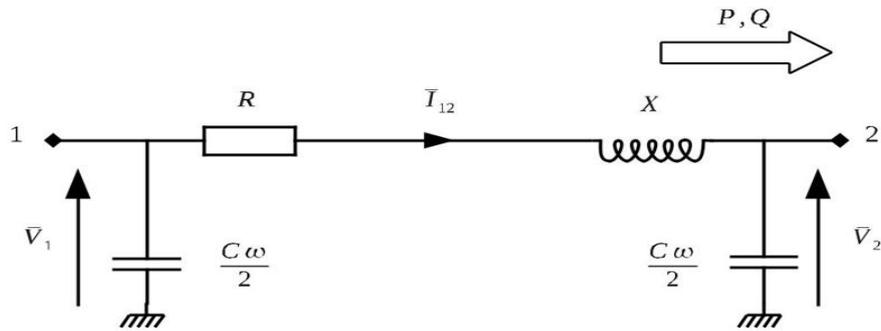


Figure 2.1. Modèle monophasé en Π d'une ligne électrique triphasée.

On associe à ce modèle en Π le diagramme de Fresnel reliant les diverses grandeurs du système entre elles. Ce diagramme est présenté sur la figure 2.2.

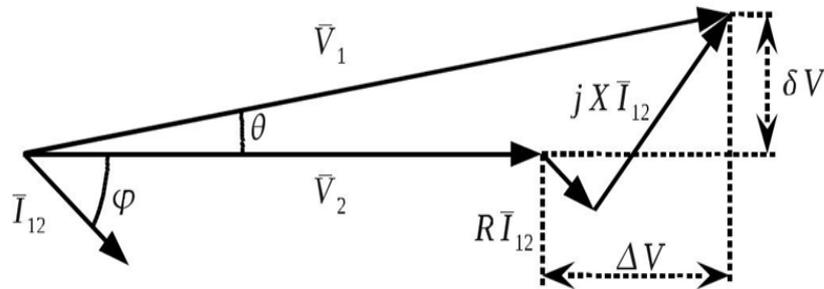


Figure 2.2. Diagramme de Fresnel du modèle en Π .

2.2.3.1. Chutes de tension et pertes Joule :

Considérant le modèle en Π , en supposant connues la tension \bar{V}_2 et les puissances active P_t et réactive Q_t transitant dans la ligne, il est alors possible de déterminer la chute de tension complexe $\Delta\bar{V}$:

$$\Delta\bar{V} = \bar{V}_1 - \bar{V}_2 = \frac{RP_t + XQ_t}{\bar{V}_2} + j \frac{XP_t - RQ_t}{\bar{V}_2} \quad (\text{Eq.2.1})$$

Les termes δV et ΔV s'écrivent alors :

$$\begin{cases} \delta V = \Im(\Delta\bar{V}) = \frac{XP_t - RQ_t}{V_2} \\ \Delta V = \Re(\Delta\bar{V}) = \frac{RP_t + XQ_t}{V_2} \end{cases} \quad (\text{Eq.2.2})$$

Dans le cas d'un réseau peu chargé (hypothèse de Kapp), il est possible de négliger le déphasage δ entre les tensions \bar{V}_1 et \bar{V}_2 . Le module de la chute de tension devient égal à sa partie réelle, soit :

$$|\Delta V| = \Re(\Delta \bar{V}) = \frac{RP_t + XQ_t}{V_2} \quad (\text{Eq.2.3})$$

La chute de tension est alors directement fonction des puissances transitant dans la ligne et de la tension nominale du réseau. Un plan de tension élevé permet donc de réduire les chutes de tension le long des lignes. Par ailleurs les pertes Joule P_j par phase peuvent s'écrire suivant l'équation suivante :

$$P_j = R \frac{P_t^2 + Q_t^2}{V_2^2} \quad (\text{Eq.2.4})$$

Un plan de tension élevé réduira les pertes Joule dans les lignes. Le réglage de tension permet donc d'assurer le respect le plan de tension des réseaux et ainsi de diminuer les chutes de tension et les pertes Joule en agissant sur un placement intelligent des grandeurs de régulation.

2.2.3.2. Puissance Transmissible :

Dans les réseaux de transport, la limite de puissance transmissible dans les lignes dépend notamment directement de la tension. Considérons, pour la démonstration, une ligne aérienne dont la résistance est négligeable devant sa réactance inductive et suffisamment chargée pour que les effets capacitifs puissent être négligés. Cette ligne est connectée à une charge purement résistive, car à titre d'exemple, seuls les transits de puissance active sont considérés. Le schéma 2.3 illustre l'exemple discuté. La tension V_1 étant supposée constante, à mesure que la charge augmente (c'est-à-dire lorsque la valeur de R_{ch} diminue), la tension V_2 diminue tandis que la puissance transmise à la charge commence par augmenter, passe par un maximum puis nit par diminuer. Ce phénomène est illustré sur la figure 2.4. Le point de fonctionnement où la puissance transmise est maximale est appelé point critique. Cette puissance maximale transmissible à une charge depuis une source de tension tenue s'écrit de façon générale :

$$P_{max} = \frac{V_1^2}{Z} \frac{\cos\varphi}{2(1+\cos(\beta-\varphi))} \quad (\text{Eq.2.5})$$

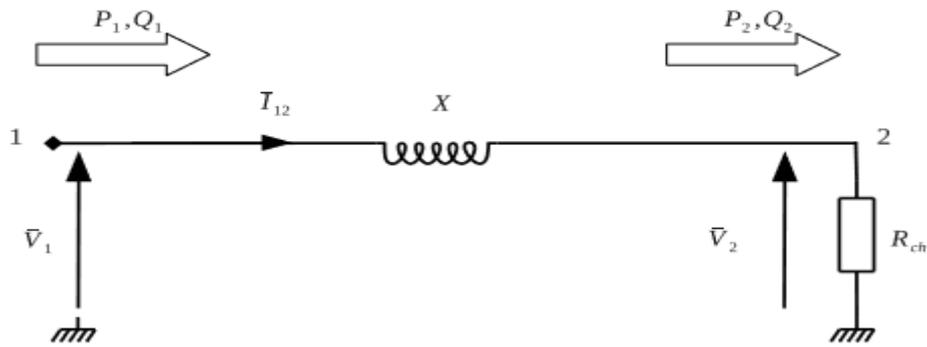


Figure.2.3.Modèle de ligne simplifié

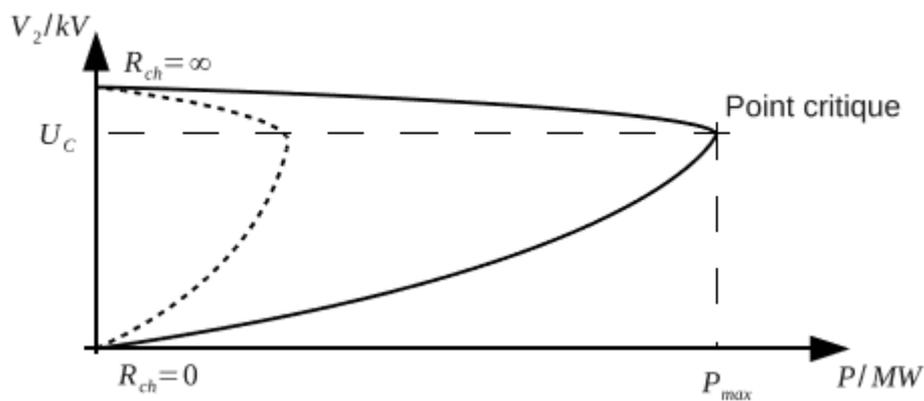


Figure.2.4.Évolution de la puissance transmissible maximale.

Z : est l'impédance de la ligne entre le point où la tension est tenue et la charge.

φ :Est le déphasage introduit par la charge.

β :est le déphasage introduit par la ligne.

L'expression (2.5) montre que plus la tension d'exploitation du réseau V_1 n'est haute, plus la puissance transmissible n'est importante. De même, plus l'impédance Z du réseau est faible, plus la puissance transmissible est grande. Enfin, toujours dans l'expression (2.5), il est intéressant de remarquer que plus ϕ diminue, plus la puissance transmissible augmente. La diminution de la valeur de ϕ est réalisée en compensant la production de puissance réactive Q_2 consommée par la charge en utilisant par exemple des condensateurs. La puissance réactive voyage très mal sur les réseaux, elle crée donc des chutes de tension. Il est nécessaire d'en produire localement pour compenser les charges inductives et les chutes de tension, la puissance réactive générée par les alternateurs ne pouvant parvenir à l'endroit où elle est nécessaire. Dans les réseaux de distribution la résistance des lignes et des câbles n'est plus

négligeable devant leur réactance. Les contraintes thermiques limitent donc aussi la puissance transmissible aux charges.

2.3. Réglage de la tension dans les réseaux de distribution actuels :

Comparativement aux réseaux de transport et de répartition, les réseaux de distribution ne sont que très peu instrumentés. De par leur conception et leur mode de fonctionnement, il n'est pas nécessaire de disposer de nombreux points de mesure pour pouvoir garantir une tension dans les limites admissibles à tous les nœuds du réseau. En effet, en l'absence de production décentralisée, la connaissance de l'évolution moyenne des charges au cours du temps et de la topologie du réseau suffit au GRD pour prévoir quelle va être la chute de tension. Le sens des flux de puissance, du poste source HTB/HTA vers la consommation, et la structure radiale du réseau permettent d'effectuer une bonne approximation de la tension du réseau. Celle-ci décroît progressivement à mesure que la distance au poste source augmente (figure 1.6).

Par ailleurs les études d'amont effectuées avant la construction du réseau permettent de dimensionner suffisamment les réseaux de distribution pour faire face à leur maximum de charges. Les variations de la consommation ont bien sûr une influence sur la tension du réseau de distribution, le GRD dispose de différents actionneurs tels que les transformateurs réglés en charge et les bancs de capacité. Actuellement la production décentralisée connectée aux réseaux de distribution ne participe pas dynamiquement au réglage de tension. L'article 10 de l'arrêté du 23 avril 2008 [16] stipule cependant que :

"Toute installation de production raccordée au réseau public de distribution d'électricité HTA doit pouvoir fournir ou absorber, au point de livraison, les puissances réactives minimales fixées comme ci-après :

a) Lorsque la tension au point de livraison est égale à la tension contractuelle plus ou moins 5%, l'installation de production qui délivre la puissance P_{max} doit pouvoir également, sans limitation de durée, fournir une puissance réactive au moins égale à $0.4 * P_{max}$ ou absorber une puissance réactive au moins égale à $0.35 * P_{max}$;

b) Lorsque la tension au point de livraison s'écarte de la tension contractuelle comme il est dit à l'article 13, l'installation de production doit pouvoir moduler sa production ou sa consommation de puissance réactive dans les limites d'un domaine de fonctionnement minimal défini dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau public

de distribution d'électricité sous la forme d'un diagramme [U,Q]." Avant toute connexion de GED, le GRD réalise une étude de raccordement. Il regarde la faisabilité technique du raccordement de la GED au nœud le plus proche du réseau de distribution. À l'issue de cette étude il impose au producteur une consigne de puissance réactive. Cette consigne est fixe dans le temps 3. Il n'y a donc pas à proprement parler de participation de la production décentralisée aux services systèmes.

Le réglage de tension et de puissance réactive sur les réseaux de distribution est aujourd'hui seulement assuré en temps réel par deux types d'actionneurs, décrits ci-après.

2.3.1. Compensation de puissance réactive au poste source :

Les réseaux de distribution disposent de divers moyens de compensation d'énergie réactive localisés aux postes sources. Ils permettent de limiter le transit de puissance réactive sur les transformateurs et ainsi d'éviter une trop forte dégradation du plan de tension. Les moyens de compensation les plus fréquemment utilisés sont les bancs de condensateur, les compensateurs synchrones (plus souvent utilisés au niveau des postes de transformation 400/225 kV et 225/90-63 kV) et les compensateurs statiques d'énergie réactive (FACTS : Flexible AC Transmission System).

2.3.1.1. Les bancs de condensateur :

Les bancs de condensateur installés au poste source permettent d'injecter la puissance réactive au jeu de barre. La puissance réactive injectée est exprimée par l'équation (II.6)

$$Q_c = Q_n \cdot U_c \quad (\text{Eq.2.6})$$

Où Q_c est la puissance réactive injectée par le condensateur en MVAR, Q_n est la valeur nominale du condensateur en MVAR, U_c est la tension du condensateur en pu.

La puissance réactive injectée par le condensateur est capable de compenser la puissance réactive transférée via le transformateur et donc réduire le transit de puissance réactive depuis le réseau amont. La compensation par les bancs de condensateurs permet d'améliorer le facteur de puissance vis-à-vis du réseau de transport et donc d'y réduire les chutes de tension. Cela permet aussi de diminuer les pertes actives du réseau de transport puisqu'il y a moins de transits de courant. La manœuvre des condensateurs se fait lorsque la consommation de charges est à son maximum (en état ON) et à son minimum (en état OFF). Généralement le gestionnaire du réseau peut enclencher 1 à 3 bancs par jeu de barres. Le contrôle des bancs de condensateurs est géré par le planning quotidien du gestionnaire et la fréquence de son

changement est très limitée (une fois par jour voire beaucoup moins) pour réduire l'usure de dispositif. Les condensateurs sont des moyens de compensation et non de pilotage de la tension. De ce fait, le condensateur n'est pas un moyen fiable pour répondre à une variation rapide du profil de tension due au caractère intermittent de la production décentralisée. Il n'est aussi pas fait pour cela car l'enclenchement d'un banc de condensateur dégrade la qualité de l'énergie à cause de surtensions transitoires.

2.3.1.2. Les compensateurs synchrones :

Les compensateurs synchrones sont des moteurs synchrones tournant à vide, dont l'excitation est réglée pour fournir ou absorber la puissance réactive qui permet, par son transit en un point du réseau, d'ajuster la tension de ce point.

Avec les performances dynamiques qu'exige un haut niveau de sûreté du réseau, les compensateurs synchrones sont des moyens d'actions privilégiés.

Les compensateurs synchrones ont toutefois conservé un rôle important dans les pays à lignes longues et peu maillées où, en plus d'un programme d'échange d'énergie réactive, ils assurent le maintien de la stabilité dynamique par leurs caractéristiques mieux adaptées à ce rôle que celles des condensateurs (inertie, réactance transitoire faible, régulation rapide d'excitation). Ils sont encore utilisés aux États-Unis, au Canada, en Russie et au Brésil où ils ont atteint, vers 1975, environ 10 % de la puissance apparente du réseau, mais, même dans ces pays, ils sont progressivement supplantés par les compensateurs statiques.

2.3.1.3. Les compensateurs statiques d'énergie réactive : (FACTS)

Le concept FACTS (FACTS : flexible AC transmission system) regroupe tous les dispositifs à base d'électronique de puissance qui permettent d'améliorer l'exploitation du réseau électrique. La technologie de ces systèmes (interrupteur statique) leur assure une vitesse supérieure à celle des systèmes électromécaniques classiques. De plus, elles peuvent contrôler le transit de puissance dans les réseaux et augmenter la capacité efficace de transport tout en maintenant voir en améliorant, la stabilité des réseaux. Les systèmes FACTS peuvent être classés en trois catégories :

- * les compensateurs parallèles
- * les compensateurs séries
- * les compensateurs hybrides (série - parallèle)

Les types de contrôleurs FACTS : SVC, STATCOM, TCSC, SSSC, UPFC, IPFC. Cette classification est adoptée comme classification universelle des systèmes FACTS. La plupart d'entre eux sont déjà en service dans la pratique. Parmi tous ces nombreux types de compensateurs, on a choisi le compensateur shunt le SVC qui peut maintenir la tension à un niveau désiré.

2.3.2. Régleur en charge :

Le régleur au sein du transformateur est un système électromécanique qui permet d'ajuster le rapport de transformation en ajoutant, ou retranchant, quelques spires de réglage en série avec les spires de l'enroulement haute tension. Cet ajustement peut être réalisé en charge, comme c'est souvent le cas sur de gros appareils, ou hors charge. Les régleurs en charge sont plus complexes que les commutateurs hors tension, mais ils permettent de stabiliser le réseau en maintenant une tension quasi-constante. Le régleur en charge (On-Load Tap Changer ou OLTC) installé au transformateur HTB/HTA est le moyen de réglage de la tension le plus utilisé dans le réseau de distribution HTA. Ceux-ci permettent d'ajuster la tension des jeux de barre HTA en fonction de l'évolution des charges et des fluctuations de la tension amont. Un régleur en charge typique possède 17 prises (8 à la hausse et 8 à la baisse) avec le pas 0.625%, c'est-à-dire qu'il permet de modifier le rapport de tension dans l'intervalle $\pm 5\%$. Le fonctionnement dynamique du régleur en charge s'illustre par la figure 2.5 [16]. Si la tension mesurée dépasse le seuil de plage admissible, le premier changement de prise se fait avec un retard Δt_1 d'une minute, pour éviter des manœuvres excessives non-nécessaires due aux fluctuations transitoires lors de la connexion ou déconnexion des

Charges importantes. Dès que le premier changement a lieu, le retard Δt_2 est réduit à 10s pour les changements de prise suivants si nécessaire.

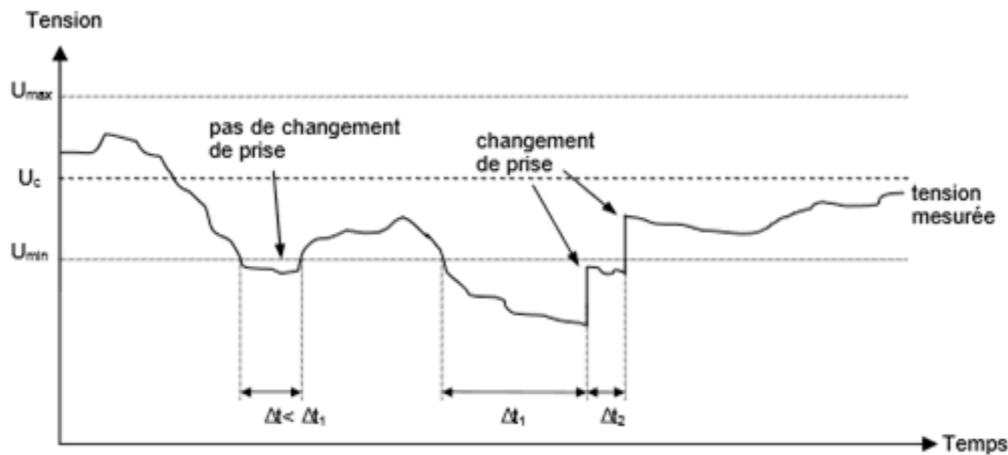


Figure.2.5 : principe de fonctionnement du régulateur en charge.

Le régulateur en charge permet de tenir la tension dans une plage prédéfinie autour la consigne de tension :

$$U_{min} \leq U \leq U_{max}$$

$$U_{min} = U_c - DB / 2$$

$$U_{max} = U_c + DB / 2$$

Où DB est le Dead band, U_c est la consigne de tension.

En général, la consigne du régulateur en charge est liée à la tension au jeu de barre HTA. Mais celle-ci peut aussi être liée à la tension à l'extrémité du départ, à l'aide d'un compoundage de la chute de tension (Line Drop Compensation ou LDC). La technique de compoundage augmente le niveau de tension au jeu de barre en tenant compte de la chute de tension le long du départ. Cela permet de tenir la tension en un point du réseau éloigné du poste de source en situation critique.

2.3.3. Réglage de la tension par GED :

2.3.3.1. Réglage local auto-adaptatif :

Le réglage de tension, avant d'être considéré comme une fonction centralisée coordonnée par le GRD, peut aussi être étudié du point de vue local, c'est-à-dire comme étant une fonction décentralisée. Chaque actionneur participe au réglage de tension de tout le réseau mais les actions sont déterminées et entreprises au niveau local.

Guillaume Rami propose ainsi dans sa thèse [16] de placer sur chaque production décentralisée un régulateur, appelé régulateur auto-adaptatif, dont le principe est d'alterner

Chapitre2 : Les réseaux de distribution et la génération distribuée (problème de tension)

intelligemment entre un mode de régulation en puissance dit réglage P/Q, actif en régime normal et un mode de régulation en tension et puissance réactive dit réglage P/V, actif en régime perturbé. En effet, du point de vue du réglage local de tension, une action de réglage des GED n'est nécessaire que lorsque la tension approche les limites réglementaires. Il est cependant possible d'effectuer une action préventive avant que la tension n'atteigne ces limites et ainsi optimiser la régulation de la GED. Un seuil de tension intermédiaire est donc calculé. Le régime normal de fonctionnement est déni pour une tension en deçà de cette limite intermédiaire (en valeur absolue) et au-delà, est déni le régime perturbé. Ce seuil de tension est calculé dynamiquement en fonction de l'état électrique du réseau au point de connexion de la GED par un algorithme à base de logique floue, appelé superviseur ou. Le fonctionnement du réglage auto-adaptatif est présenté sur les figures 2.6 et 2.7.

Les résultats obtenus avec le réglage auto-adaptatif sont à mettre en relief par rapport

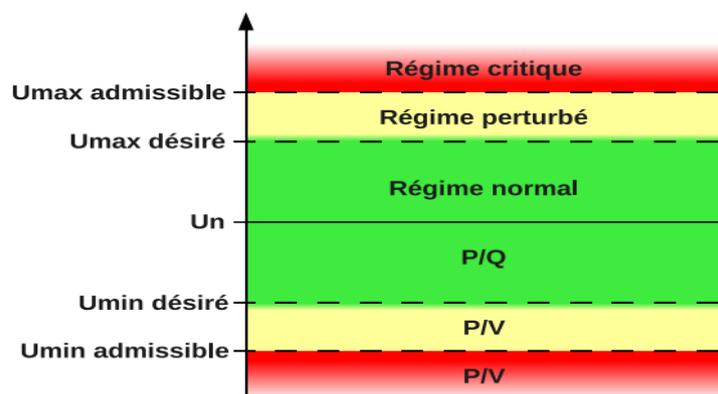


Figure.2.6.réglage auto-adaptatif : seuils de tension.

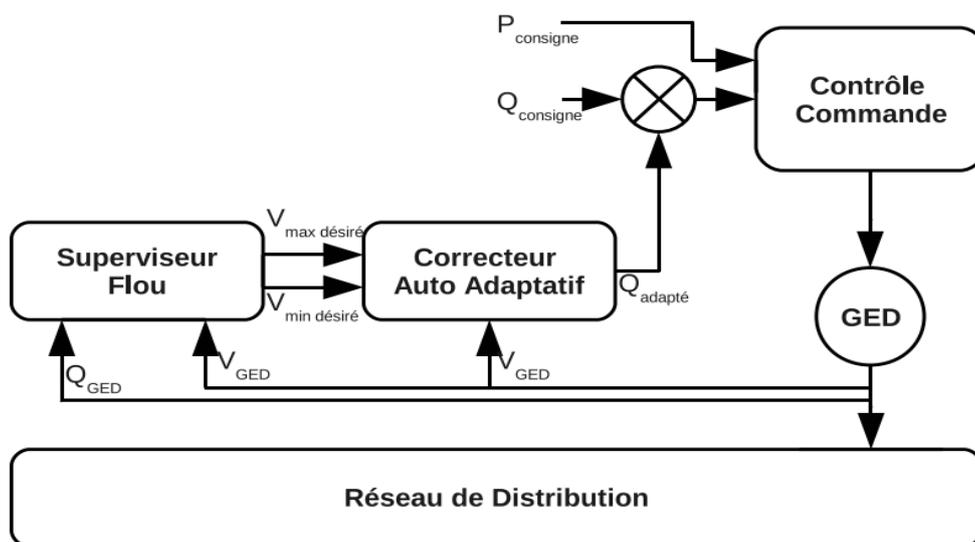


Figure.2.7 : principe général du réglage auto-adaptatif.

Aux besoins du GRD. La tension est bien tenue aux bornes de la GED et, malgré l'absence de coordination effective entre les différents régulateurs auto-adaptatifs, les pertes Joule restent à un niveau relativement bas comparativement à d'autres méthodes de réglage de tension. La simplicité de mise en œuvre du dispositif et son autonomie sont aussi des avantages du réglage auto adaptatif. L'absence de coordination entre les GED et le transformateur réguler en charge empêche cependant au GRD d'optimiser l'usage du réseau de distribution dans sa globalité. La solution développée est donc plutôt adaptée pour les GED non pilotables du fait de leur isolement géographique ou de leur trop faible puissance. Par contre, l'intégration du réglage auto-adaptatif dans un réglage de tension coordonné par le GRD est une possibilité qui a montré son efficacité. [13,16]

Dans la littérature scientifique, d'autres auteurs proposent aussi une approche locale pour le réglage de tension [17]. Les algorithmes développés sont divers et les résultats intéressants, mais, les inconvénients décrits ci-dessus, inhérents à l'approche locale, sont toujours présents.

2.3.3.2. Réglage coordonné de la tension :

Réglage de tension centralisé coordonnant l'action des GED, appelé réglage coordonné de la tension ou D-RCT est basé sur un concept de réglage coordonné de la tension sur les réseaux de transport. Le principe du D-RCT est donc de maintenir la tension sur le réseau de distribution en agissant de manière coordonné sur la production de puissance réactive des GED. Cette action coordonnée est déterminée par un algorithme d'optimisation dont les objectifs sont : La tenue en tension aux nœuds pilotes L'objectif est de maintenir la tension proche d'une consigne en certains nœuds précis du réseau. Ces nœuds sont nœuds pilotes. Ils sont déterminés et sélectionnés via deux algorithmes : un de type déterministe (méthode de recherche par accumulation) et un de type heuristique (algorithme génétique).

Le critère de sélection est que les variations de tension en ces nœuds soient les plus représentatives possibles des variations de tension de tout le réseau de distribution. La minimisation du nombre de points pilotes est aussi recherchée an de limiter l'instrumentation du réseau et donc les coûts d'installation et d'exploitation liés. La valeur de consigne de la tension aux nœuds pilotes est déterminée par un calcul optimal de répartition de charge (ou OPF pour Optimal Power Flow) pour un nombre déterminé d'états de charge du réseau. La périodicité retenue peut être par exemple un calcul des consignes toutes les heures.

Chapitre2 : Les réseaux de distribution et la génération distribuée (problème de tension)

L'OPF utilisé est celui développé par Raphaël Caire dans ses travaux de thèse [17]. Le plan de tension calculé par l'OPF est optimal du point de vue des pertes Joule. Le plan de tension obtenu en appliquant les consignes de tension aux nœuds pilotes est donc d'autant plus proche du plan de tension calculé par l'OPF et donc des pertes minimales que le calcul du nombre de nœuds pilotes et de leur position est optimal. La gestion de la puissance réactive L'objectif recherché est de minimiser les écarts relatifs de production de puissance réactive entre toutes les GED, an que chacune participe à l'effort de réglage de la tension. La tenue en tension aux bornes des GED Le maintien de la tension aux bornes des GED dans les limites réglementaires est le troisième objectif du réglage coordonné. La méthode retenue est la même que celle utilisée pour les nœuds pilotes, c'est-à-dire minimiser l'écart entre la tension aux bornes des GED et la valeur obtenue lors de l'OPF.

Les trois fonctions objectif obtenues en exprimant mathématiquement ces trois objectifs sont couplées en une seule expression en les multipliant chacune par un indice de normalisation et un coefficient de pondération. Les coefficients de pondération sont déterminés empiriquement en fonction des besoins du GRD à l'instant considéré. L'expression obtenue est la fonction objectif du D-RCT qu'un algorithme d'optimisation va chercher à minimiser en jouant sur la génération ou l'absorption de puissance réactive des GED. Les contraintes appliquées à cet algorithme sont :

- l'intervalle maximal d'évolution des tensions aux nœuds pilotes et aux bornes des GED,
- les limites techniques de fonctionnement des GED (diagramme $[U, Q]$),
- la déviation de tension instantanée maximale admissible pour celles-ci. Le fonctionnement du D-RCT est synthétisé sur la figure 2.8.

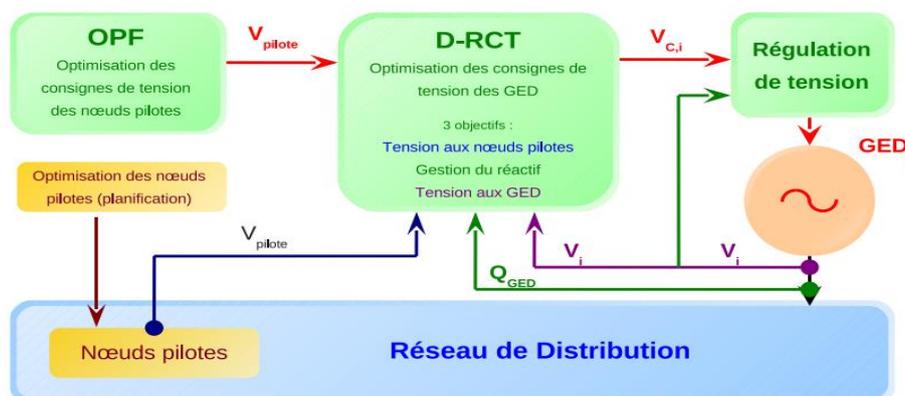


Figure.2.8 .Schéma de principe du D-RCT.

Les résultats obtenus avec le D-RCT montrent que ce réglage est performant dans sa capacité à réguler la tension dans les réseaux de distribution comportant de la production décentralisée. Ce réglage est aussi robuste et permet un contrôle centralisé des GED connectées en minimisant les points de mesure sur le réseau.

Cependant ce réglage souffre de défauts inhérents aux hypothèses prises lors de son élaboration. En premier lieu, la minimisation des pertes Joule n'étant pas un objectif au sens mathématique, il arrive que le niveau de celles-ci soit assez élevé. Ensuite, les limites réglementaires pour le plan de tension ne sont pas toujours respectées. L'amplitude de la tension est en effet considérée comme un objectif et non comme une contrainte, et par ailleurs, seule la tension aux nœuds pilotes et aux bornes des GED sont contrôlées. Par conséquent, l'algorithme peut calculer une solution optimale au sens mathématique du terme, c'est-à-dire une solution pour laquelle la fonction objective est bien minimale, mais qui ne respectera pas les contraintes réglementaires en tension. De plus, le D-RCT est très sensible aux coefficients de pondération de sa fonction objective, à la précision de l'OPF choisi et à la pertinence du choix des nœuds pilotes. Enfin, le fait que ce réglage ne soit pas coordonné avec les automates des transformateurs régleurs en charge et les bancs de condensateurs amène des problèmes de tension qu'il ne peut résoudre. Ainsi un départ sans GED pourra se retrouver en sous-tension sans que ni l'automate du transformateur régleur en charge ni le D-RCT ne le détecte, du fait du moyen nage physique des tensions des départs au niveau des jeux de barres du poste source. Deux stratégies ont notamment été testées. La première consiste à ajuster la consigne de tension du nœud réglé dans l'automate du transformateur régleur en charge en fonction du plan de tension du réseau, le D-RCT s'occupant de la gestion des GED. La seconde stratégie repose sur l'analogie qu'il est possible de faire entre un transformateur régleur en charge et un injecteur de puissance régulé en puissance active et en tension (mode P/V). Il est alors possible d'intégrer directement le transformateur régleur en charge dans le D-RCT comme une simple GED, et de réaliser les optimisations successives. Ces deux couplages du comportement des automates des transformateurs régleurs en charge avec le D-RCT permettent de supprimer certains cas problématiques, par exemple un départ en sous-tension. Mais, ils se heurtent à des problèmes d'interactions et d'actions antagonistes entre les deux dispositifs. En particulier la première méthode provoque l'apparition de surtensions et la deuxième méthode génèrent des pertes Joules importantes. Les résultats ne sont donc pas complètement satisfaisants.

Afin de produire un réglage de tension performant, les consignes de tension référence V_j des groupes devront être calculées de façon à minimiser les trois objectifs décrits ci-dessus. Or il n'y a évidemment aucune raison pour que ces trois objectifs soient minimaux pour le même point de fonctionnement. Il existe donc plusieurs points de fonctionnement possibles pour lesquels il ne sera plus possible de minimiser l'un des objectifs qu'au détriment des deux autres. L'ensemble de ces points de fonctionnement, ou solutions non dominées. Pour déterminer le choix d'un point privilégié de cette frontière, il faut favoriser un objectif par rapport aux autres sans pour autant les négliger. Autrement dit, il est nécessaire de pondérer les différents objectifs en fonction de la priorité que le gestionnaire du réseau de transport souhaite leur donner.

2.4. Type de GED :

Les GED se distinguent des unités de production centralisée par le fait qu'elles sont le plus souvent raccordées au réseau de distribution, et par leur "petite taille", bien qu'il n'y ait à l'heure actuelle pas de limite clairement définie entre les catégories centralisée et décentralisée. Cependant, la loi française (arrêté du 17 mars 2003) limite la puissance des installations raccordées au réseau HTA à 12 MVA, alors que la norme IEEE 1547 sur l'interconnexion des ressources dispersées au réseau électrique ne s'applique qu'aux sources d'une puissance inférieure à 10 MVA.

- **Hydraulique :** Les centrales hydrauliques fonctionnent grâce à l'énergie Potentielle de pesanteur de l'eau des rivières, des lacs ou des fleuves. Celle-ci est transformée en énergie électrique par un alternateur entraîné par une turbine mué par la force de l'eau qui est due soit à la hauteur de chute dans le cas de centrales alimentées par une conduite forcée, soit au débit dans le cas de centrales au fil de l'eau. L'énergie hydraulique est de loin l'énergie renouvelable la plus répandue puisqu'elle est également utilisée dans la production centralisée.
- **Eolien :** Les aérogénérateurs, ou éoliennes, tirent leur énergie du vent qui est transmise par le rotor et le multiplicateur de vitesse à une génératrice. Cette source d'énergie, qui commence à atteindre sa maturité technologique, est de plus en plus répandue grâce à son fort attrait écologique. Elle est passée devant la production géothermique au niveau mondial en 2000.
- **Solaire photovoltaïque :** Les panneaux solaires convertissent directement l'énergie reçue par rayonnement solaire en énergie électrique à courant continu. Ils sont très utilisés pour l'alimentation des sites isolés (non connectés au réseau) en association avec un système de stockage.

- Biomasse et déchets : Certaines centrales thermiques à flamme utilisent comme source primaire des combustibles issus de la biomasse (bois, biogaz, paille, déchets organiques, etc.) ou des déchets industriels et domestiques.

2.5. Conclusion :

On a également vu les moyens de réglage actuellement existants au niveau du transport et des postes sources, mais aucun réglage de tension n'existe dans les réseaux de distribution publics en aval des postes sources. Cependant, certains industriels connectés au réseau HTA peuvent disposer de leurs propres moyens de compensation de réactif (bancs de capacité, SVC) pour ramener leur facteur de puissance ($\tan\phi$) à une valeur inférieure à 0.4 pour éviter de payer des pénalités. Ils apparaissent alors comme une charge consommant peu ou pas de puissance réactive, mais ne règlent pas pour autant la tension. Or le taux de pénétration croissant de production décentralisée rend nécessaire le réglage de la tension dans certaines circonstances.

Introduction :

Les calculs des écoulements de puissance sont effectués sur des systèmes d'alimentation afin d'obtenir une solution d'équilibre du système d'alimentation réseau pour un état de fonctionnement sous réserve de contraintes opérationnelles. Les réseaux de distribution en raison de certaines des caractéristiques entrent dans la catégorie des réseaux mal adaptés aux méthodes utilisées en général.

Ces réseaux de distribution sont caractérisés par :

- Structure faiblement maillée ou radiale.
- Rapport R/X proche de un.
- Fonctionnement asymétrique.
- Contient la génération distribuée.

De nombreux algorithmes développés spécialement pour le calcul de répartition de charges dans les réseaux de distribution sont disponibles dans la littérature [18].le plus populaire est l'algorithme de balayage avant et arrière (Backward and forward Sweep).dans le but d'accélérer le calcul de répartition de charges dans les réseaux de distribution et d'obtenir une bonne convergence. En évitant la résolution simultanée des systèmes d'équations et l'utilisation des matrices de grandes dimensions, l'algorithme de balayage présente l'avantage d'utiliser moins d'effort de calcul et de temps en comparaison avec les méthodes de Newton-Raphson et Gauss-Seidel. La méthode proposée est robuste et fiable par rapport aux méthodes classiques [19]. L'algorithme est testé avec les systèmes IEEE de 12 nœuds et 33 nœuds. La méthode est utilisée ensuite comme base de calculs de l'emplacement de la GED et son influence sur la tension et les pertes dans le chapitre prochain.

3.1. Algorithme de Balayage avant et arrière :

Dans ce chapitre, nous allons expliquer le principe de l'algorithme de balayage avant et arrière. C'est un algorithme itératif de calcul de courants de branches (lignes) et de tension aux nœuds. A chaque itération, deux balayages : arrière et avant sont exécutés. Le balayage arrière consiste à calculer les courants dans les branches(les lignes du réseau) par l'utilisation de la première loi de Kirchhoff. Le balayage avant consiste à calculer les tensions aux nœuds du réseau à l'aide de calcul de chutes de tension le long des branches.

L'algorithme de balayage arrière et avant est simple, rapide et précis. Il s'exécute en trois étapes.

Etape1 : calcul des courants d'injection :

Comme nous l'avons indiqué plus haut, la méthode repose sur deux matrices dérivées de la topologie du réseau : la matrice BIBC (en anglais bus injection branch current) et la matrice BCBV (en anglais branch current bus voltage). Dans cette section, la procédure de l'algorithme est décrite en détail.

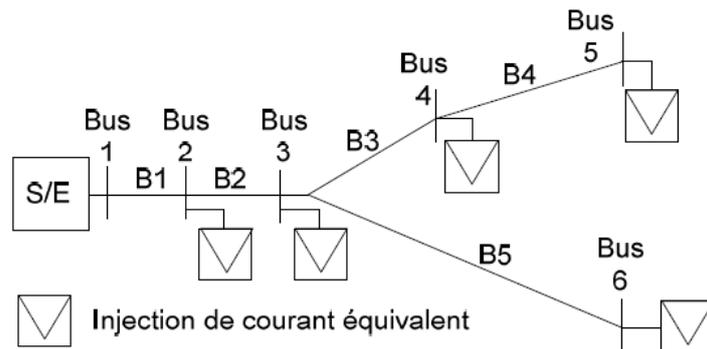


Figure.3.1. Réseau de distribution radial avec un poste source.

Le terme équivalent de l'injection de courant par phase à l'itération K est dérivé de la puissance consommée sur le nœud i , qui est exprimée par :

$$S_{i-phase} = (P_{i-phase} + jQ_{i-phase}) \quad (\text{Eq.3.1})$$

$$i = 1, \dots, N$$

$$I_{i-phase}^k = \left(\frac{P_{i-phase} + jQ_{i-phase}}{V_{i-phase}^k} \right) \quad (\text{Eq.3.2})$$

Ou :

$S_{i-phase}$: La puissance apparente consommée par la charge.

$P_{i-phase}$: La puissance active de la charge par phase.

$Q_{i-phase}$: La puissance réactive de la charge par phase.

N : Est le nombre des charges.

$V_{i-phase}^k$: La tension du nœud.

$I_{i-phase}^k$: L'équivalent d'injection de courant du nœud par phase.

Chapitre3 : Calcul des écoulements de puissance et des tensions

Un réseau de distribution est illustré, comme exemple, à la figure 1. les injections de puissance peuvent être converties en injection de courant équivalent par (Eq.3.3). la relation entre les injections de courant de nœud et les courants de branche est déterminée par la loi des nœuds ou de courant de Kirchhoff. Les courants de branches peuvent alors être formulés en fonction de différents courants injectés aux nœuds. Par conséquent, cette relation peut être exprimée comme :

$$\begin{bmatrix} B_{1abc} \\ B_{2abc} \\ B_{3abc} \\ B_{4abc} \\ B_{5abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \tilde{1} & \tilde{1} & \tilde{1} & \tilde{1} & \tilde{1} \\ \tilde{0} & \tilde{1} & \tilde{1} & \tilde{1} & \tilde{1} \\ \tilde{0} & \tilde{0} & \tilde{1} & \tilde{1} & \tilde{0} \\ \tilde{0} & \tilde{0} & \tilde{0} & \tilde{1} & \tilde{0} \\ \tilde{0} & \tilde{0} & \tilde{0} & \tilde{0} & \tilde{1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{2abc} \\ I_{3abc} \\ I_{4abc} \\ I_{5abc} \\ I_{6abc} \end{bmatrix} \rightarrow [B]_{abc} = [BIBC][I]_{abc} \quad (\text{Eq.3.3})$$

Ou *BIBC*(en anglais Bus injection Branch Current) est la matrice qui exprime la relation entre le courant injecté au nœud et le courant de branche :

$B_{iabc} = [B_{ia} \ B_{ib} \ B_{ic}]^T, i = 1,2, \dots, 5$ est le vecteur des injections de courants de branche $i : I_{iabc} = [I_{ia} \ I_{ib} \ I_{ic}]^T, i = 2,3, \dots, 6$ est la vecteur des courants de nœud i . les symboles $\tilde{0}, \tilde{1}$ représentent les vecteurs $[0 \ 0 \ 0]^T$ et $[1 \ 1 \ 1]^T$. pour le cas équilibré, $\tilde{0}, \tilde{1}$ sont simplement 0,1. la matrice *BIBC* est triangulaire supérieure, et ne contient que des valeurs de 0 et 1.

La tension de nœud peut être exprimée comme une fonction des courant de branche, des paramètres de ligne et de la tension référence au niveau de poste source (HTB /HTA). La relation entre les courants de branche et les tensions de nœud, est obtenue par l'équation :

$$\begin{bmatrix} V_{1abc} \\ V_{2abc} \\ V_{3abc} \\ V_{4abc} \\ V_{5abc} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_{2abc} \\ V_{3abc} \\ V_{4abc} \\ V_{5abc} \\ V_{6abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \tilde{Z}_{12abc} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \tilde{Z}_{12abc} & \tilde{Z}_{23abc} & 0 & 0 & 0 \\ \tilde{Z}_{12abc} & \tilde{Z}_{23abc} & \tilde{Z}_{34abc} & 0 & 0 \\ \tilde{Z}_{12abc} & \tilde{Z}_{23abc} & \tilde{Z}_{34abc} & \tilde{Z}_{45abc} & 0 \\ \tilde{Z}_{12abc} & \tilde{Z}_{23abc} & 0 & 0 & \tilde{Z}_{36abc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B_{1abc} \\ B_{2abc} \\ B_{3abc} \\ B_{4abc} \\ B_{5abc} \end{bmatrix} \quad (\text{Eq.3.4})$$

$$[\Delta V]_{abc} = [BCBV]_{abc}[B]_{abc} \quad (\text{Eq.3.5})$$

Chapitre3 : Calcul des écoulements de puissance et des tensions

Ou BCBV(en anglais Branch Current Bus Voltage) est la matrice qui représente la relation les courant de branches et les tensions des nœuds :

$V_{iabc} = [V_{ia} \ V_{ib} \ V_{ic}]^T$, $i=2, 3, 6$. Est la tension triphasée du nœud i , et Z_{ijabc} est l'impédance de ligne triphasée entre le nœud i et le nœud j .

Les matrices BIBC et BCBV sont élaborées en fonction de la structure topologique du réseau de distribution. En combinant les équations (Eq.3.3) et(Eq.3.6), la relation entre ces deux matrices peut être exprimée comme :

$$[\Delta V]_{abc} = [BCBV][BIBC][I]_{abc}. \quad (\text{Eq.3.6})$$

$$[\Delta V]_{abc} = [DLF][I]_{abc}. \quad (\text{Eq.3.7})$$

Ou DLF représente la matrice produit de BCBV par BIBC. La solution du calcul de répartition de charges est obtenue par une résolution itérative, de l'équation (Eq.3.1)[26].

Etape 2 : balayage arrière :

Pendant la deuxième étape, un balayage arrière est effectué depuis les nœuds extrême du réseau jusqu'au nœud source pour calculer les courants de branches par sommation des courants aux différents nœuds du réseau. Le courant J_j^k dans la branche j est calculé en utilisant l'équation :

$$J_j^k = -I_i^k + \sum J_i^k,$$

$$i = N_b, N_b - 1, \dots, 1$$

I_i^k : Est l'injection de courant au nœud i .

$\sum J_i^k$: Est la somme des courants des branches issues du nœud i .

Etape 3 : balayage avant :

Un balayage avant est effectué depuis le nœud source jusqu'aux nœuds extrêmes du réseau pour calculer les tensions aux nœuds au moyen de calcul de la chute tension aux bornes de chaque branche.

$$V_{jr}^k = V_{js}^k - Z_j * J_j^k,$$

$$j = 1, 2, \dots, N_b.$$

jr : Le début de la branche j .

j_s : La fin de la branche j.

Z_j : L'impédance série de la branche j.

3.1.1 Critère de convergence :

La tension est calculée grâce à l'équation de récurrence (Eq.3.2).et suivant le critère d'arrêt l'équation [26][27] :

$$[V^{k+1}]_{abc} = [V^0]_{abc} + [\Delta V^{k+1}]_{abc} \quad (\text{Eq.3.8})$$

$$[\Delta V^{k+1}]_{abc} - [\Delta V^k]_{abc} < \varepsilon. \quad (\text{Eq.3.9})$$

Ou ε est la précision désiré sur la chute de tension .la seul matrice nécessaire pour la résolution du calcul du courants d'injections est la matrice DLF. En conséquence, la méthode proposée peut économiser un temps de calcul considérable. L'algorithme utilisé peut être résumé par la figure suivante :

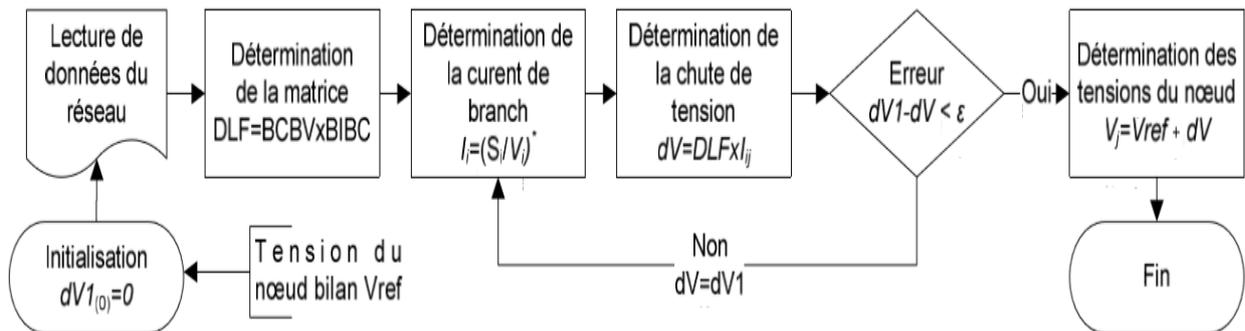


Figure.3.2.l'algorithme de la méthode balayage arrière avant.

3.2. Calcul des pertes active et réactive :

Les pertes de puissances active et réactive dans les lignes du réseau sont calculées respectivement par les relations [27].

$$P_{loss}(k, k + 1) = R_k \frac{P_k^2 + Q_k^2}{V_k^2} \quad (\text{Eq.3.12})$$

$$Q_{loss}(k, k + 1) = X_K \frac{P_k^2 + Q_k^2}{V_k^2} \quad (\text{Eq.3.13})$$

$P_{loss}(k, k + 1)$: Perte de la puissance active entre nœud k et k+1.

$Q_{loss}(k, k + 1)$: Perte de la puissance réactive entre nœud k et k+1.

Les pertes de puissances totale du convoyeur, $P_{T.loss}$ peut alors être déterminée en additionnant les pertes de toutes les branches de la ligne, qui est donnée comme :

$$P_{T.loss}(k, k + 1) = \sum_{k=1}^n P_{loss}(k, k + 1). \quad (\text{Eq.3.14})$$

$$Q_{T.loss}(k, k + 1) = \sum_{k=1}^n Q_{loss}(k, k + 1). \quad (\text{Eq.3.15})$$

3.3.Études du système proposé :

3.3.1. Description de l'essai : systèmes de distribution radiale :

Les systèmes de 12 et 33 nœuds de distribution radiale avec la topologie illustrée à la figure 2 et 3 A été considérée comme [34 ,35] .dans cette étude, le nœud distribués sont modélisées comme PQ bus avec facteur de puissance de 0,92 pour le GED de type 1 et type 2 mentionnés dans la table1.logiciel Matlab a été utilisé pour simuler les systèmes proposé.

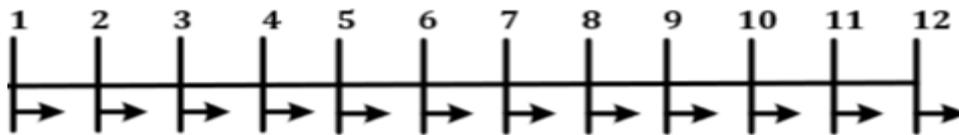


Figure.3.3.Schéma unifilaire du réseau de distribution radiale de 12nœuds.

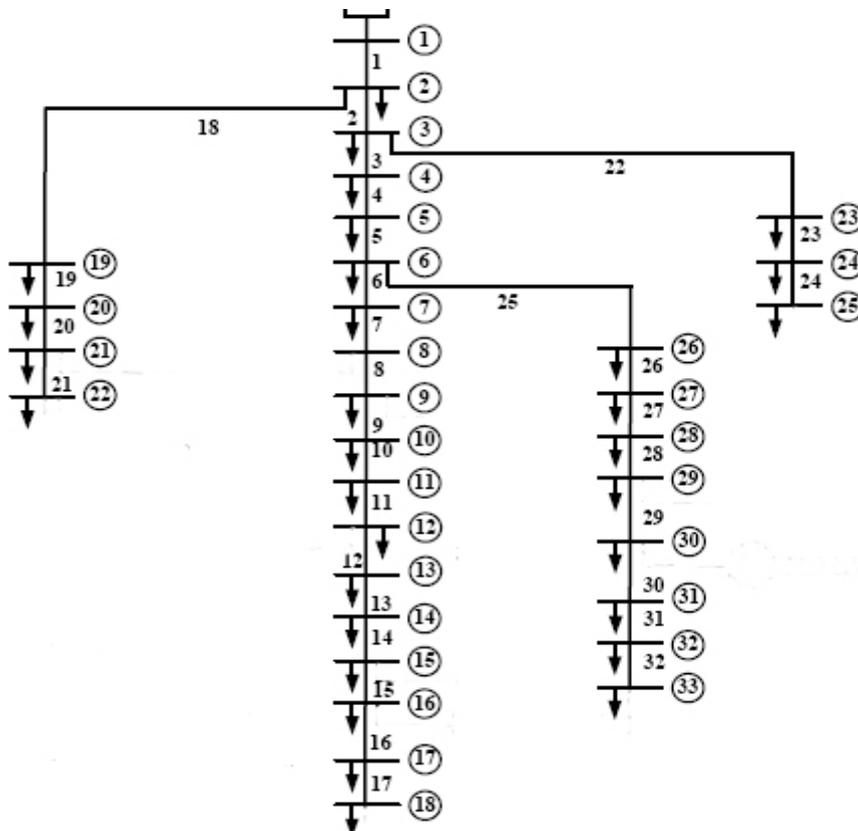


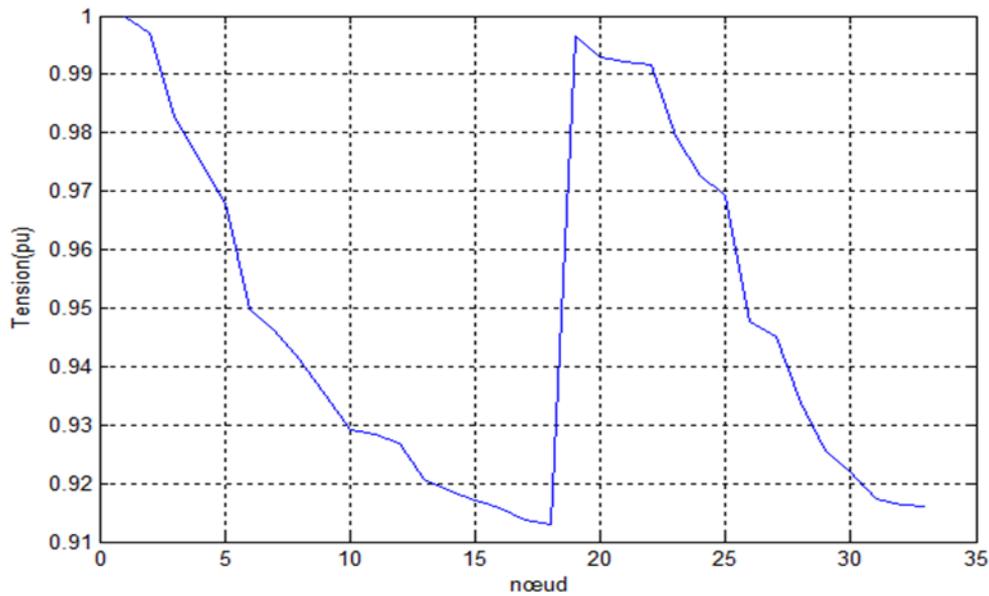
Figure.3.4.Schéma unifilaire du réseau de distribution radiale de 33 nœuds.

3.4. Calcul des tensions :

La méthode proposée balayage arrière avant peut être utilisée pour tester le système de 12 bus et 33 bus.

Tableau 3.1. Test du système de 33 bus :

Nœud	Tension(pu)
1	1
2	0.997032
3	0.982937
4	0.975454
5	0.9968056
6	0.949653
7	0.946167
8	0.941323
9	0.935054
10	0.929239
11	0.928379
12	0.926879
13	0.920766
14	0.9185
15	0.917087
16	0.915719
17	0.913692
18	0.913085
19	0.996504
20	0.992926
21	0.992222
22	0.991584
23	0.979351
24	0.97268
25	0.969355
26	0.947723
27	0.945159
28	0.933717
29	0.925497
30	0.921938
31	0.917203
32	0.916287
33	0.916003



Figur3.3.Profils de la tension du 33 bus de système de distribution.

Le profil de tensions aux nœuds est schématisé par la figure .3.3. Il faut remarquer que les nœuds 18 et 33, les plus éloignés, sont proches de la limite inférieure admissible de la tension.

Tableau 3.2.Test du system de 12 bus :

Nœud	Tension (pu)
1	1
2	0.996817
3	0.992863
4	0.986564
5	0.978558
6	0.976112
7	0.974039
8	0.967767
9	0.961801
10	0.95971
11	0.959042
12	0.958887

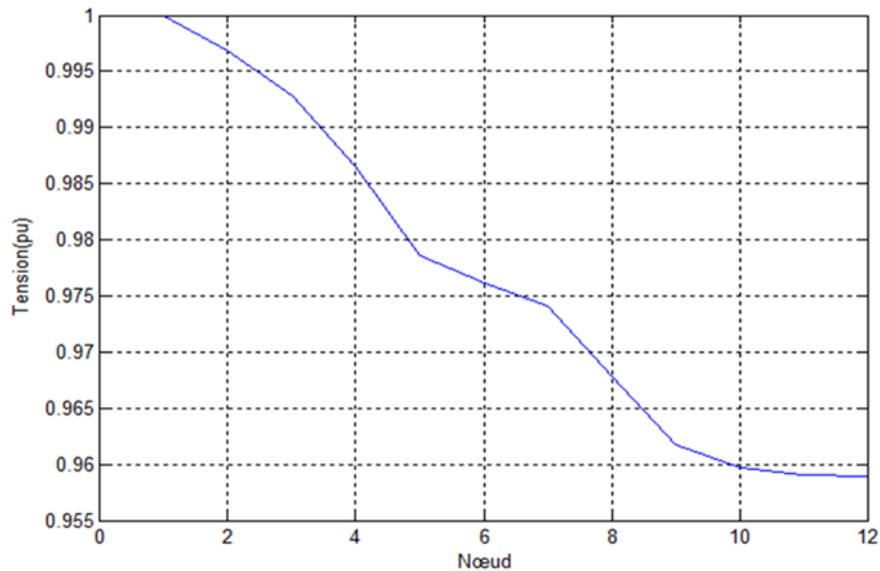


Figure.3.4.profil de tension du 12 bus de system de distribution.

Le profil de tensions aux nœuds est schématisé par la figure .3.4. Il faut remarquer que les nœuds 11 et 12, les plus éloignés, sont proches de la limite inférieure admissible de la tension.

Tableau.3.3Les pertes de puissance des system de12 et 33 nœuds.

TEST	P loss(MW)	Q loss(MVA)
12 nœuds	0.152	0.005
33 nœuds	0.203	0.135

3.4. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous venons de présenter l'algorithme balayage arrière avant sous la dénomination anglais (Backward/Forward Sweep) pour analyser les réseaux de distribution (12 nœuds et 33 nœuds).d'abord. Nous avons présenté les différentes étapes de l'algorithme pour calculer les courants de branches et les tensions des nœuds. Cet algorithme est bien adapté pour le résultat de notre problème, simple, rapide et précis. La méthode calcul est robuste et fiable.

Introduction :

Les installations de la génération d'énergie distribuée peuvent réduire les pertes, et sa stabilité du réseau, les couts et les émissions et d'améliorer le profil de tension, la qualité d'énergie et la fiabilité du système. Toutefois, les avantages de la GED sont fortement liés à la technologie utilisée et la capacité d'accueil du réseau de distribution. L'intégration optimale de la GED dans les réseaux électrique de distribution est essentielle pour maximiser son intérêt et de minimiser son cout d'intégration. Une méthode de planification de GED adéquate est nécessaire pour obtenir les informations utiles sur le potentiel et l'impact d'une pénétration massive de la GED. Les méthodes d'optimisation peuvent être à objectif unique ou multiples. Dans ce chapitre on utilise la méthode de balayage arrière avant comme base de calculs de l'emplacement optimale de GED et son influence sur la tension et les pertes [28][29].

4.1. Contexte théorique :

L'intégration de la GED présente de nouveaux défis pour l'exploitation et la planification des réseaux de distribution, les réseaux de distribution ont été principalement conçus et utilisée pour distribuer passivement l'énergie électrique. et quand la puissance de la GED connectée au réseau de distribution est devenue supérieur à la consommation des clients. Plusieurs question et aspects concernant l'impact de la GED sur les réseaux de distribution : la fiabilité, la qualité d'énergie, la stabilité des tensions et la sécurité pour les clients et fournisseur d'électricité [29][33]. Ce travail montre l'influence de l'installation de GED sur le profil de la tension et les pertes de puissances. Donc la capacité et l'emplacement optimal des GED sera déterminé sur la base de critère de VSI et PSI [34][35].

Le PSI et VSI sont utilisés de trouve l'emplacement optimal de l'installation du nouveau GED, peut être calculé comme suite :

$$PSI = \frac{4R_{ij}(P_L - P_G)}{[|V_i| \cos(\theta - \delta)]^2} \quad (\text{Eq.4.1})$$

$$VSI = \frac{4X_{ij}}{V_i^2} \left(\frac{P_L^2}{Q_L} + Q_L \right) \quad (\text{Eq.4.2})$$

Avec :

P_L : La puissance active de la charge au nœud j.

Q_L : La puissance réactive de la charge au nœud j.

P_G : La puissance du générateur au nœud j.

V_i : La tension au nœud i.

R_{ij} : La résistance de la ligne i-j.

X_{ij} : La réactance de la ligne i-j.

θ : L'angle de l'impédance de la ligne i-j.

$\delta = (\delta_i - \delta_j)$ (δ_i : L'angle de la tension au nœud i - δ_j : l'angle de la tension au nœud j).

Le système sera plus stable que les valeurs de PSI et VSI sont plus proches à Zéro. Afin de trouver l'emplacement optimale de l'unité de la GED doit être calculé la valeur de PSI et VSI pour chaque ligne du réseau, l'unité de la GED devrait être située à la nœud j ou la branche (i-j) à la plus haute des valeurs. Et l'emplacement de la deuxième GED peut être déterminé en fonction de l'effet de la première GED.

Dans la figure 1, l'ampleur de la tension du bus est tracé par rapport à la demande de charge. Le VSM est également montré que la distance entre le point de fonctionnement actuel et la tension chute point (coude). Au coude, la charge est égale à la puissance à livrer. Le VSM fournit une mesure raisonnable de la marge de stabilité de la tension à long terme, qui ne peut pas être utilisé pour capturer la stabilité de la tension à court terme [36].

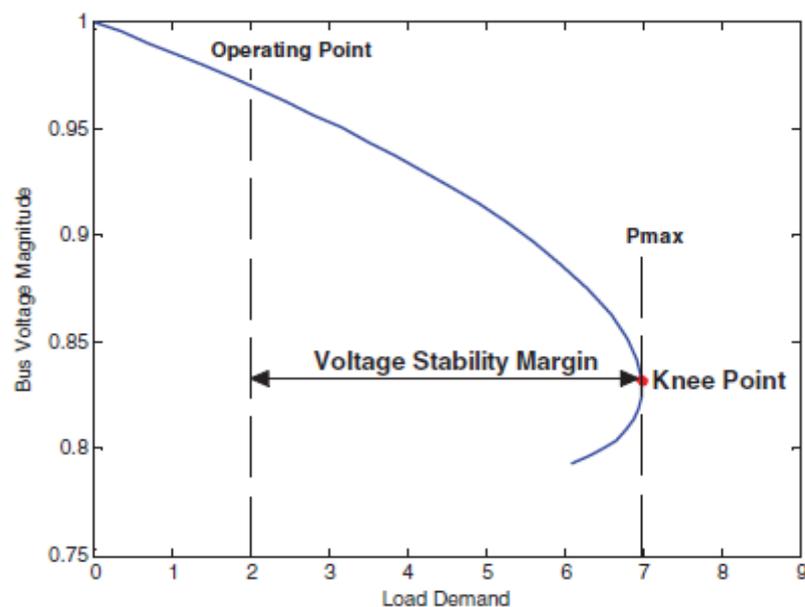


Figure. 4.1. La marge de stabilité de tension.

4.2. Types et capacité du GED :

La GED peut être généralement classé en quatre grands types d'après leurs caractéristiques de puissance réactive et de la présentation de différents types de capacités de GED, énumérés au tableau 1, ont été considérées dans cette étude. Considérant les schémas unifilaires pour systèmes de distribution radiale typique de la figure 2 et 3. En supposant que le vrai pouvoir du GED raccordés au nœud i est P_{GEDi} , la sortie de puissance réactive de la GED est Q_{GEDi} , le facteur de puissance de la GED est PF_{GEDi} . la puissance active et réactive injectée au niveau de nœud i , lorsque le GED est situé, sont donnés par [37].

$$P_i = P_{Di} - P_{GEDi} \text{ (Eq.4.3)}$$

$$Q_i = Q_{Di} - Q_{GEDi} \text{ (Eq.4.4)}$$

Ce qui donne :

$$Q_{GEDi} = \alpha P_{GEDi} \text{ (Eq.4.5)}$$

Ou :

$$\alpha = (\text{sign}) \tan(\cos^{-1}(PF_{GEDi})) \text{ (Eq.4.6)}$$

La fonction signe est défini comme :

$$x = \begin{cases} +1; & \text{GED l'injection de la puissance réactive.} \\ -1; & \text{GED consommation de la puissance réactive.} \end{cases}$$

Tableau 4.1. : Principaux types de la GED en fonction de la capacité de prestation.

Type GED	Type Description	Exemple
Type 1	La GED est capable d'injecter à la fois réelle et la puissance réactive.	Les générateurs synchrones
Type 2	La GED est capable d'injecter un pouvoir réel mais la consommation de puissance réactive.	Génératrices asynchrones tels que la production d'énergie éolienne de fermes.
Type 3	La GED est capable d'injecter du véritable pouvoir uniquement.	PV. Micro-turbines, et les piles à combustible intégrées pour la grille principale de convertisseurs/inverseurs.

Type 4	La GED est capable d'injecter de la puissance réactive seulement	Les compensateurs synchrones
---------------	--	------------------------------

Tableau.4.2.Les caractéristiques des quatre types de GED considérés dans cette étude.

Type GED	PF_{GEDi}	sign	a
Type 1	$0 < 0.78 < 1$	+1	Constant
Type 2	$0 < 0.78 < 1$	-1	Constant
Type 3	$PF_{GED} = 1$	--	0
Type 4	$PF_{GED} = 0.2$	+1	∞

Afin d'étudier l'effet de la capacité des générateurs distribués sur le comportement du système, le niveau de pénétration(PL) paramètre est défini comme le ratio du total de la production d'énergie à partir de complexes de l'alimentation $GED_s(\sum S_{GED})$ complexe charge de pointe de la demande($\sum S_{peak}$) et il peut être calculé comme : [28,30].

$$PL = \frac{\sum S_{GED}}{\sum S_{peak}} * 100\% \quad (\text{Eq.4.7})$$

4.3. Evaluation des résultats de simulation :

4.3.1. Emplacement optimal de GED :

Le PSI et VSI sont démontrés pour réseau de distribution radiale de 12 nœuds et 33 nœuds.

Figures 4 et 5 montrent les valeurs de PSI et VSI, on remarque qu'il y'a un accord parfait entre les deux types d'indices. Par conséquent, l'emplacement optimal de la GED est le nœud numéro 9 pour (12 nœuds) et le nœud numéro 6 pour le (33 nœuds).

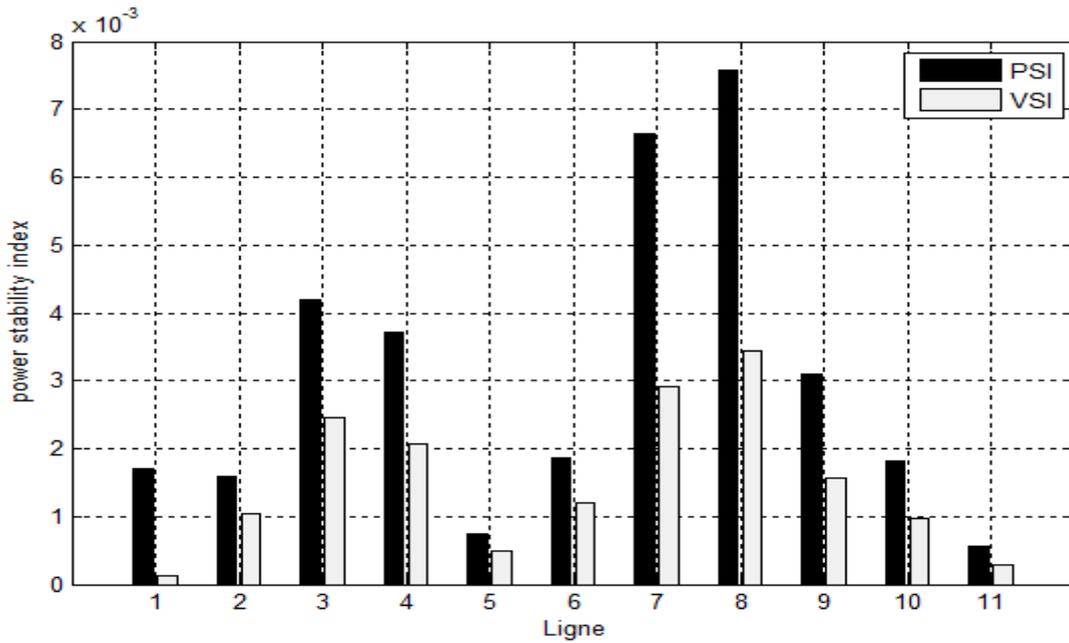


Figure.4.4.les valeurs de PSI et VSI pour un réseau de distribution de 12 nœuds.

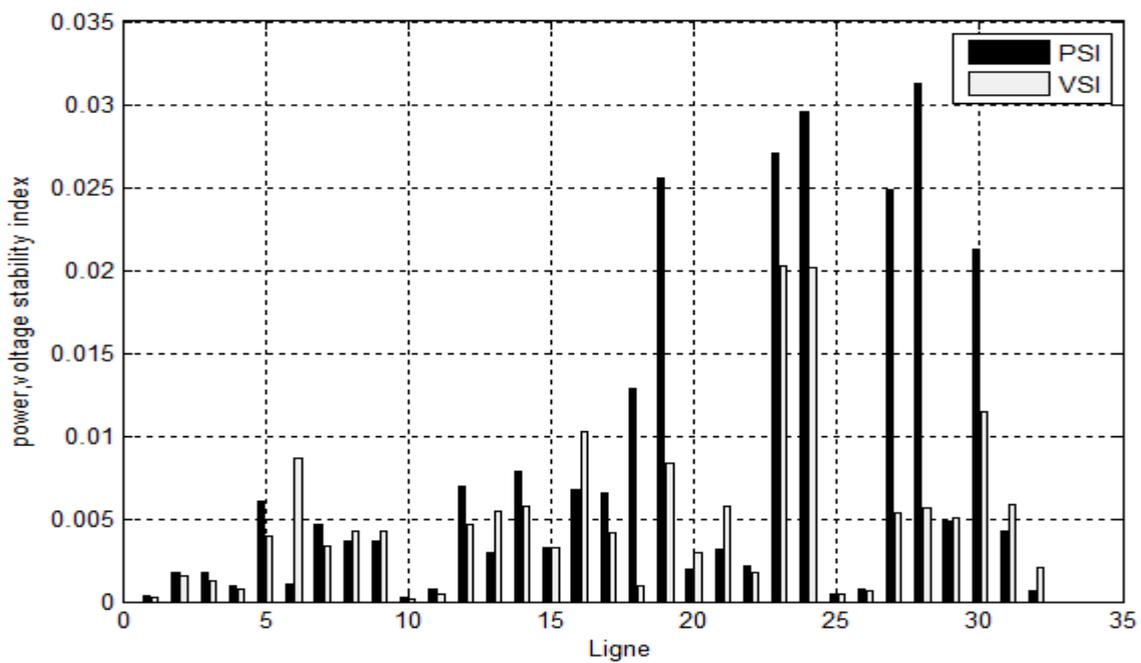


Figure.4.5. les valeurs de PSI et VSI pour un réseau de distribution de 33 nœuds.

L'unité de GED a été installée dans le nœud 9 pour (12 nœuds) et dans le nœud 6 pour (33 nœuds) : l'emplacement optimal en fonction des les critères de PSI et VSI.

4.3.2.La Capacité optimale du GED :

Les pertes de puissance dans les réseaux de distribution radiale sont évaluées avec différents niveaux de pénétration pour différents types de la GED afin de trouver la capacité optimale de la GED qui minimise les pertes de puissance totale dans le test du réseau de distribution.

Les figure 6 et 7 illustrent les pertes de puissance pour différents types de GED : ils ressortent clairement de ces figure que, pour un nœud interconnectés, comme la taille de la GED augmente, les pertes sont réduites à une valeur minimum et si la taille de la GED est encore augmentée, les pertes commencent à augmenter et qu'il est probable qu'il peut dépasser les pertes avant d'installer le GED. Donc la valeur minimale des pertes donne la capacité optimale de la GED.

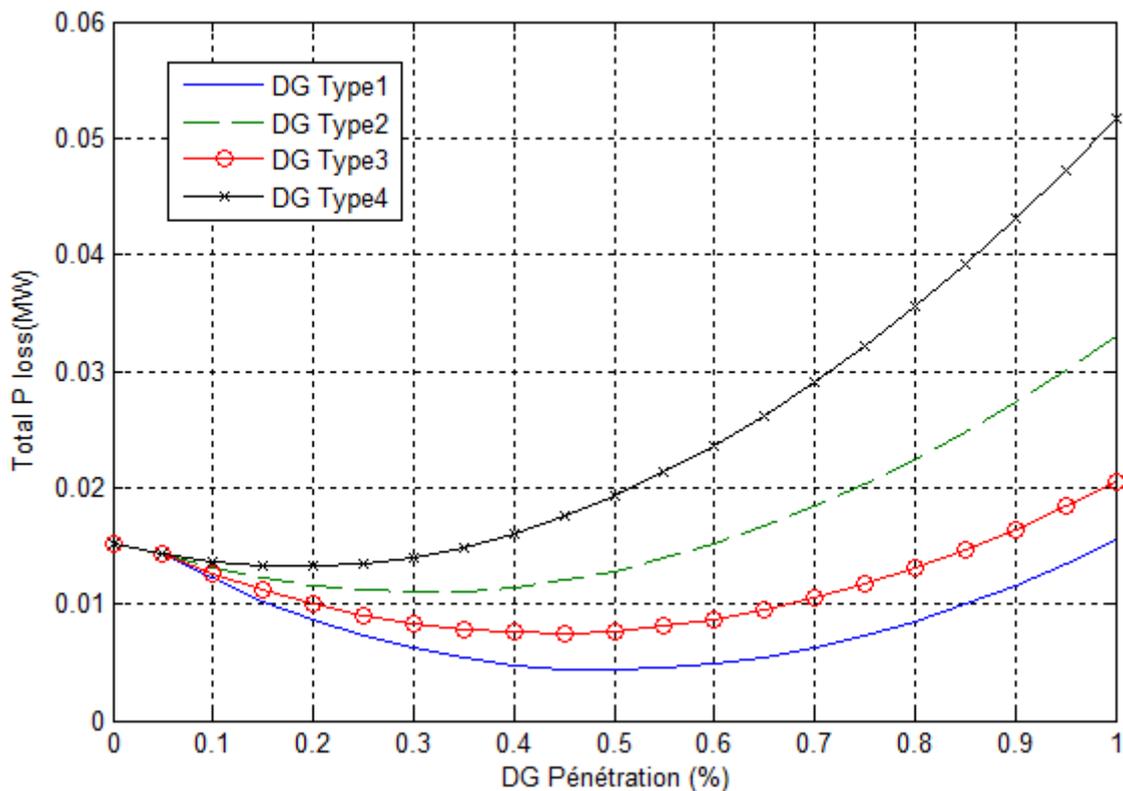


Figure.4.6. Les pertes de puissance pour différents types de GED du system de 12 nœuds.

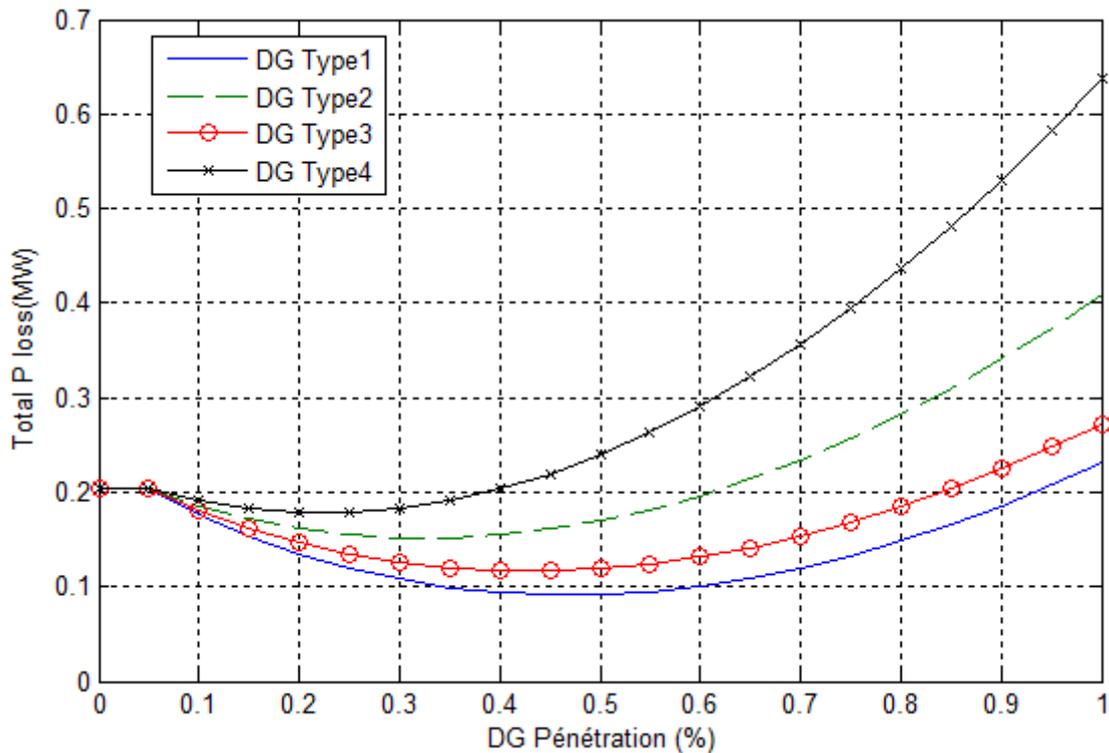


Figure.4.7. Les pertes de puissance pour différent types de GED du system de 33 nœuds.

Pour vérifier les résultats obtenus plus haut, la figure 8 montre une parcelle de maille de la puissance totale des pertes dans les réseaux distribués d'essai par rapport à l'emplacement et la taille de la GED (type3). La puissance minimum de pertes totales se produit lors de l'installation de la GED au nœud numéro 9 et nœud numéro 6 avec $PL = 45\%$ pour (12 nœuds) et $PL = 43\%$ pour (33 nœuds). Ces résultats confirment les résultats obtenus à partir de les figures 4 et 5 et figures 6 et 7.

4.3.2. Effet de la GED sur le profil de tension :

Premièrement, une étude est effectuée sur le système de test radial sans GED. Les courbes sans GED dans l'illustration 8 et 9 montre le profil de tension qui permettent d'identifier que la tension minimale se produit à la fin du nœud 12 et nœud 33, Aussi, il est constaté que la tension à l'ensemble des nœuds sont dans la plage de tension acceptable .c'est un résultat évident que, les tensions des nœuds diminuent vers la fin de la charge : cela peut avoir une incidence sur l'alimentation des consommateurs.

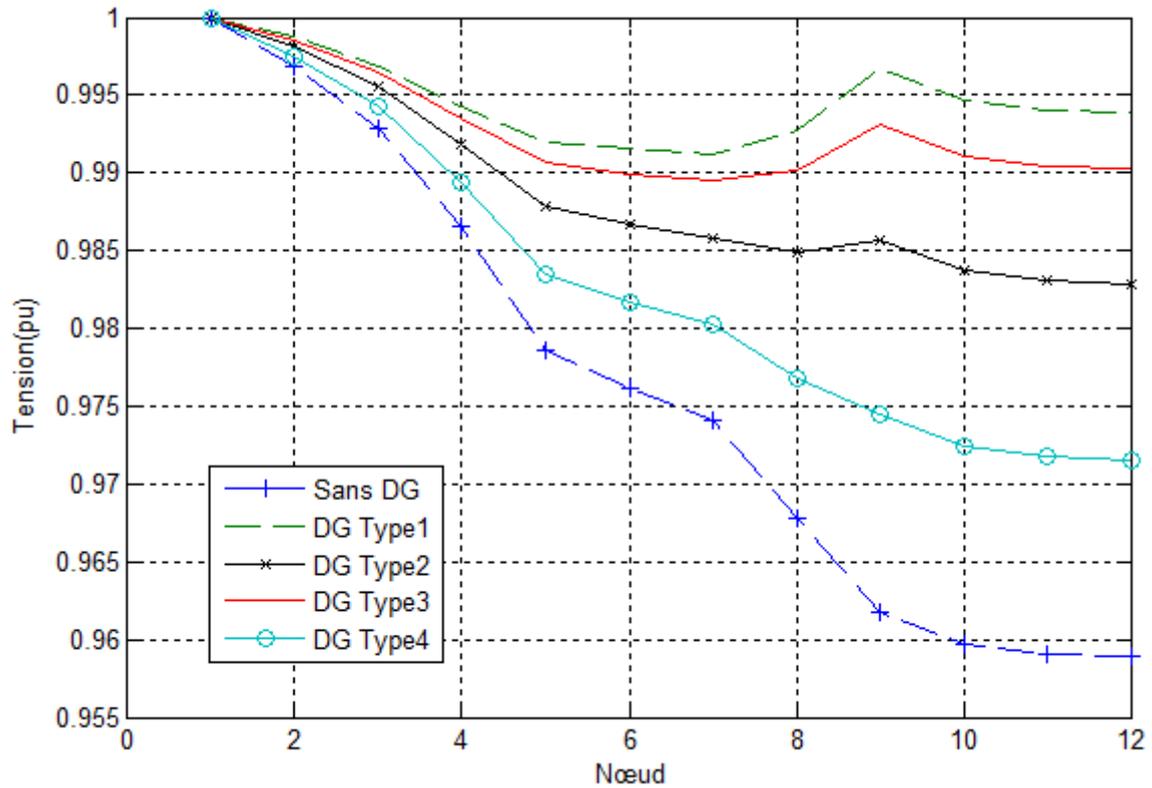


Figure.4.8. Profil de tension réseau radial de 12 nœud avec les types de GED.

Dans certains cas, et pour alimenter les consommateurs en fin de ligne avec une tension acceptable, il faut augmenter la tension du transformateur. Au-delà de la limite supérieure de tension, ce qui n'est pas fiable. D'un autre côté, l'intérêt de leur tir de la GED.

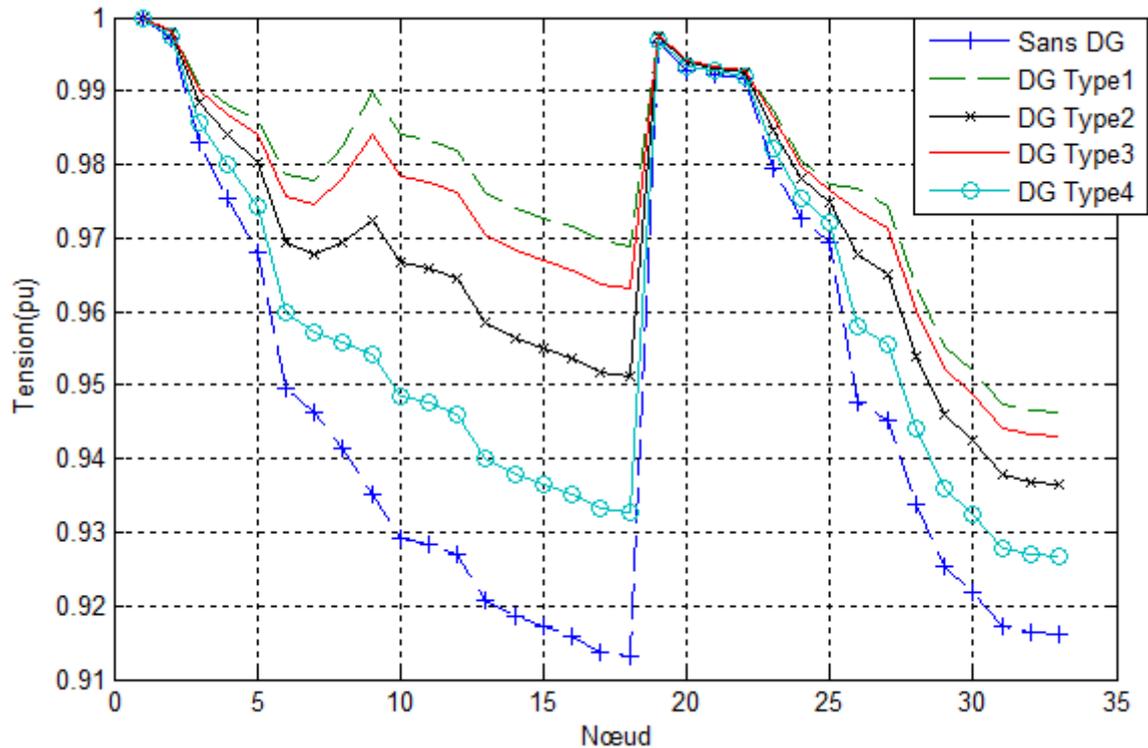


Figure.4.9. Profil de tension de réseau radial de 33 nœud avec les types de GED.

La deuxième étude a été mise en œuvre afin de traiter de l'impact du type et de la capacité de l'unité de la GED sur le profil de tension. Le taux de pénétration pour différents types d'ensemble de la GED est égal à 45% pour (12 nœuds) et 43 % pour (33 nœuds), qui sont les capacités optimales. Il est clair à partir des figures 8 et 9 que la présence de la GED dans le système améliore le profil de tension pour tous les types de GED. Cependant, les types 1 et 3 de GED fournissent une meilleure amélioration de la tension que les deux autres types. De plus, une comparaison entre les différents niveaux de pénétration de la GED du type 3 est indiquée sur les figures 10 et 11, comme la pénétration de la GED augmente, l'amélioration de profil de la tension augmente.

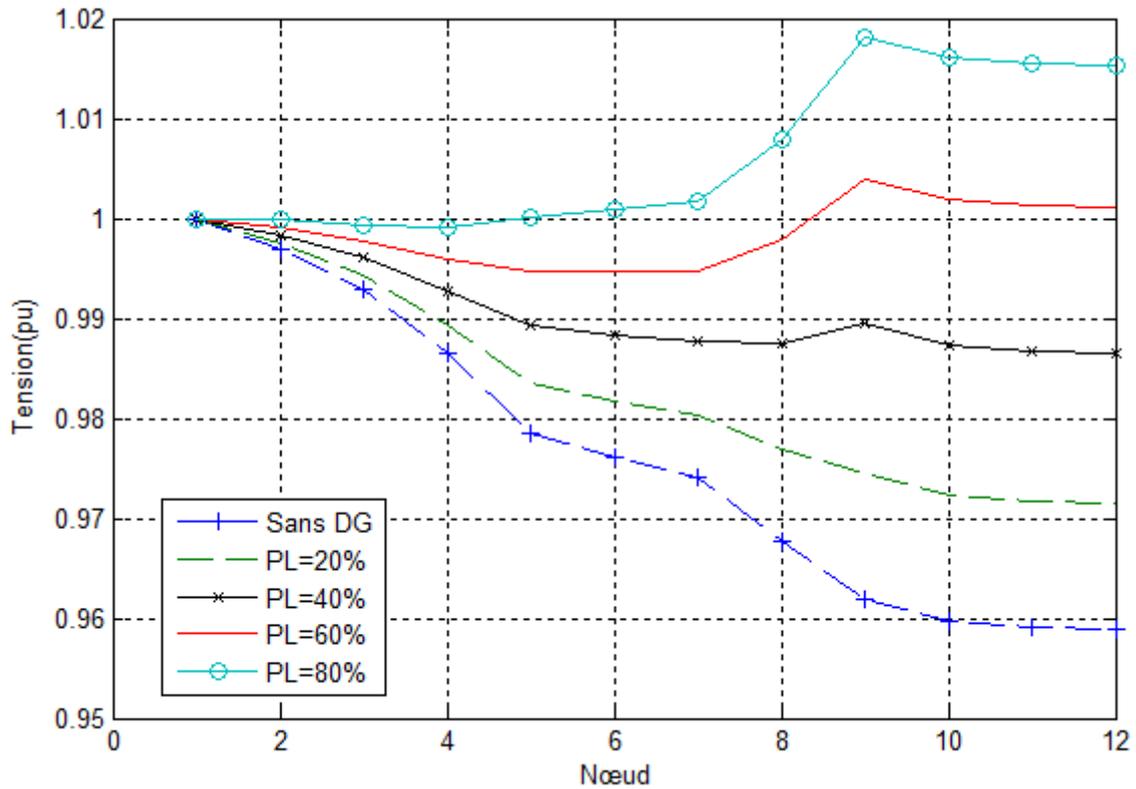


Figure.4.10.Profil de tension pour les différents niveaux de pénétration pour réseau de 12 nœud.

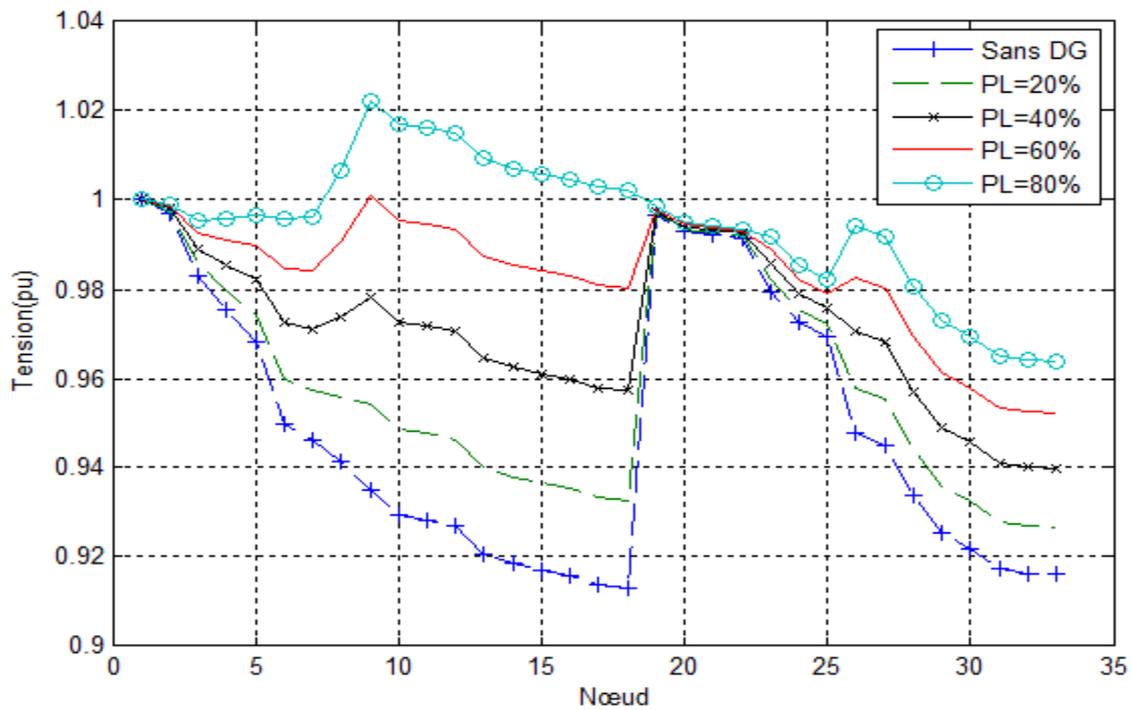


Figure.4.11.Profil de tension pour les différents niveaux de pénétration pour réseau de 33 nœud.

4.4. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présente l'effet de l'intégration de différents types de GED et calculs de l'emplacement et la capacité optimale de GED et son influence sur le profil de tension et les pertes. De plus une évaluation de l'impact de PSI et VSI sur les GED sont présenté et expliqué. En fin lorsque le GED est installés de manière optimale en réseau de distribution, la tension des nœuds augmentera et améliorera la sécurité de tension.

Conclusion générale :

L'objectif principal de ce travail était d'améliorer les réseaux de distribution en termes de stabilité et profil de tension ainsi qu'en termes de pertes de puissance par l'intégration de la génération distribuée. nous avons développés le code de calcul de la méthode de balayage avant arrière qui est bien adaptée pour les réseaux radiaux traités dans notre problème et on a analysé les réseaux de distribution standard (IEEE12 nœuds et 33 nœuds) et on a déterminé l'emplacement et la capacité optimaux de la GED et son influence sur le profil de tension et sur les pertes , par l'utilisation des indices de la stabilité avec la comparaison des différents types de GED. On a trouvé que l'intégration de la GED dans les réseaux de distribution donne une bonne amélioration de tension donc un réseau stable et fiable. Une étude économique pourrait déterminer le meilleur de type GED à installer.

Bibliographie :

- [01]- **T. Van Cutsem and C. Vournas**, « Voltage Stability of Electric Power Systems. Norwell, MA : Kluwer, 1998. »
- [02]- **P. Kundur**, « Power System Stability and Control. New York : McGraw-Hill, 1994. »
- [03]- **C. W. Taylor**, « Power System Voltage Stability. New York : McGraw-Hill, 1994 »
- [04]- **IEEE Special Publication 90TH0358-2-PWR**, « Voltage Stability of Power Systems: Concepts, Analytical Tools, and Industry Experience, 1990. »
- [05]- **T. Van Cutsem and R. Mailhot**, « Validation of a fast voltage stability analysis method on the Hydro-Quebec System,» IEEE Trans. Power Systems, vol. 12, pp. 282–292, Feb. 1997 ».
- [06]- **J. D. Ainsworth, A. Gavrilovic**, « and H. L. Thanawala, “Static and synchronous compensators for HVDC transmission converters connected to weak AC systems,» 28th Session CIGRE, 1980, Paper 31–01 ».
- [07]- **CIGRE Working Group 14.05 Report**, « Guide for Planning DC Links Terminating at AC Systems Locations Having Low Short-Circuit Capacities Part I : AC/DC Interaction Phenomena, CIGRE Guide No. 95, 1992 »
- [08]- **CIGRE Working Group 14.05 Report**, « Interaction between HVDC converters and nearby synchronous machines, CIGRE Brochure 119, Oct. 1997.
- [09]- **G. K. Morison, B. Gao, and P. Kundur**, « Voltage stability analysis using static and dynamic approaches,» IEEE Trans. Power Systems, vol. 8, pp. 1159–1171, Aug. 1993 »
- [10]- « **B. Gao, G. K. Morison, and P. Kundur**, « Toward the development of a systematic approach for voltage stability assessment of large-scale power systems,» IEEE Trans. Power Systems, vol. 11, pp. 1314–1324, Aug. 1996 ».
- [11]- **T. Van Cutsem**, « Voltage instability: Phenomenon, countermeasures and analysis methods,» Proc. IEEE, vol. 88, pp. 208–227, 2000 ».
- [12]- **D. J. Hill, P. A. Lof, and G. Anderson**, « Analysis of long-term voltage stability,» Proc. 10th Power Systems Computation Conf., pp. 1252–1259, Aug. 1990 ».

- [13]- **R.Grunbaum** : « FACTS- les systèmes performants pour le transport flexible de l'énergie électrique », Revue ABB 5 / 1999,pp.202-203. »
- [14]- **G.W.Moon** : « Predictive current control of distribution staticcompensator for reactive power compensation », IEEE proceding on generation transmission and distribution, Vol.146, N°5. pp.515-520. »
- [16]- **A.Sonnennooser and P.W Lehn** : « Line currentbalencingwith a unified. Power flow controller », IEEE trans. On power delivery. Vol.14. N° 3.pp.1151-1157, july 1999 ».
- [17]-<https://www.youtube.com/watch?v=bml9Gislrz8&spfreload=10>
- [18]- **J.P.Barret, P.Bornard and B.Meyer** : « Simulation des réseaux électriques EYROLLES, 1997»
- [19]- **L.Benasla** : « Compensation statique : Approche shunt et Approche série », mémoire de magister, Département d'électrotechnique, USTO, juillet 1999 ».
- [20]- **Jacques .C, Guillaume de Preville, Jean-Louis Sanhet** : « Fluctuations de tension et flicker - Évaluation et atténuation (partie I et II) » Techniques de l'ingénieur D 4315 »
- [21]- **Philippe Ferracci** : « La Qualité de l'énergie électrique » Cahier Technique n° 199 ».
- [22]-**O. Richardot**, Réglage coordonné de tension dans les réseaux de distribution à l'aide de la production décentralisée, Ph.D. dissertation, INP Grenoble, 2006.
- [23]-**G. Rami**, Contrôle de tension auto adaptatif pour des productions d'énergies décentralisées connectées au réseau de distribution,Ph.D. dissertation, INP Grenoble, 2006.
- [24] **J.-W. Park, R. G. Harley, and G. K. Venayagamoorthy**, Decentralized optimal neuro controllers for generation and transmission devices in an electric power network,Engineering Applications of Articial Intelligence, vol. 18, pp. 3746, 2005.
- [25]-**P. M. S. Carvalho, P. F. Correia, and L. A. F. M. Ferreira**, Distributedreactive power generation control for voltage rise mitigation in distribution networks, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 23, no. 2, pp. 766772, May 2008.
- [26 -BAR-03] **V. Barichard**, "Approches hybrides pour les problèmes multi objectifs", Thèse de doctorat de l'Université d'Angers, 2003

- [27]-**B. Stott and O. Alsac**, “FastDecoupledload-Flow,” IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, vol. PAS-93, pp. 859–869, 1974.
- [28] **W. F. Tinney and C. E. Hart**, “Power Flow Solution by Newton’s Method,” IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, vol. PAS- 86, pp.1449–1460, 1967.
- [29]- **D.Das, D P.Kotari and A.Kalam**, ”simple and efficient method for load flow solution of radial distribution networks”, electrical power and energysystems, vol 17,no.5, pp.335-346,1995.
- [30]- **D.Shirmohammadi,M.W.Hong,A.Semlyn and G.X.Luo**,”a compensation base power flow method for weaklymeshed distribution and trnsmissionnetworks”,IEEE Transaction on power systems,vol 1,no.2,may 1988.
- [31]- **A. Augugliaro, L. Dusonchet**,” A backwardsweepmethod for power flow solution in distribution networks” Electrical Power and EnergySystems 32 (2010) 271–280.
- [32]- **Bompard, E. Carpaneto**,” Convergence of the backward/forwardsweepmethod for the load-flow analysis of radial distribution systems” Electrical Power and EnergySystems 22 (2000) 521–530.
- [33]- **A.Alsaadi and B.Gholami**, ”An effective approach for distribution system power flow solution”, International journal of Electrical and electronics engineering”, 3:12,2009.
- [34]- **M. TarafdarHagh, T. Ahamadzadeh, K. M. Muttaqi, D. Sutanto**,”Load Flow Analysis of Radial and Weakly Meshed Distribution SystemsincludingDistributedGenerations” AustralasianUniversities Power Engineering Conference, AUPEC 2014, CurtinUniversity, Perth, Australia, 28 September – 1 October 2014
- [35]- **Wendy Carolina BRICEÑO VICENTE**, Thèse dirigée par « Nouredine HADJSAID » et codirigée par « Raphael CAIRE », « Modélisation des réseaux de distribution sous incertitudes, page 60-61-62. »
- [36]- **M. M. Aman, G. B. Jasmon, K. H. Solangi, A. H. A. Bakar, and H. Mokhlis**”OptimumSimultaneous DG and Capacitor Placement onthe Basis of Minimization of Power Losses”, International Journal of Computer and Electrical Engineering, Vol. 5, No. 5, October 2013

Annexe :

Tableau.1. Données du Nœud pour le système de distribution radiale de 12 Nœud.

Nœud	P(KW)	Q(KVAR)
1	0	0
2	60	60
3	40	30
4	55	55
5	30	30
6	20	15
7	55	55
8	45	45
9	40	40
10	35	30
11	40	30
12	15	15

Tableau.2. Données de ligne pour le système de distribution radiale de 12 Nœud.

Nœud d'envoi	Nœud de réception	R(ohms)	X(ohms)
1	2	1.093	0.0455
2	3	1.184	0.494
3	4	2.095	0.873
4	5	3.188	1.329
5	6	1.093	0.455
6	7	1.002	0.417
7	8	4.403	1.215
8	9	5.642	1.597
9	10	2.89	0.818
10	11	1.514	0.428
11	12	1.238	0.351

Tableau.3. Données du Nœud pour le système de distribution radiale de 33 Nœud.

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

Tableau.4. Données de ligne pour le système de distribution radiale de 12 Nœud.

Nœud d'envoi	Nœud de réception	R(ohms)	X(ohms)
1	2	0.0922	0.0470
2	3	0.4930	0.2511
3	4	0.3660	0.1864
4	5	0.8190	0.1941
5	6	0.3811	0.7070
6	7	0.1872	0.7400
7	8	0.7114	0.7400
8	9	1.0300	0.0650
9	10	1.0440	0.6188
10	11	0.1966	0.2351
11	12	0.3744	0.1238
12	13	1.4680	1.1550
13	14	0.5416	0.7129
14	15	0.5910	0.5260
15	16	0.7463	0.5450
16	17	1.2890	1.7210
17	18	0.7320	0.5740
2	19	0.1640	0.1565
19	20	1.5042	1.3554
20	21	0.4095	0.4784
21	22	0.7089	0.9373
3	23	0.4512	0.3083
23	24	0.8980	0.7091
24	25	0.8960	0.7011
6	26	0.2030	0.1034
26	27	0.2842	0.1447
27	28	1.0590	0.9337
28	29	0.8042	0.7006
29	30	0.5075	0.2585
30	31	1.1644	0.9830
31	32	0.3105	0.3619
32	33	0.3410	0.5302