

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique  
Université 8 Mai 1945 – Guelma  
Faculté des Sciences et de la Technologie  
Département de Génie Electrotechnique et Automatique

Réf:...../2024



## MEMOIRE

Présenté pour l'obtention du **diplôme de MASTER Académique**

**Domaine :** Sciences et Technologie

**Filière :** Electrotechnique

**Spécialité :** Réseaux électriques

**Par :** (SAHRAOUI Randa et KADI Norcine)

### Thème

**Reconfiguration des Réseaux de Distribution avec Intégration  
des Productions Décentralisées Renouvelables : Optimisation  
des Tensions, Réduction des Pertes et Ilotage**

Soutenu publiquement, le 23/06 /2024, devant le jury composé de :

M. Boudfel Amar	MCA	Univ. Guelma	Président
M. Ladjimi Abdelaziz	Professeur	Univ. Guelma	Encadreur
M. Beloucif Feissel	MCA	Univ. Guelma	Examineur principal

**Année Universitaire : 2023/2024**

**المخلص:** تبحث هذه الأطروحة في إعادة تشكيل شبكات توزيع الكهرباء لدمج التوليد اللامركزي المتجدد، مع الأهداف الأساسية لتحسين مستويات الجهد، وتقليل خسائر الطاقة النشطة والمتفاعلة، وتقسيم الشبكة إلى مناطق جزئية لتعزيز المرونة. من خلال التحليل باستخدام محاكي CYME، تم إثبات أن التوليد الموزع، إذا تم نشره بشكل حكيم، يمكن أن يقلل من فقد الطاقة ويحسن من مستويات الجهد. كما أظهرت إعادة التشكيل في المناطق الجزرية أيضاً فوائد من حيث استقرار الترددات وإدارة الجهد وتقليل خسائر الطاقة. تؤكد النتائج أهمية نهج المناطق في الإدارة المثلى لشبكات التوزيع، والذي يقدم مزايا كبيرة من حيث الموثوقية وكفاءة الطاقة والمرونة. تقترح الدراسة حلاً مبتكرة وفعالة من حيث التكلفة لإعادة هيكلة شبكات التوزيع، وبالتالي المساهمة في التنمية المستدامة والانتقال إلى مصادر الطاقة النظيفة والمتجددة.

**الكلمات الدالة:** شبكة التوزيع، إعادة تشكيل الشبكة، إدماج، عزل الشبكة(الجزر)، الطاقة اللامركزية

## **Résumé.**

Ce mémoire explore la reconfiguration des réseaux de distribution d'électricité pour intégrer les productions décentralisées renouvelables, avec pour objectifs principaux d'améliorer les niveaux de tension, de minimiser les pertes de puissance active et réactive, et de segmenter le réseau en zones îlotées pour accroître sa résilience. À travers une analyse utilisant le simulateur CYME, il a été démontré que les productions décentralisées, si déployées soigneusement, peuvent réduire les pertes de puissance et améliorer les profils de tension. La reconfiguration en zones îlotées a également montré des avantages en termes de stabilité de la fréquence, gestion des tensions et réduction des pertes de puissance. Les résultats soulignent l'importance d'une approche zonale pour une gestion optimale des réseaux de distribution, offrant des bénéfices significatifs en fiabilité, efficacité énergétique et flexibilité. Cette étude propose des solutions innovantes et rentables pour restructurer les réseaux de distribution, contribuant ainsi au développement durable et à la transition vers des sources d'énergie renouvelables et propres.

**Mots-clés :** Production décentralisée, Ilotage, Réseau de distribution, Reconfiguration, Intégration.

**Abstract.** This thesis examines the reconfiguration of electricity distribution networks to integrate renewable distributed generation, with the primary objectives of improving voltage levels, minimizing active and reactive power losses, and segmenting the network into islanded zones to enhance resilience. Through analysis using the CYME simulator, it was demonstrated that distributed generation, if deployed judiciously, can reduce power losses and improve voltage profiles. Reconfiguration into islanded zones also demonstrated benefits in terms of frequency stability, voltage management, and reduced power losses. The results underscore the significance of a zonal approach to optimal distribution network management, which offers substantial advantages in terms of reliability, energy efficiency, and flexibility. The study proposes innovative, cost-effective solutions for restructuring distribution networks, thereby contributing to sustainable development and the transition to clean, renewable energy sources.

**Key-words:** Distributed generation, Ilotage, Distribution network, Reconfiguration, Integration.

# **Table de Matière**

## Table de Matière

<b>Introduction générale</b>	<b>1</b>
<b>Chapitre 1 : Le réseau de distribution et la production décentralisée</b>	
1.1. Introduction	3
1.2. Réseaux de distribution	3
1.2.1. Caractéristiques techniques générales	3
1.2.2. Conditions de distribution de l'énergie	4
<b>1.2.2. Schémas d'exploitations</b>	<b>4</b>
1.2.2.1. Lignes et départ HTA	5
1.3. La production décentralisée	6
1.3.1. Définition	6
1.3.2. Les avantages de la production d'énergie décentralisée	7
1.3.3. Les inconvénients la production décentralisée	7
1.3.4. L'énergie éolienne	8
1.3.4.1.Principe des éoliennes	8
1.3.4.2. Loi de BETZ	8
1.3.4.3. Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique	9
1.3.4.4. Technologie de conversion de l'énergie éolienne et couplage au réseau	11
1.3.4.5.Les types d'éoliennes raccordées au réseau	11
1.4. Raccordement d'énergie renouvelable dans le réseau de distribution	13
1.4.1. Type de raccordement	13
1.4.2. Tension au point de raccordement	14
1.4.3. La capacité d'accueil des réseaux de distribution	14
1.5. Impacts de la production décentralisée sur les réseaux de distribution	15
1.6. Ilotage	16
1.6.2. Types d'ilotage	17
<b>Chapitre 2 : Calcul d'écoulement de puissance</b>	
2.1-Introduction	21
2.2. Modélisation des éléments d'un réseau électrique	21
2.2.1. Modélisation d'un générateur électrique	21
2.2.2. Modélisation des lignes de transmission électrique	22
2.2.3. Modélisation des charges électriques	22
2.2.4. Modèle d'un transformateur	22

2.3- Généralités sur la répartition de puissance	23
2.4. Le but de l'écoulement de puissance	23
2.5. Définition des types des jeux de barres	23
2.6-Classification des jeux de barre	24
2.7. Calcul de l'écoulement de puissance	26
2.7.1. Équations de l'écoulement de puissance	26
2.8. Méthodes de calcul d'écoulement de puissance	26
2.8.1- Méthode de Gauss–Seidel (GS)	27
2.8.2. Méthode de Newton–Rafeson (NR)	28
2.8.3 Méthode Découplée Rapide (FDLF)	31
<b>Chapitre 3 : Analyse de l'Écoulement de Puissance et Impact des Productions Décentralisées à l'Aide du Logiciel CYME</b>	
3.1. Logiciel CYME	33
3.2. Description du réseau de distribution étudié	35
3.3. Résultats de simulation	35
3.3.1. Etat du réseau sans la présence de la production décentralisée	35
3.3.2. Etat du réseau avec présence de la production décentralisée (parc éolien)	41
3.3.2.1. La capacité maximale du parc éolien	41
3.3.2.2. Résultats de simulation	42
3.3.3. Interprétation des résultats	51
<b>Chapitre 4 : Reconfiguration et ilotage du réseau de distribution en présence de la production décentralisée</b>	
4.1. Objectifs de la reconfiguration du réseau de distribution	53
4.2.1. Reconfiguration du réseau sans PD	53
4.2.2. Résultats et discussions	54
4.3. Reconfiguration du réseau avec PD	60
4.3.1. Résultats et discussions	61
4.4. Possibilités de séparation du réseau en zones ilotées	68
4.4.1. Interprétation des résultats	77
<b>Conclusion générale</b>	79
<b>Références</b>	80
<b>Annexe</b>	82

# **Introduction générale**

## *Introduction générale*

Les réseaux de distribution d'électricité jouent un rôle essentiel dans le fonctionnement de nos sociétés modernes, reliant les centres de production aux utilisateurs finaux. Traditionnellement, ces réseaux suivent une architecture centralisée, transportant l'énergie depuis de grandes centrales électriques jusqu'aux consommateurs. Toutefois, avec l'essor des énergies renouvelables et la nécessité de réduire notre dépendance aux combustibles fossiles, une transformation majeure est en cours : l'intégration de la production décentralisée (PD).

Ce mémoire examine en profondeur la reconfiguration des réseaux de distribution avec la présence de productions décentralisées renouvelables. Notre étude se concentre sur trois objectifs principaux : améliorer les niveaux de tension à travers le réseau, minimiser les pertes de puissance active et réactive, et explorer la possibilité de segmenter le réseau en zones îlotées pour accroître sa résilience.

### **Les Objectifs de ce mémoire sont :**

- **Amélioration des niveaux de tension** : Maintenir des niveaux de tension stables et optimaux est crucial pour la performance et la fiabilité des réseaux électriques.
- **Minimisation des pertes de puissance** : Réduire les pertes de puissance active et réactive permet d'optimiser l'efficacité énergétique du réseau.
- **Séparation du réseau en zones îlotées** : En cas de perturbations, la capacité à isoler des zones du réseau pour fonctionner de manière autonome peut significativement améliorer la résilience et la continuité du service.

L'étude présentée dans ce mémoire s'organise comme suit :

Le chapitre 1 introduit la structure traditionnelle des réseaux électriques et leur évolution vers des systèmes intégrant des productions décentralisées renouvelables. Nous examinerons les défis et les opportunités liés à l'intégration de ces nouvelles sources d'énergie dans les réseaux de distribution.

Dans le deuxième chapitre nous y abordons les méthodes de calcul de répartition de la puissance, nécessaires pour déterminer les variables critiques du réseau telles que les tensions nodales et les flux de puissance dans les lignes. Ce chapitre met en lumière l'importance des calculs précis pour la gestion optimale des réseaux de distribution.

## ***Introduction générale***

Le chapitre trois, à l'aide du simulateur CYME, nous analysons l'impact de l'intégration des productions décentralisées sur le réseau de distribution. Cette étude se divise en trois cas distincts pour évaluer les effets avant et après l'insertion des productions décentralisées.

Le dernier chapitre explore les principes, les méthodes et les avantages de la reconfiguration des réseaux de distribution, en se concentrant sur l'amélioration de la performance globale, la réduction des pertes énergétiques, et l'augmentation de la fiabilité et de la résilience grâce à l'îlotage intentionnel.



# **Chapitre 1 : Le réseau de distribution et la production décentralisée**

**1.1. Introduction :** Les réseaux électriques constituent des infrastructures cruciales pour notre société. Traditionnellement, ces réseaux sont conçus de manière verticale, suivant un schéma de transfert d'énergie de type « du haut vers le bas » : Production - Transport - Distribution.

En effet, les réseaux électriques sont traditionnellement exploités de façon centralisée. La majeure partie de la production électrique provient de grandes centrales (hydrauliques, thermiques, nucléaires), situées dans des emplacements géographiquement appropriés. L'énergie est ensuite transportée vers les principaux centres de consommation via un réseau de lignes aériennes et de câbles, souvent sur de grandes distances et à des niveaux de tension variés.

Cette architecture verticale (production-transport-distribution) est en train de se transformer grâce à la production décentralisée (éolienne, solaire, etc.), où la production d'énergie se fait au niveau de la distribution, à proximité des consommateurs.

Dans ce chapitre, nous examinerons la structure du réseau électrique, ainsi que la production décentralisée de type nouvelle et renouvelable, les contraintes de son raccordement au réseau de distribution HTA et l'ilotage.

## **1.2. Réseaux de distribution**

Les réseaux de distribution constituent une composante essentielle du système électrique, assurant la distribution locale de l'électricité. Opérant à des tensions égales ou inférieures à 50 kV (HTA), ces réseaux se subdivisent en deux catégories : le réseau de moyenne tension (MT), qui fonctionne à des niveaux de 10 kV et 30 kV et se connecte au réseau de transport, et le réseau de basse tension (BT) avec une tension de 0,4 kV. Le réseau BT représente la dernière étape de la chaîne du système électrique. Les segments du réseau BT sont reliés au réseau MT via des postes de transformation HTA/BT. Ces niveaux de tension sont optimisés pour offrir un équilibre technico-économique, permettant de diminuer les fluctuations de tension, de réduire le nombre de postes sources (postes de connexion HTB/HTA) et de limiter les contraintes techniques et économiques associées aux tensions élevées.

### **1.2.1. Caractéristiques techniques générales**

Les réseaux de distribution représentent l'infrastructure la plus essentielle du réseau électrique, étant l'interface finale qui dessert la majorité des consommateurs. Les tensions de fonctionnement sont inférieures à 50 kV, ce qui couvre les domaines de la HTA et de la BT. En Algérie, les réseaux de distribution HTA ont des tensions nominales de 10 kV et 30 kV [3]. Ces niveaux de tension représentent un compromis optimal pour minimiser les chutes de tension, réduire le nombre de postes sources (connexions HTB/HTA) et atténuer les contraintes techniques et

économiques des hautes tensions, telles que les coûts d'investissement et la protection des personnes et des biens. Les réseaux de distribution sont généralement exploités en configuration radiale, simplifiant ainsi la gestion des systèmes de protection. La puissance circule uniquement du poste source (HTB/HTA) vers les postes HTA/BT et les consommateurs finaux, ce qui facilite la détection et l'élimination rapides des défauts. Cette configuration simplifie également la maintenance du réseau et le comptage de l'énergie aux postes sources. Des schémas d'exploitation de secours entre les postes sources sont mis en place pour limiter le nombre de clients impactés en cas de défaillance [1].

### **Conditions de distribution de l'énergie**

La Commission TIS définit les domaines de tension en respectant les codes de sécurité du CERN et en se basant sur la législation en vigueur. Selon la tension (valeur efficace du courant alternatif), les installations électriques sont classées de la manière suivante [2] :

Tableau 1.1. Domaines de tension

<b>Domaine de tension.</b>		<b>Valeur de la tension nominale.</b>	
		<b>En courant alternatif</b>	<b>En courant continu lisse</b>
<b>TBT</b>		$U_n \leq 50\text{v}$	$U_n \leq 120\text{v}$
<b>BT</b>	<b>Plus de distinction BTA/BTB</b>	$50\text{V} < U_n < 1000\text{V}$	$120\text{V} < U_n < 1,5\text{kV}$
<b>HT</b>	<b>HTA</b>	$1\text{kV} < U_n \leq 50\text{kV}$	$1,5\text{kV} < U_n \leq 75\text{kV}$
	<b>HTB</b>	$50\text{kV} < U_n$	$75\text{kV} < U_n$

### **1.2.2. Schémas d'exploitations**

Les réseaux de distribution commencent par un poste source HTB/HTA, équipé d'un transformateur relié à une arrivée HTB (HT1) et alimentant un ou deux jeux de barres (voir Figure 1.1.a). Avec l'augmentation de la demande, un second transformateur est ajouté, formant un groupe demi-rame. Pour l'HTA, une autre série de barres alimente les diverses sorties du réseau. En mode radial, les transformateurs permettent de déconnecter l'un d'eux en cas de panne et de redistribuer la charge sur l'autre, sans excéder 50% de sa capacité nominale (voir Figure 1.1.b). Le poste est souvent relié à une seconde arrivée HTB (HT2), appelée "garantie ligne". Enfin, un troisième transformateur ou davantage peut être ajouté en double attache (voir Figure 1.1.c) pour répondre aux besoins croissants [3].

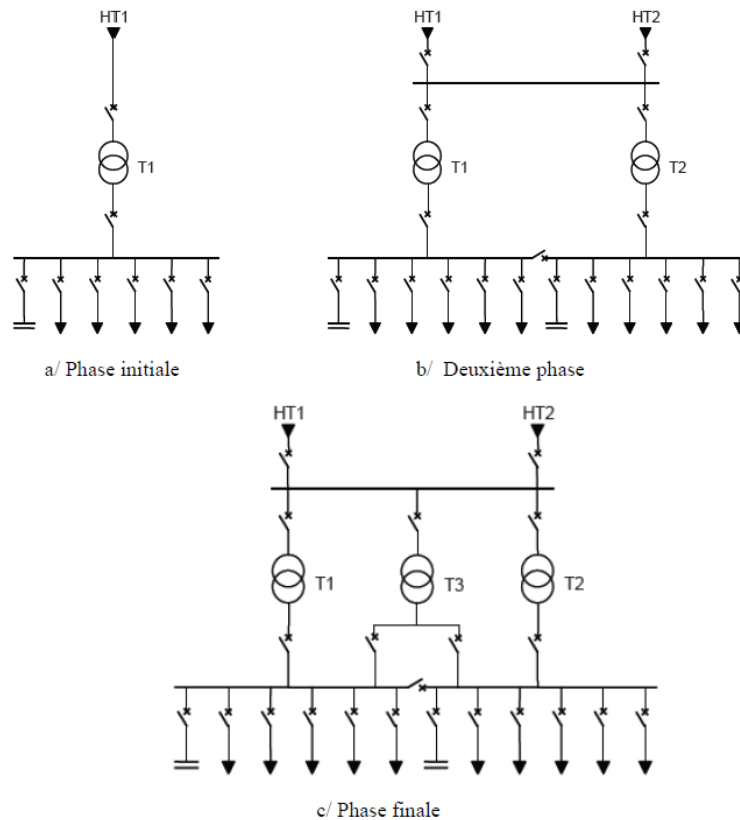


Figure 1.1. Schéma de principe des postes sources HTB/HTA

### 1.2.2.1. Lignes et départ HTA

Dans les zones rurales à faible densité de population, les réseaux de distribution sont majoritairement composés de lignes aériennes en simple dérivation (voir Figure 1.2). Cette option est souvent choisie car elle est généralement plus économique que l'installation de câbles souterrains. Le dimensionnement du réseau considère les variations maximales de tension admissibles en raison de la distance des charges. La tension diminue progressivement en fonction de l'impédance des câbles et de la charge [3].

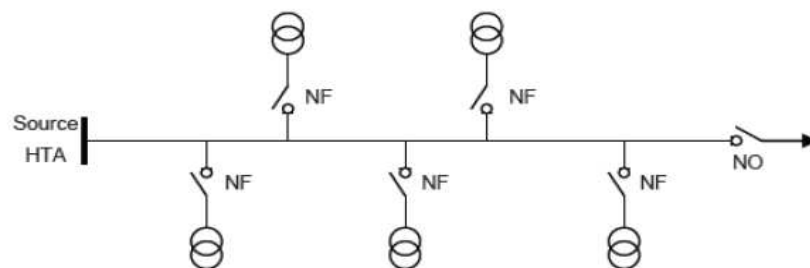


Figure 1.2. Schéma simple dérivation

L'interrupteur normalement fermé et l'interrupteur normalement ouvert sont respectivement NF et NO.

Les câbles HTA enterrés en double dérivation (Figure 1.3) ou en coupure d'artère (Figure 1.4) sont principalement utilisés dans les réseaux de distribution en zones urbaines ou mixtes à forte densité de charge. En raison de leur capacité homopolaire et de leur longueur plus courte, ces câbles sont moins vulnérables aux chutes de tension. Les ouvrages souterrains sont principalement dimensionnés en fonction du courant maximum autorisé dans les câbles, en raison de la densité élevée des charges à alimenter [3].

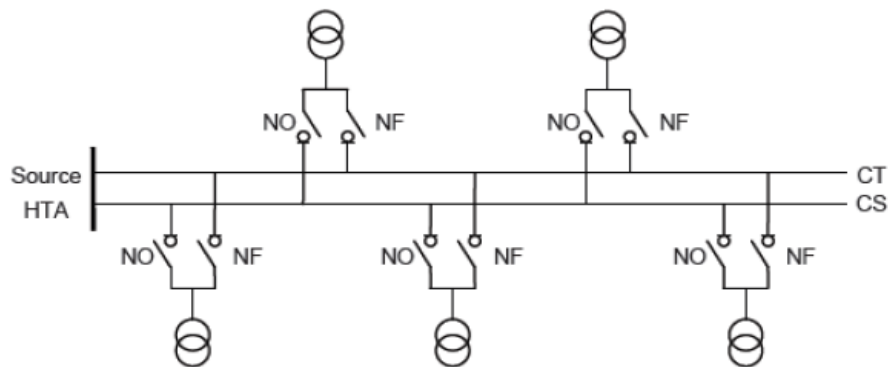


Figure 1.3. Schéma de double dérivation

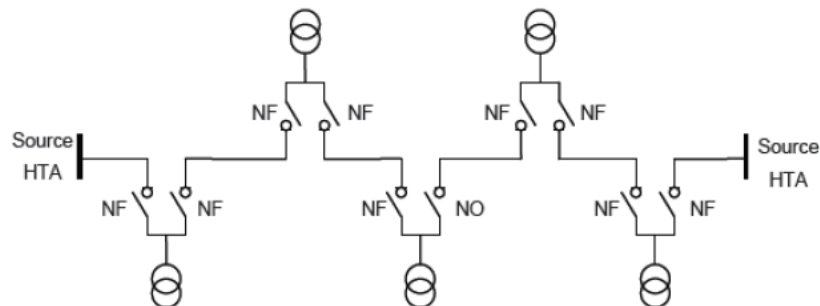


Figure 1.4. Schéma de coupure d'artère

Les termes CT et CS désignent respectivement le câble de travail et le câble de secours, garantissant la continuité du service en cas de défaut.

### 1.3. La production décentralisée

#### 1.3.1. Définition

La production décentralisée (PD), également appelée production distribuée, se réfère à la génération d'électricité par des installations situées à proximité des points de consommation, plutôt que par des grandes centrales électriques centralisées. Cette approche permet une

production d'énergie plus locale, souvent à partir de sources renouvelables telles que l'énergie solaire, éolienne, hydraulique ou la biomasse.

### **1.3.2. Les avantages de la production d'énergie décentralisée**

Les avantages de la production d'énergie décentralisée sont nombreux :

**1-Réduction des pertes en ligne** : En produisant l'électricité à proximité des sites de consommation, les pertes liées au transport de l'énergie sur de longues distances sont minimisées.

**2-Flexibilité et résilience** : La production décentralisée permet une plus grande flexibilité dans la gestion du réseau électrique et améliore la résilience face aux pannes ou aux perturbations du réseau centralisé.

**3-Réduction des coûts de transport** : Moins de besoin en infrastructures de transport d'électricité, ce qui peut réduire les coûts associés à l'entretien et à l'expansion des réseaux de transport.

**4-Temps d'installation plus court** : Les installations de production décentralisée peuvent être mises en place plus rapidement que les grandes centrales électriques, permettant une réponse plus rapide aux besoins énergétiques croissants.

**5-Facilité de trouver des sites d'installation** : Les petites installations de production décentralisée peuvent être situées dans des endroits variés, y compris des zones urbaines et rurales, ce qui facilite le choix des sites.

**6-Utilisation de nouvelles technologies plus propres** : La production décentralisée favorise souvent l'utilisation de technologies renouvelables comme le solaire, l'éolien, et la biomasse, réduisant ainsi les émissions de gaz à effet de serre et l'impact environnemental.

**7-Attrait économique** : Les économies réalisées sur les coûts de transport, les temps d'installation plus courts, et l'amélioration de l'efficacité énergétique rendent la production décentralisée économiquement attractive.

### **1.3.3. Les inconvénients la production décentralisée**

Les inconvénients de la production d'énergie décentralisée sont :

**1-Coûts initiaux élevés** : L'installation de multiples petites unités de production peut être plus coûteuse à l'achat et à l'installation par rapport à une grande centrale.

**2-Intégration au réseau** : L'intégration de multiples sources décentralisées dans le réseau électrique existant peut être difficile et nécessiter des mises à niveau du réseau et des technologies de gestion avancées.

**3-Capacité limitée** : Les petites installations décentralisées peuvent ne pas être capables de fournir une puissance suffisante pour répondre à des pics de demande importants ou soutenir de grandes infrastructures industrielles.

**4-Variabilité et intermittence** : De nombreuses sources décentralisées, comme le solaire et l'éolien, dépendent des conditions météorologiques, ce qui peut entraîner une production intermittente et imprévisible.

Les productions décentralisées reposent généralement sur des sources d'énergie renouvelable telles que la géothermie, le petit hydraulique, le solaire et l'éolien. Dans la suite de notre étude, nous nous concentrerons sur l'énergie éolienne en tant qu'exemple de production décentralisée.

### 1.3.4. L'énergie éolienne

#### 1.3.4.1.Principe des éoliennes

Au cours des dernières décennies, les avancées technologiques dans le domaine des éoliennes ont considérablement accéléré la production d'énergie électrique. Plusieurs technologies ont été mises au point, améliorant l'efficacité de leurs structures. Ces innovations reposent sur la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique (Figure 1.5).

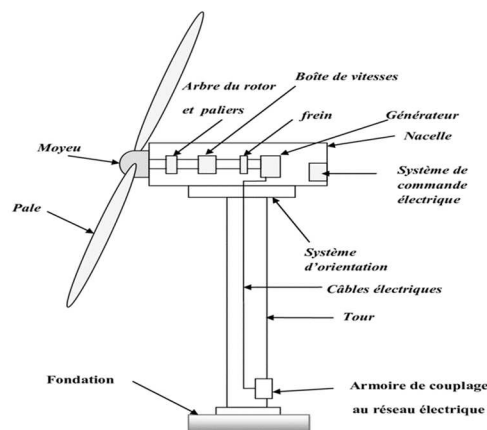


Figure 1.5. Les composants d'une éolienne.

#### 1.3.4.2. Loi de BETZ

D'après la théorie de Betz, la puissance du vent  $P_v$  est :

$$P_v = 0.5S_z\rho v^3 \quad (1.1)$$

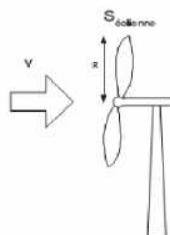


Figure 1.6. Principe d'une éolienne

Avec  $S_e$  la surface balayée par l'éolienne (Figure 1. 6),  $\rho$  la masse volumique de l'air (1.25 kg/m<sup>3</sup>) et  $v$  la vitesse du vent.

L'énergie cinétique du vent est :

$$E_c = 0.5mv^2 \quad (1.2)$$

Considérons un faisceau d'air se déplaçant à la vitesse  $v$ . L'énergie cinétique de la quantité d'air traversant le cylindre est :

$$E_c = 0.5 m_{air}v^2 \quad (1.3)$$

avec  $m_{air} = \rho V$ ,  $V$  est le volume,  $V = s.v.t$

Et l'expression de l'énergie cinétique :

$$E_c = 0.5\rho sv^3t \quad (1.4)$$

Alors :  $P = \frac{dE_m}{dt} \approx \frac{dE_c}{dt}$

En supposant  $v = \text{cste}$  on aura :

$$P = 0.5S\rho v^3 \quad (1.5)$$

### 1.3.4.3. Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique

Considérons le système éolien à axe horizontal illustré à la Figure 1.7, où la vitesse du vent en amont est représentée par  $v_1$  et la vitesse en aval par  $v_2$ .

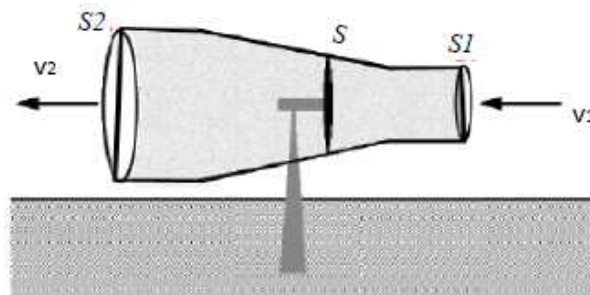


Figure 1.7. Puissance du vent

Si l'on suppose que la vitesse du vent traversant le rotor est égale à la moyenne des vitesses du vent non perturbé à l'avant de l'éolienne ( $v_1$ ) et après avoir traversé le rotor ( $v_2$ ),  $(v_1 + v_2) / 2$ , alors la masse d'air en mouvement de densité  $\rho$  traversant la surface  $S$  des pales en une seconde est :



$$m = \frac{\rho S(v_1 + v_2)}{2} \quad (1.6)$$

La puissance  $P_m$  extraite peut être exprimée comme la moitié du produit de la masse et de la diminution de la vitesse du vent, conformément à la seconde loi de Newton :

$$P_m = 0.5m(v_1^2 - v_2^2) \quad (1.7)$$

Soit en remplaçant  $m$  par son expression dans (1.7) :

$$P_m = 0.25 \cdot \rho S (v_1 + v_2) (v_1^2 - v_2^2) \quad (1.8)$$

Un vent théoriquement non perturbé traverserait cette même surface  $S$  sans diminution de vitesse, c'est-à-dire à la vitesse  $v_1$ . La puissance  $P_{mt}$  correspondante serait alors :

$$P_{mt} = 0.5 \rho S v_1^2 \quad (1.9)$$

Enfin, le ratio entre la puissance extraite du vent et la puissance totale théoriquement disponible est alors :

$$C_p = \frac{P_m}{P_{mt}} = 0.5 v_1 \left( 1 + \frac{v_2}{v_1} \right) \left( 1 - \left( \frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right) \quad (1.10)$$

Le ratio  $C_p$  dépend beaucoup du rapport  $(v_2/v_1)$  et une étude menée par BETZ a montré qu'il ne dépasse pas une limite théorique appelée limite de BETZ :

$$C_p = 0.59 \quad (1.11)$$

On définit aussi le rapport de vitesse  $\lambda$  comme suit :

$$\lambda = \frac{R\Omega}{v} \quad (1.12)$$

$R$  est le rayon des pales de l'éolienne,  $\Omega$  la vitesse de rotation de l'éolienne et  $v$  la vitesse du vent. La figure 9 montre les variations de  $C_p$  en fonction du rapport  $v_1/v_2$  et en fonction de  $\lambda$ .

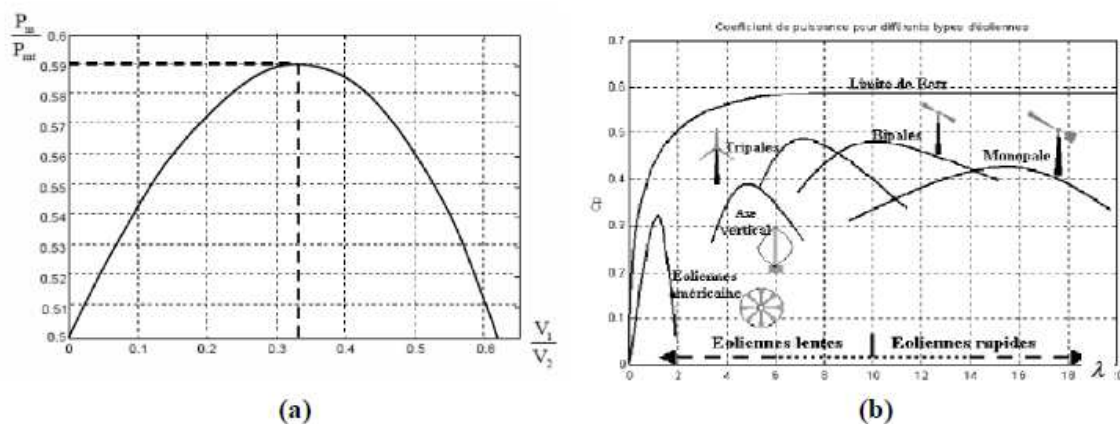


Figure 1.8 (a) Variation du coefficient de puissance  $C_p$  en fonction du rapport  $v_1/v_2$ , (b) Variation de  $C_p$  en fonction de  $\lambda$  pour différents types d'éoliennes

#### 1.3.4.4. Technologie de conversion de l'énergie éolienne et couplage au réseau

Le vent entraîne la rotation du rotor de la turbine (Figure 1.9). Il est nécessaire de multiplier la vitesse du rotor afin d'atteindre environ la vitesse nominale du générateur (machine électrique). L'éolienne est connectée au réseau électrique grâce à des convertisseurs électroniques de puissance qui régulent la fréquence du courant produit par le générateur et permettent au rotor de tourner à une vitesse variable en fonction du vent. Finalement, il est possible d'utiliser un transformateur pour adapter le niveau de tension à celui du réseau [4].

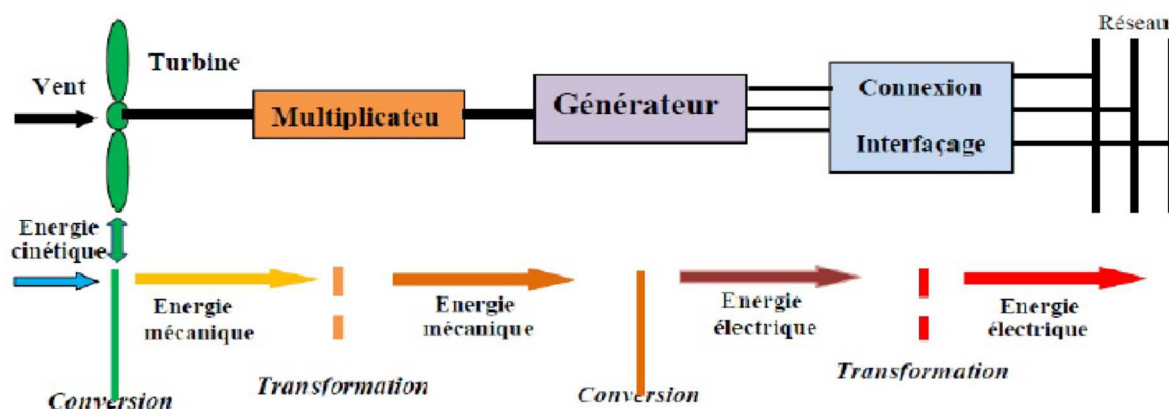


Figure 1.9. Principe de la conversion de l'énergie éolienne

#### 1.3.4.5. Les types d'éoliennes raccordées au réseau

Il existe deux types d'éolienne : éolienne à vitesse fixe et à vitesse variable.

##### A-Éolienne à vitesse fixe

Dans ce type, la génératrice, qui est habituellement une machine asynchrone à cage d'écureuil, est directement reliée au réseau sans avoir besoin de convertisseur de puissance (Figure 1.10). Afin d'assurer le bon déroulement de cette machine, il est nécessaire que la génératrice fonctionne à une vitesse proche de la vitesse de synchronisation imposée par la fréquence du réseau. Un multiplicateur mécanique de vitesse permet de faire le couplage entre la turbine et la génératrice, en ajustant la vitesse de la turbine à celle de la génératrice. Les éoliennes de ce genre sont munies d'un dispositif de réglage de l'orientation des pales, généralement activé afin de compenser les variations de vitesse du vent, garantir un fonctionnement proche du synchronisme et maintenir la cohérence de fréquence avec le réseau [5].

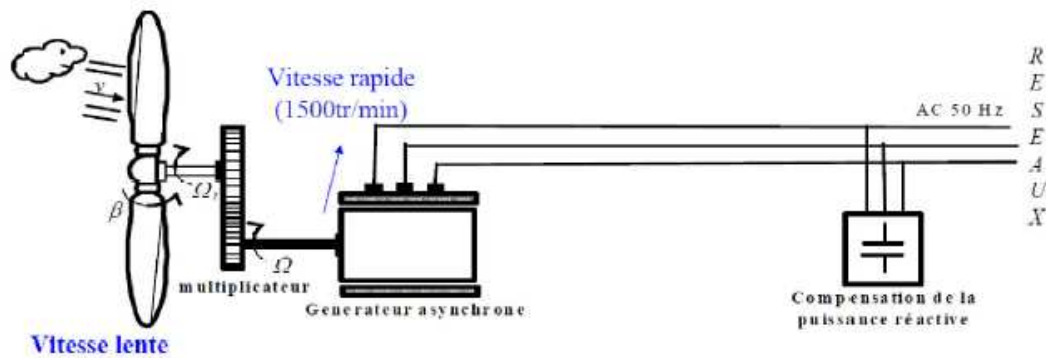


Figure 1.10. Eolienne à vitesse fixe

### B- Éolienne à vitesse variable

Les éoliennes à vitesse variable utilisent une génératrice, souvent une machine asynchrone à double alimentation (Figure 1.11) ou une machine synchrone (Figure 1.12), reliée au réseau via un convertisseur de puissance. Ce convertisseur permet à la génératrice de fonctionner à des vitesses variables, indépendamment de la fréquence du réseau. Le couplage entre la turbine et la génératrice est souvent réalisé sans multiplicateur de vitesse, permettant à la turbine de tourner à des vitesses optimales en fonction des conditions de vent. Ces éoliennes sont équipées d'un système de réglage de l'orientation des pales pour optimiser la capture de l'énergie éolienne, et le convertisseur de puissance ajuste la fréquence du courant produit pour qu'elle corresponde à celle du réseau, tout en permettant des variations de vitesse en réponse aux changements de vitesse du vent [5].

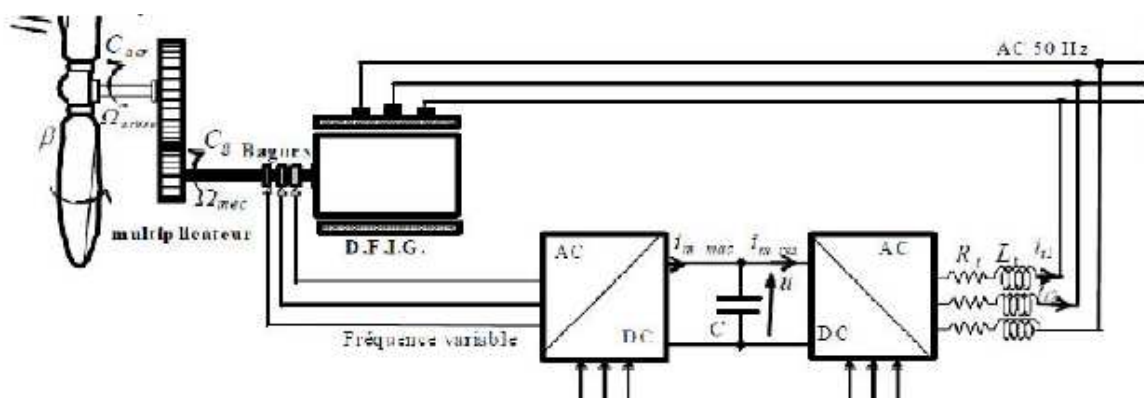


Figure 1.11. Générateur asynchrone à double alimentation

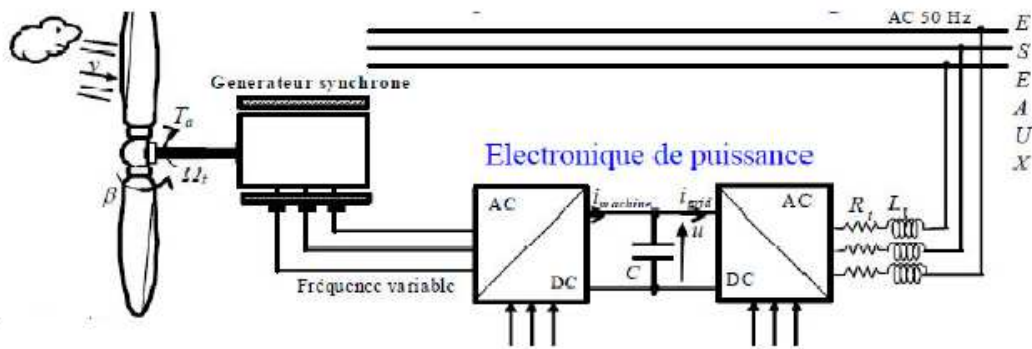


Figure 1.12. Générateur synchrone à aimant permanent

#### 1.4. Raccordement d'énergie renouvelable dans le réseau de distribution

L'intégration des sources d'énergie renouvelable, telles que l'énergie solaire et éolienne, au réseau de distribution d'électricité est essentielle pour la transition vers un avenir énergétique durable et à faible émission de carbone. Cependant, l'intégration de ces ressources variables et distribuées pose des défis techniques pour le réseau, nécessitant une planification minutieuse, des mises à niveau et des solutions innovantes [6].

##### 1.4.1. Type de raccordement

Deux types de configurations de raccordement sont envisagés [6] :

- Le raccordement en départ mixte implique la connexion à un départ existant, où des consommateurs et éventuellement des producteurs sont déjà présents (Figure 1.13).

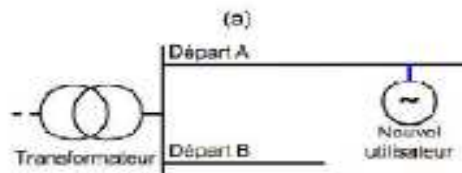


Figure 1.13. Départ mixte

- Le raccordement en départ direct consiste à se connecter au poste source le plus proche en utilisant un départ nouvellement créé pour le nouvel utilisateur (Figure 1.14).

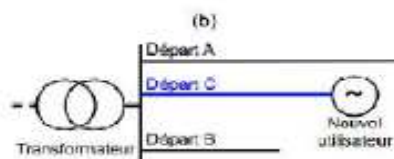


Figure 1.14. Départ direct

### 1.4.2. Tension au point de raccordement

La puissance maximale de l'installation de production est déterminée par la tension au point de raccordement. Les valeurs de tension au point de raccordement sont représentées dans le tableau 1.1 en fonction de la puissance de l'installation.

Tableau 1.1. Niveau de tension au point de raccordement en fonction de la puissance installée [6]

Réseau	Limite de tension	Niveau réel	Limite de puissance
BT	$U \leq 1\text{KV}$ (monophasé)	230V	$S \leq 18 \text{ KVA}$
	$U \leq 1\text{KV}$	400V	$S \leq 250\text{KVA}$
HTA	$1\text{KV} \leq U \leq 50\text{KV}$	20kv	$P \leq P_{\text{max}}(\text{Transfo}) + P_{\text{min}}$ (charge)
HTB	$50\text{KV} \leq U \leq 130\text{KV}$	60KV	$P \leq 50\text{MW}$
	$130\text{KV} \leq U \leq 350\text{KV}$	225KV	$P \leq 250\text{MW}$
	$350\text{KV} \leq U \leq 500\text{KV}$	400KV	$P \geq 250\text{MW}$

### 1.4.3. La capacité d'accueil des réseaux de distribution

La capacité d'accueil d'un nœud dans un réseau correspond à la puissance maximale de raccordement qui respecte en permanence les contraintes de tension et de courant du réseau. Dans les études de raccordement des producteurs utilisant une méthode déterministe, cette puissance maximale, désignée  $P_{\text{raccmax}}$ , représente la puissance maximale pouvant être injectée dans un nœud k lorsque la production existante est à son niveau le plus élevé et la consommation à son niveau le plus bas. Pour un départ rural ou semi-urbain, à une distance l du poste électrique (voir Figure 15), la capacité d'accueil  $P_{\text{raccmax}}$  peut être estimée à l'aide d'un modèle analytique du plan de tension, en supposant une répartition uniforme des grandeurs [7]. Les paramètres à considérer sont L, R et X (longueurs, résistance et réactance totales du départ),  $P_{\text{cmin}}$  et  $Q_{\text{cmin}}$  (puissances actives et réactives minimales consommées),  $\tan(\varphi)$  (tangente phi de production associée à  $P_{\text{raccmax}}$  à la distance l),  $U_0$  (tension au secondaire du transformateur amont),  $U_{\text{max}}$  (tension maximale admissible à la distance l du poste électrique), et  $\varepsilon = l/L$ .

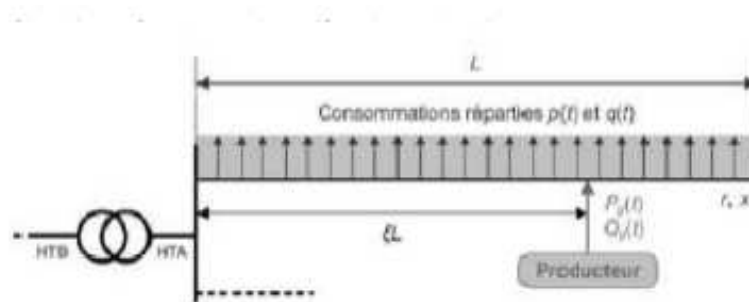


Figure 1.15. Modèle d'un départ HTA [7]

$$P_{racmax} = \frac{U_{max}^2 - U_0^2 + (2\varepsilon - \varepsilon^2)(RP_{cmin} + XQ_{cmin})}{2\varepsilon(R + Xtang(\varphi))} \quad (1.13)$$

### 1.5. Impacts de la production décentralisée sur les réseaux de distribution

Plusieurs recherches ont été menées dans la littérature pour identifier et évaluer les conséquences de la production décentralisée sur le réseau, puis pour suggérer des solutions adaptées : La phase de planification ou d'approbation d'un projet de raccordement des PD est l'une des préoccupations de l'opérateur du réseau concernant ce genre d'étude. Les impacts majeurs à souligner sont les suivants [6] :

#### a- Impacts sur le sens de transit de puissance

Les réseaux sont conçus pour faciliter les échanges d'énergie du réseau de transport vers la distribution. En intégrant les générateurs d'énergie décentralisés (GED) à différents niveaux de tension dans le réseau de transport, il est possible d'injecter de la puissance dans le sens inverse, de la distribution vers le transport. Cela nécessite que les équipements, en particulier les systèmes de protection, soient bidirectionnels. Ainsi, bien que les réseaux à tension inférieure soient généralement surdimensionnés pour répondre à l'augmentation de la consommation, il est probable que nous n'ayons pas de problèmes de capacité de transfert d'énergie à court terme. Cependant, à long terme, avec l'augmentation du taux de pénétration des producteurs décentralisés (PD), des congestions locales pourraient survenir [6].

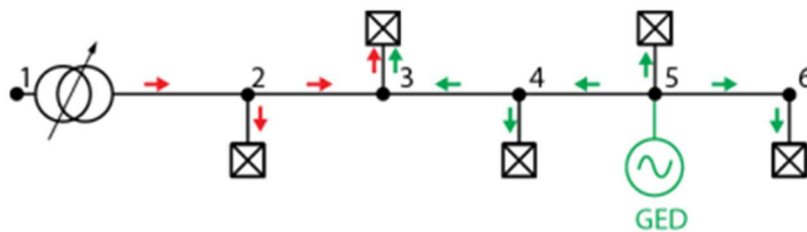


Figure 1.16. Influence sur le sens du flux de puissance.

#### b- Impacts sur l'observabilité et la contrôlabilité du système

Les PD, en particulier celles qui sont basées sur des sources d'énergie nouvelle et renouvelable, se distinguent par leur intermittence. Il sera compliqué pour l'opérateur d'évaluer la puissance de sortie de ces producteurs, ce qui entraînera une diminution de la puissance fournie par le système [6].

### **c-Impacts sur la qualité de service**

La puissance réactive est utilisée par les PD de type asynchrone pour magnétiser leur circuit. Quand elles sont connectées au réseau, elles génèrent un courant intense, ce qui entraîne une baisse de tension (en profondeur). En outre, l'utilisation d'interfaces d'électronique de puissance peut entraîner une augmentation du taux d'harmoniques, ce qui peut avoir un impact considérable sur la qualité du service fourni [6].

### **d- Sur le plan de tension**

La production décentralisée a des impacts notables sur le plan de tension d'un réseau de distribution. Voici les principaux effets [8] :

- **Les creux de tension :**

Les creux de tension se manifestent par une baisse soudaine de la tension, pouvant atteindre jusqu'à 90% de la tension nominale pendant une période allant de 10ms à 1minute. La durée des creux de tension causés par des défauts polyphasés est restreinte grâce au fonctionnement des protections. Ils ont également la possibilité d'intervenir lorsqu'une PD se connecte au réseau.

- **Flicker**

Désigne des fluctuations rapides de la tension qui ne dépassent pas 10% de la tension nominale de manière récurrente. Il découle de l'utilisation de certaines machines, telles que les fours à arcs, par exemple. Le « Flicker » n'affecte pas les équipements. Toutefois, il engendre un désagrément visuel car il est à l'origine du craquement des ampoules à incandescence. Il est possible que le « flicker » se produise en raison de l'interruption des PD, que ce soit des éoliennes ou des panneaux photovoltaïques.

### **e- Sur la tenue de fréquence**

Il est essentiel de maintenir la fréquence dans les limites contractuelles. Les principales difficultés rencontrées en cas d'écartement non contrôlé de la fréquence sont les suivantes [10] :

- Le désaccord entre les alternateurs peut causer la perte de groupes en cascade.
- Interdiction de fonctionner les auxiliaires des centrales.

Si la fréquence diminue, les circuits magnétiques des transformateurs ou des compensateurs sont saturés, ce qui entraîne une saturation de l'énergie réactive, ce qui entraîne un fonctionnement défectueux et des pertes de fer.

## f-Impacts sur le plan de protection

La mise en place de nouveaux générateurs dans le réseau aura également un impact sur les courants de défauts, ce qui entraînera une modification des seuils de protection. Deux problèmes majeurs se présentent après l'insertion de PD [9] :

- **Le problème d'aveuglement de protections**

Le problème d'aveuglement de protection se produit lorsqu'un défaut survient sur un départ avec une production décentralisée (PD), comme illustré à la Figure I.17. En l'absence de PD, le seuil de protection P2 est fixé à  $I_{seuil\ P2} = I_{df1}$  (courant de défaut provenant du réseau amont). Lorsqu'une PD est connectée, celle-ci contribue au courant de défaut. Le courant de défaut apporté par le réseau amont,  $I_{df2}$ , devient alors inférieur à  $I_{df1}$ , et donc en dessous du seuil de protection P2, entraînant un aveuglement de la protection [10].

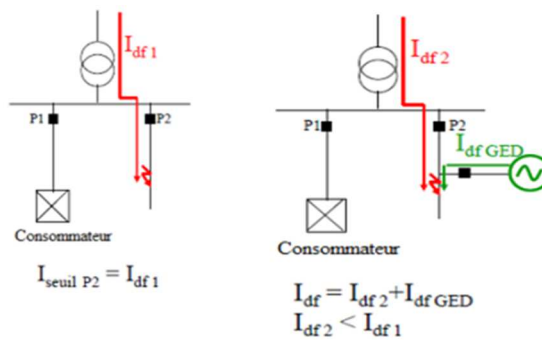


Figure 1.17. Problème d'aveuglement de protections.

- **Déclenchement intempestif des protections :**

Le déclenchement intempestif (Figure I.18) survient lorsqu'un défaut se manifeste sur un départ situé à proximité d'un départ ayant une PD. Effectivement, si le courant de défaut apporté par la PD dépasse le seuil de protection P2, la PD peut déclencher la protection P2 [10].

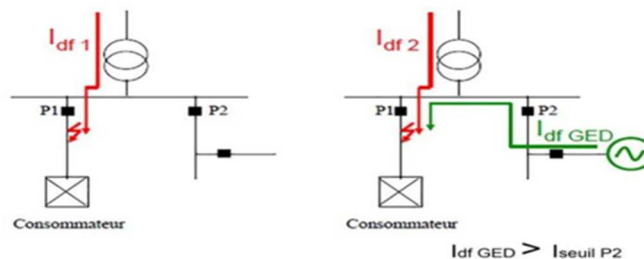


Figure 18. Problème du déclenchement intempestif de protections.

## 1.6 Ilotage

### 1.6.1. Définition d'îlotage



On parle d'îlotage lorsqu'une production décentralisée (PD) continue à alimenter des charges alors que le réseau principal est déconnecté (voir Figure 1.19) [11].

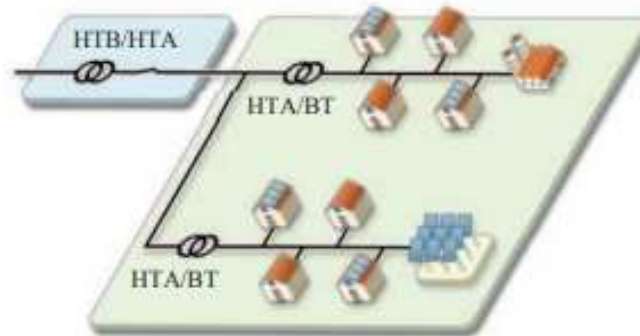


Figure 1.19-a. – Fonctionnement normal d'un réseau de distribution

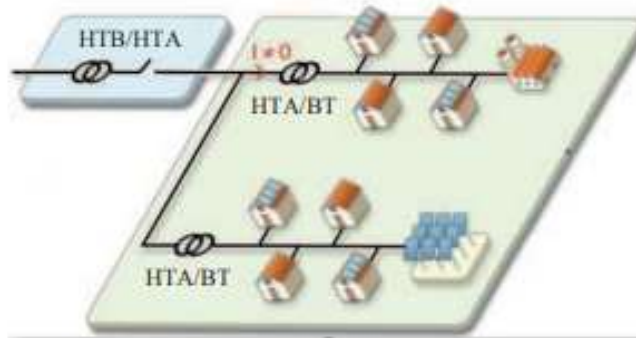


Figure 1.19-b. Situation îlotée d'un réseau de distribution

Figure 1.19. Îlotage d'un réseau de distribution

### 1.6.2. Types d'îlotage

L'îlotage peut être classé en deux catégories principales :

#### 1-Îlotage intentionnel :

**Description :** Cette forme d'îlotage est planifiée et mise en œuvre de manière délibérée pour maintenir la fourniture d'énergie à certaines parties du réseau pendant des perturbations ou des travaux de maintenance.

**Objectifs :** Améliorer la résilience du réseau, assurer une alimentation continue pour des zones critiques, et optimiser l'utilisation des ressources locales.

**Exemples :** Micro-réseaux autonomes dans des campus universitaires, hôpitaux ou installations militaires.

#### 2- Îlotage non-intentionnel :

**Description :** Cette forme d'îlotage survient de manière imprévue lorsqu'une portion du réseau continue à fonctionner de manière autonome après une déconnexion involontaire du réseau principal.

**Défis :** Maintenir la stabilité de la tension et de la fréquence, gérer les déséquilibres entre la production et la consommation, et assurer la sécurité du réseau.

**Exemples :** Survient souvent dans des zones isolées ou avec une forte présence de production décentralisée, comme les îles ou les régions rurales.

Ces deux types d'îlotage présentent des défis et des opportunités uniques pour la gestion des réseaux électriques modernes, nécessitant des stratégies spécifiques pour garantir une performance optimale et une alimentation fiable.

Dans cette étude, nous nous intéressons particulièrement à l'îlotage intentionnel. Cette forme d'îlotage présente des défis et des opportunités uniques pour la gestion des réseaux électriques modernes, nécessitant des stratégies spécifiques pour garantir une performance optimale et une alimentation fiable.

### **Conclusion**

Ce chapitre a permis de mettre en lumière la transformation fondamentale des réseaux électriques traditionnels vers des modèles plus décentralisés et flexibles. Historiquement conçus de manière verticale, les réseaux électriques se sont caractérisés par une production centralisée avec des grandes centrales situées loin des centres de consommation. Cependant, avec l'essor des technologies renouvelables comme l'énergie solaire et éolienne, la production décentralisée est devenue une composante essentielle de l'infrastructure électrique moderne.

Les réseaux de distribution, en particulier, jouent un rôle crucial en tant qu'interface finale avec les consommateurs. Exploités majoritairement en mode radial, ces réseaux sont conçus pour minimiser les pertes et garantir une distribution fiable de l'énergie. Les avancées technologiques ont permis une gestion plus efficace et une intégration plus fluide des sources de production décentralisées, tout en maintenant la stabilité et la résilience du réseau.

La production décentralisée offre de nombreux avantages, notamment la réduction des pertes en ligne, une plus grande flexibilité, et un temps d'installation plus court. Toutefois, elle présente également des défis, tels que des coûts initiaux élevés et des problèmes d'intégration au réseau. La variabilité des sources renouvelables comme le solaire et l'éolien impose une gestion sophistiquée pour assurer une alimentation continue et fiable.

L'exemple de l'énergie éolienne a illustré les principes fondamentaux de la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique et les différentes technologies de couplage au réseau, qu'il s'agisse d'éoliennes à vitesse fixe ou variable. L'intégration de ces sources renouvelables nécessite une planification minutieuse et l'adoption de solutions innovantes pour surmonter les défis techniques et optimiser la capacité d'accueil des réseaux de distribution.

## **Chapitre 2 : Calcul d'écoulement de puissance**

## 2.1-Introduction

Le calcul du flux d'énergie est essentiel pour garantir une gestion efficace et sûre des réseaux de distribution d'électricité. Ce calcul permet d'optimiser les ressources, d'anticiper les problèmes potentiels et de planifier précisément le développement futur du réseau, tout en assurant une fourniture continue et fiable d'électricité aux utilisateurs finaux.

Au début, un modèle sera construit pour représenter les différents éléments du réseau électrique. Par la suite, le chapitre se concentrera sur le calcul de l'écoulement de puissance dans le réseau électrique en utilisant trois méthodes : la méthode de Gauss-Seidel, la méthode de Newton-Raphson, et la méthode Découplée Rapide.

## 2.2. Modélisation des éléments d'un réseau électrique

La modélisation d'un réseau électrique vise à reproduire le comportement dynamique de ses divers composants dans différents scénarios de fonctionnement. Un réseau électrique se compose de générateurs, de lignes de transmission, de charges et de transformateurs.

### 2.2.1. Modélisation d'un générateur électrique

Un générateur est une source de tension qui injecte une puissance active  $P_g$  et une puissance réactive  $Q_g$  au niveau du jeu de barres auquel il est raccordé. Lors du calcul de l'écoulement de puissance, la puissance active reste constante, tandis que la puissance réactive fluctue entre des valeurs minimales et maximales prédéfinies afin d'assurer la sécurité du réseau. La figure 2.1 présente le modèle caractéristique d'un générateur [12].

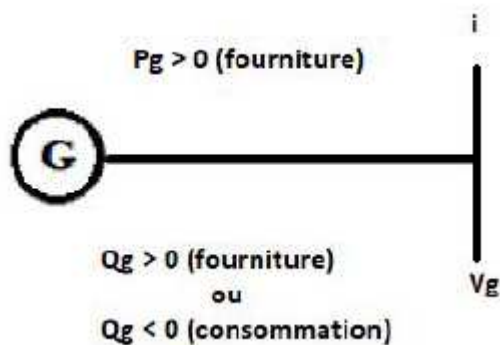


Figure 2.1. Modèle d'un générateur

### 2.2.2. Modélisation des lignes de transmission électrique

Une ligne électrique d'un réseau de distribution est un dipôle RLC en parallèle, composé de deux parties :

- Une résistance en série avec une inductance.
- Une susceptance capacitive B en parallèle avec une conductance d'isolation G.

Dans un réseau de distribution, les lignes de transmission sont habituellement représentées par un modèle en  $\pi$ , où la conductance d'isolation  $G$  est négligée. La figure 2.2 montre le modèle typique d'une ligne de transmission [12].

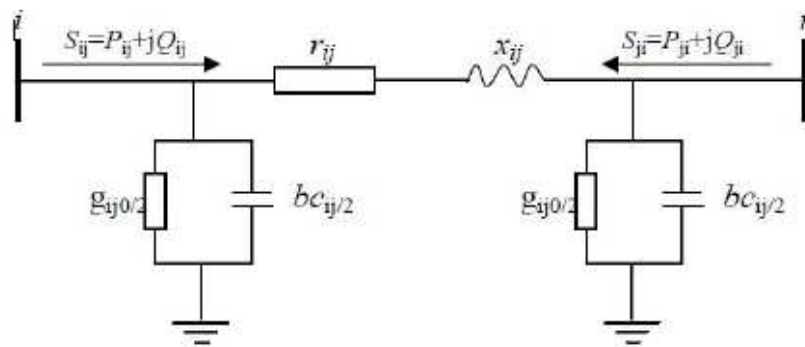


Figure 2.2. Modèle d'une ligne de transmission

### 2.2.3. Modélisation des charges électriques

Les charges représentent les consommateurs connectés au réseau et sont considérées comme des injections négatives aux nœuds. Elles sont modélisées par des puissances constantes, indépendamment de la tension nodale. La puissance active est notée  $P_{Li}$  et la puissance réactive  $Q_{Li}$ . La puissance réactive  $Q_{Li}$  peut être positive ou négative, correspondant respectivement à des charges de nature inductive ou capacitive.

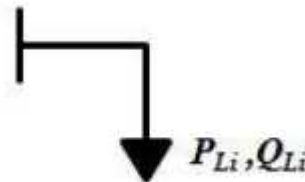


Figure 2.3. Modèle de la charge

### 2.2.4. Modèle d'un transformateur

Un transformateur d'énergie électrique est représenté par un quadripôle en  $\pi$  asymétrique. Les paramètres associés comprennent le rapport de transformation  $a$  et l'impédance de fuite. Les rapports  $a_{ij}$  sont intégrés dans les éléments de la matrice d'admittance, ce qui signifie que les susceptances de la matrice d'admittance  $b_{ij}$  sont considérées comme des fonctions des rapports de transformation  $a$  (Figure 2.4) [12].

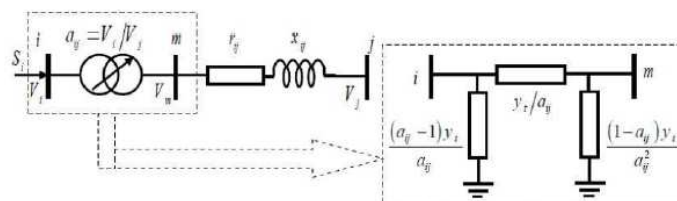


Figure 2.4. Modèle du transformateur

---

### **2.3- Généralités sur la répartition de puissance**

Le calcul de la répartition de la puissance (permet de déterminer les variables du réseau en régime permanent, telles que les tensions des nœuds, leurs déphasages, et la transmission de puissance dans les lignes. Dans les réseaux de distribution, les valeurs mesurées sont souvent limitées et sujettes à des erreurs, ce qui empêche leur utilisation directe pour les transmissions au centre de contrôle. Par conséquent, des calculs appropriés sont nécessaires pour estimer les tensions et les courants en divers points du réseau. Ces calculs reposent sur des données telles que la consommation des clients, l'impédance des lignes et les schémas de fonctionnement. De nombreuses méthodes existent pour résoudre ce problème. Ce chapitre se concentre d'abord sur les principes généraux des études de distribution d'énergie et sur certaines méthodes de calcul [13].

### **2.4. Le but de l'écoulement de puissance**

L'étude de la répartition de la puissance (flux de puissance) constitue une étape importante dans la recherche et la conception des systèmes électriques. Cette recherche est nécessaire à la planification, à l'échange d'énergie entre les centres de production et à la répartition économique. Il est également crucial d'évaluer la stabilité transitoire, la stabilité dynamique et l'estimation de l'état du réseau et de prendre les mesures appropriées contre d'éventuels événements imprévus. La planification de l'expansion future peut être basée sur des études des flux d'énergie dans ce réseau [13].

### **2.5. Définition des types des jeux de barres**

Un réseau de distribution radial, comme mentionné précédemment, repose principalement sur une connaissance approfondie de sa topologie pour effectuer le calcul de l'écoulement de puissance. Cette méthode nécessite essentiellement la lecture des données du réseau, y compris le nombre de jeux de barres, les charges connectées à chacun d'eux, ainsi que les branches qui les relient, en spécifiant les jeux de barres de départ et d'arrivée, ainsi que les caractéristiques de résistance et de réactance de chaque branche.

Pour comprendre la topologie du réseau, il est essentiel d'identifier le type de chaque jeu de barres et de chaque ligne. Généralement, les réseaux de distribution radiaux comprennent un jeu de barres de référence, souvent le premier du réseau, ainsi que trois autres types de jeux de barres :

- Jeu de barres terminal (JBt)
- Jeu de barres commun (JBc)
- Jeu de barres intermédiaire (JBi)

Ces jeux de barres sont interconnectés par des branches qui représentent des segments de lignes, formant ainsi le réseau de distribution radial. En outre, ces réseaux comportent habituellement quatre types de lignes :

- Ligne principale
- Ligne latérale

- Ligne sous-latérale
- Ligne mineure

Grâce à cette identification, il est possible de déterminer la topologie du réseau, indépendamment de sa complexité et de sa taille.

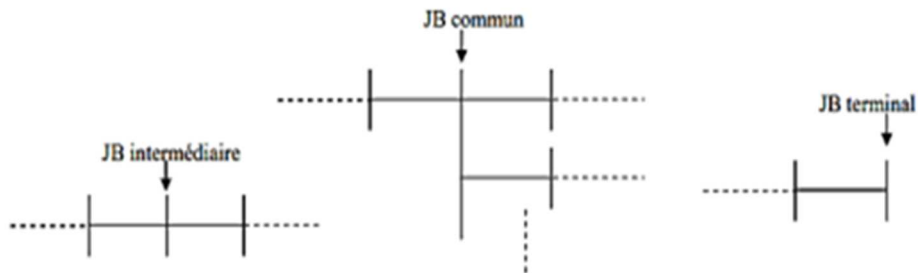


Figure 2.5. Représentation des types des jeux de barres.

### A. Jeu de barres terminal

Un jeu de barre terminal se rapporte à un ensemble de barres connectées à une seule branche, représentant ainsi l'extrémité des feeders et des ramifications [13].

### B. Jeu de barres commun

Un jeu de barres commun est un jeu de barres qui lie trois branches ou plus du réseau.

### C. Jeu de barres intermédiaire

Un jeu de barres intermédiaire est constitué de barres qui connectent uniquement deux branches du réseau électrique. Il peut être positionné entre :

- Un jeu de barres terminal et un jeu de barres intermédiaire.
- Un jeu de barres commun et un jeu de barres terminal.
- Deux jeux de barres communs.
- Un jeu de barres commun et un jeu de barres terminal.
- Deux jeux de barres intermédiaires.

## 2.6-Classification des jeux de barre

Dans un réseau électrique, les jeux de barres sont définis par quatre variables : la puissance active ( $P$ ), la puissance réactive ( $Q$ ), la tension ( $V$ ), et l'angle de phase ( $\delta$ ). En général, deux de ces variables sont connues, tandis que les deux autres doivent être déterminées. On distingue généralement trois types de nœuds dans un réseau [13].



- **Nœud de charge** : Ce type de jeu de barres est uniquement connecté à une ou plusieurs charges. Dans ce cas, les puissances active et réactive (P et Q) sont connues, et il faut déterminer la tension et l'angle de phase (V et  $\delta$ ).
- **Nœud générateur** : Pour ces jeux de barres, les variables connues sont la puissance active (P) et l'amplitude de la tension ( $|V|$ ). Les autres variables, à savoir la puissance réactive (Q) et l'angle de phase ( $\delta$ ), doivent être déterminées. De plus, les limites de la puissance réactive sont spécifiées pour ces nœuds.
- **Nœud bilan** : Dans le réseau, l'écoulement de puissance entraîne des pertes dans les lignes. Le nœud bilan prend en compte ces pertes pour effectuer le bilan des puissances.

$$\begin{cases} P_g - P_c - P_p = 0 \\ Q_g - Q_c - Q_p = 0 \end{cases} \quad (2.1)$$

$P_g, Q_g$  : Puissances active et réactive générées.

$P_c, Q_c$  : Puissances active et réactive des charges.

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

Ce nœud, également connu sous le nom de nœud de référence, est caractérisé par une amplitude de tension et un angle de phase imposés, ce dernier étant généralement fixé à zéro. Tous les autres nœuds du réseau sont comparés à celui-ci pour déterminer leur angle de phase. En plus de répondre aux besoins en puissance des charges connectées, ce nœud fournit également la puissance nécessaire pour compenser les pertes dans les lignes.

Tableau 2.1-Propriétés des Nœuds.

Nœud	Variables spécifiés	Variables à calculer
Nœud de charge	P et Q	Module de V et $\delta$
Nœud générateur (Nœud à tension contrôlée)	Module de V et P	$\delta$ et Q
Nœud Bilan	Module de V et $\delta$	P et Q

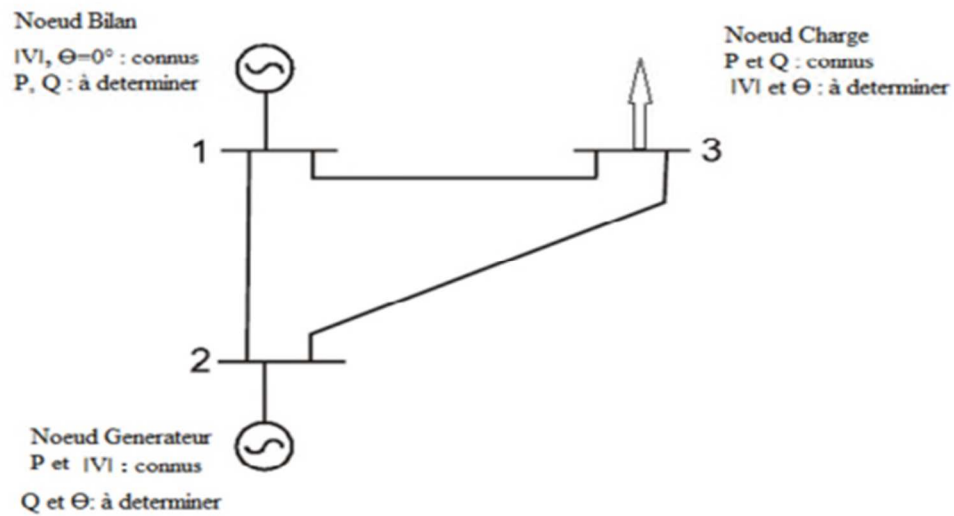


Figure 2.6. Réseau électrique avec trois nœuds.

## 2.7. Calcul de l'écoulement de puissance

Le calcul de la répartition de puissance dans un réseau de distribution est essentiel pour définir les tensions, les angles de phase, et évaluer les pertes dans toutes les branches. Cette étude est fondamentale pour une gestion efficace de l'énergie et joue un rôle crucial dans la planification des extensions du réseau pour répondre à la demande croissante en énergie.

### 2.7.1. Équations de l'écoulement de puissance

Considérons deux nœuds,  $i$  et  $i + 1$ , dans un réseau de distribution, reliés par une branche ayant une résistance  $R_i$  et une réactance  $X_i$ , comme illustré à la Figure 3.7 [13]

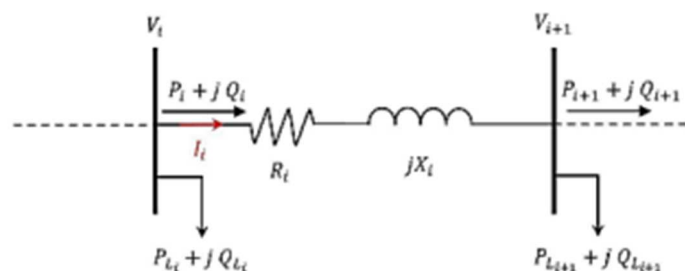


Figure 2.7. Représentation de deux nœuds d'un réseau de distribution.

## 2.8. Méthodes de calcul d'écoulement de puissance

Les réseaux électriques nécessitent des calculs d'écoulement de puissance, et leurs modèles mathématiques sont généralement formulés sous forme de systèmes d'équations non linéaires. La résolution de ces systèmes peut être effectuée en utilisant des méthodes itératives, qui fournissent une solution approximative en fonction de leurs caractéristiques de convergence. Il existe également des méthodes directes, qui requièrent

généralement moins d'itérations que les méthodes itératives. Toutefois, ces méthodes directes sont rarement utilisées, car elles sont principalement conçues pour résoudre des systèmes de petite taille.

L'objectif de ces techniques est de déterminer quatre paramètres à chaque nœud : l'amplitude de la tension ( $|V|$ ), l'angle de phase ( $\delta$ ), ainsi que les puissances active ( $P$ ) et réactive ( $Q$ ). En fonction de l'état de fonctionnement antérieur du réseau, les tensions aux nœuds de type PQ et Slack sont initialisées à des valeurs spécifiques. Si nécessaire, cette initialisation se fait avec  $V_i^0 = 1 + j 0$  pu.

Les méthodes les plus utilisées sont :

- Méthode de Gauss–Seidel.
- Méthode de Newton–Raphson.
- Méthode Découplée Rapide (FDLF).

### 2.8.1- Méthode de Gauss–Seidel (GS)

Inspirée de la méthode de Gauss, la méthode de Gauss-Seidel (GS) a évolué grâce à des travaux de recherche. Elle est souvent utilisée pour résoudre des systèmes de petite taille, et sa formule pour la tension dans les nœuds PQ est couramment employée [14].

$$V_i^{k+1} = \frac{1}{Y_{ii}} \left( \frac{P_{i-j} Q_i^k}{(V_i^k)^*} - \sum_{j=1}^{i-1} Y_{ij} V_j^{k+1} - \sum_{j=i+1}^n Y_{ij} V_j^k \right) \quad (2.2)$$

Les angles et les puissances seront obtenus en appliquant la formule (2.2).

À chaque itération, le vecteur de tension obtenu remplace l'ancienne valeur, c'est-à-dire :  $V_i^{k+1}$  remplace  $V_i^k$ .

Le processus se termine lorsque :

$$\Delta V_i^{k+1} = V_i^{k+1} - V_i^k < \epsilon \quad (2.3)$$

Où  $\epsilon$  représente la tolérance.

La méthode de Gauss-Seidel accélérée, par relaxation, a été développée pour réduire le temps de calcul et le nombre d'itérations. Elle introduit un coefficient d'accélération  $\alpha$  pour optimiser le processus.

$$V_{i_{acc}}^{k+1} = V_i^k + \alpha \Delta V_i^k \quad (2.4)$$

Le processus de cette méthode se déroule en trois étapes :

#### Étape 1: Nœuds PQ

Après la sélection des nœuds PQ, on utilise une formule générale pour déterminer l'amplitude  $|V_i|$  et la phase  $\delta_i$  de la tension au nœud  $i$ , donnant ainsi :

$$|V|^{(k+1)} = \text{abs}(V_i^{k+1}) \quad (2.5)$$

$$\delta_i^{(k+1)} = \text{arg}(V_i^{k+1}) \quad (2.6)$$

Avec  $i$  étant le numéro du nœud PQ.

### Etape 2: Nœuds PV

Les nœuds de génération ont des valeurs connues pour la puissance active et l'amplitude de tension. Ainsi, il reste à déterminer la puissance réactive et la phase de tension.

La formule du courant de génération des nœuds PV  $i$  est :

$$I_{gi} = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} = Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + \dots + Y_{in}V_n \quad (2.7)$$

Ce qui implique :

$$P_i - jQ_i^{k+1} = V_i^{k*} [Y_{i1}V_1 \sum_{j=1}^{i-1} Y_{ij}V_j^{k+1} - \sum_{j=i+1}^n Y_{ij}V_j^k] \quad (2.8)$$

La composante imaginaire de l'équation précédente correspond à la puissance réactive du nœud de génération  $i$  :

$$Q_i^{k+1} = -I_{mag} [V_i^{k*} [Y_{i1}V_1 \sum_{j=1}^{i-1} Y_{ij}V_j^{k+1} - \sum_{j=i+1}^n Y_{ij}V_j^k]] \quad (2.9)$$

Maintenant que nous avons la puissance apparente du nœud PV, nous pouvons obtenir directement la valeur de la phase de tension en utilisant la formule suivante :

$$\delta_i^{(k+1)} = \text{Arg} \left[ \frac{1}{Y_{ii}} \left( \frac{P_i^{spec} - jQ_i^k}{(V_i^{k*})} - \sum_{j=1}^{i-1} Y_{ij}V_j^{k+1} - \sum_{j=i+1}^n Y_{ij}V_j^k \right) \right] \quad (2.10)$$

### Etape 3: Nœud balancier (Slack bus)

Après la résolution de toutes les tensions des nœuds PV et PQ, la puissance du nœud Slack bus est calculée :

$$\frac{P_1 - jQ_1}{V_1^*} = Y_{11}V_1 + Y_{12}V_2 + Y_{13}V_3 + \dots + Y_{1n}V_n = \sum_j^n Y_{1j}V_j \quad (2.11)$$

où :

$$P_1 - jQ_1 = Y_{11}V_1V_1^* + Y_{12}V_2V_1^* + Y_{13}V_3V_1^* + \dots + Y_{1n}V_nV_1^* \quad (2.12)$$

On trouve bien donc :

$$P_1 = \text{real} (V_1^* \sum_{j=1}^n Y_{1j}V_j) \quad (2.13)$$

$$Q_1 = -\text{Imag}(V_1^* \sum_{j=1}^n Y_{1j}V_j) \quad (2.14)$$

### 2.8.2. Méthode de Newton–Raphson (NR) :

La méthode de Newton-Raphson est largement utilisée pour les calculs d'écoulement de puissance, quels que soient la taille du système. Le choix des valeurs initiales de tension est crucial : une proximité avec la

solution réelle accélère la convergence. Pour un réseau de n nœuds, le système a une dimension de  $2(n-1) \times 2(n-1)$ .

Le problème peut être exprimé de la manière suivante [15] :

$$\mathbf{X}^{k+1} = \mathbf{X}^k - \mathbf{J}(\mathbf{X}^k)\mathbf{F}(\mathbf{X}^k) \quad (2.15)$$

Étant donné que ce calcul implique des valeurs complexes, il existe deux méthodes pour le résoudre :

### NR en coordonnées rectangulaires

Pour traiter les nombres complexes, ils sont exprimés en forme algébrique afin de séparer leurs parties réelles et imaginaires, facilitant ainsi les calculs dans le domaine réel. Les formulations des puissances, tensions et admittances en résultent.

$$P_i = \sum_{j=1}^n [e_i(G_{ij}e_j + B_{ij}f_j) + f_i(G_{ij}f_j - B_{ij}e_j)] \quad (2.16)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n [f_i(G_{ij}e_j + B_{ij}f_j) - e_j(G_{ij}f_j - B_{ij}e_j)] \quad (2.17)$$

$$|V_i|^2 = e_i^2 + f_i^2 \quad (2.18)$$

$$\Delta P_i^{(k)} = P_{i\text{ spec}} - P_{i\text{ cal}} \quad (2.19)$$

$$\Delta Q_i^{(k)} = Q_{i\text{ spec}} - Q_{i\text{ cal}} \quad (2.20)$$

$$\Delta |V_i|^2 = |V_{i\text{ spec}}|^2 - |V_{i\text{ cal}}|^2 \quad (2.21)$$

L'erreur s'écrit en forme compacte :

$$\begin{bmatrix} \Delta e \\ \Delta f \end{bmatrix} = -f^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta |V|^2 \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

Tel que :

$$\mathbf{J} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \\ J_5 & J_6 \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

$$\mathbf{J} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial e} & \frac{\partial P}{\partial f} \\ \frac{\partial Q}{\partial e} & \frac{\partial Q}{\partial f} \\ \frac{\partial |V|^2}{\partial e} & \frac{\partial |V|^2}{\partial f} \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

Pour  $J_1$ :

$$\frac{\partial P_i}{\partial e_i} = 2e_i G_{ii} + \sum_{j \neq i}^n (e_i G_{ij} + f_j B_{ij}) \quad (2.25)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial e_j} = e_i G_{ij} + f_j B_{ij} \quad (2.26)$$

Pour  $J_2$  :

$$\frac{\partial P_i}{\partial f_i} = 2f_i B_{ii} + \sum_{j \neq i}^n (f_i G_{ij} - e_j B_{ij}) \quad (2.27)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial f_j} = f_i G_{ij} - e_j B_{ij} \quad (2.28)$$

Pour  $J_3$ :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial e_i} = 2e_i B_{ii} - \sum_{j \neq i}^n (f_i G_{ij} - f_j B_{ij}) \quad (2.29)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial e_j} = e_i B_{ij} + f_j G_{ij} \quad (2.30)$$

Pour  $J_4$  :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial f_i} = 2f_i B_{ii} + \sum_{j \neq i}^n (e_i G_{ij} + f_j B_{ij}) \quad (2.31)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial f_j} = -e_i G_{ij} + f_j B_{ij} \quad (2.32)$$

Pour  $J_5$ :

$$\frac{\partial |V_i|^2}{\partial e_i} = 2e_i \quad (2.33)$$

Pour  $J_6$ :

$$\frac{\partial |V_i|^2}{\partial f_i} = 2f_i \quad (2.34)$$

$$\frac{\partial |V_i|^2}{\partial f_j} = 0 \quad (2.35)$$

Les valeurs obtenues sont utilisées pour estimer les tensions des nœuds pour l'itération suivante :

$$\begin{bmatrix} \mathbf{e}_i^{k+1} \\ \mathbf{e}_i^{k+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{e}_i^k \\ \mathbf{f}_i^k \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{e}_i^k \\ \Delta \mathbf{f}_i^k \end{bmatrix} \quad (2.36)$$

### NR en coordonnées polaires

Le principe reste le même, mais les variables seront maintenant l'amplitude de tension de chaque nœud  $|V_i|$  et son argument  $\delta_i$ . L'équation (2.2) est alors modifiée en conséquence.

$$\mathbf{V}_i = |V_i| e^{j\delta_i} \quad (2.38)$$

$$\mathbf{Y}_{ik} = |Y_{ik}| e^{j\theta_{ik}} \quad (2.39)$$

$$\mathbf{P}_i = |V_i| \sum_{k=1}^n |V_k| |Y_{ik}| \cos(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \quad (2.40)$$

$$\mathbf{Q}_i = -|V_i| \sum_{k=1}^n |V_k| |Y_{ik}| \sin(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \quad (2.41)$$

L'erreur s'écrit en forme compacte :

$$\begin{bmatrix} \Delta |V| \\ \Delta \delta \end{bmatrix} = -J^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (2.42)$$

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial |V|} & \frac{\partial P}{\partial \delta} \\ \frac{\partial Q}{\partial |V|} & \frac{\partial Q}{\partial \delta} \end{bmatrix} \quad (2.43)$$

$$\begin{bmatrix} |V_i|^{k+1} \\ \delta_i^{k+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} |V_i|^k \\ \delta_i^k \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta |V_i|^k \\ \Delta \delta_i^k \end{bmatrix} \quad (2.44)$$

Le processus est répété jusqu'à que les valeurs des mismatches ( $\Delta P_i, \Delta Q_i$  et  $\Delta |V_i|$ ) soient inférieurs à une certaine tolérance fixée

### 2.8.3 Méthode Découplée Rapide (FDLF)

La méthode **Fast Decoupled Load Flow** est une version améliorée et simplifiée de la méthode de Newton-Raphson. Cette technique repose sur la méthode NR, qui a démontré que la moitié des éléments de la matrice jacobienne en coordonnées polaires montrent un couplage faible. Pour simplifier le modèle, des approximations sont effectuées en tenant compte de ce couplage faible [16].

L'équation de découplage donne :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ |V| \\ \Delta Q \\ |V| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{A} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{C} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (2.45)$$

A et C étant des sous-matrices jacobiennes. Le découplage de Newton réduit la non-linéarité du système.

---

La FDLF est venue par des mises à jour et des approximations. L'équation (III.44) devient :

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta P}{|V|} \\ \frac{\Delta Q}{|V|} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\mathbf{B}' & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & -\mathbf{B}'' \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\delta} \\ \Delta |\mathbf{V}| \end{bmatrix} \quad (2.46)$$

$\mathbf{B}'$  et  $\mathbf{B}''$  sont des sous-matrices de la matrice de susceptance  $\mathbf{B}$ , sous certaines hypothèses. Le calcul avec cette méthode est similaire à celui de la méthode NR en coordonnées polaires. Le découplage garantit une matrice jacobienne semi-creuse (avec des zéros pour simplification). Elle est souvent utilisée pour des problèmes de surcharge ou dans des régions où les lignes ont un rapport inductance-résistance très faible ( $R/X \gg 0$ ).

Dans cette étude, nous déterminerons la répartition de la puissance en utilisant la méthode de Newton-Raphson ainsi que le simulateur CYME. Cette approche permettra de simplifier les calculs et de réaliser une analyse plus précise du réseau de distribution que nous examinons.

### Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons exploré diverses méthodes de calcul de l'écoulement de puissance, en mettant l'accent sur les méthodes de Newton-Raphson et Fast Decoupled Load Flow (FDLF). Ces techniques permettent d'analyser efficacement les réseaux de distribution électrique en déterminant les tensions nodales et les flux de puissance dans les lignes. L'utilisation du simulateur CYME, combinée aux méthodes analytiques, facilite les calculs et améliore la précision de l'analyse du réseau. Dans le troisième chapitre, nous analyserons le réseau de distribution IEEE 33 bus à l'aide du simulateur CYME.



# **Chapitre 3 : Analyse de l'Écoulement de Puissance et Impact des Productions Décentralisées à l'Aide du Logiciel CYME**

## **Introduction**

Dans ce chapitre, nous utiliserons le logiciel CYME pour calculer l'écoulement de puissance. Notre objectif est d'analyser l'état actuel du réseau électrique et d'évaluer les grandeurs de tension et de puissance avant et après l'intégration des productions décentralisées. Nous étudierons également les impacts potentiels sur le fonctionnement du réseau. Cette étude se concentrera sur trois cas différents :

1. Sans l'intégration de production décentralisée dans le système.
2. Avec l'intégration d'une seule production décentralisée dans le système.
3. Avec l'intégration de deux productions décentralisées dans le système.

### **3.1. Logiciel CYME.**

Le logiciel CYME (CYMDIST) est un outil de simulation et d'analyse utilisé principalement dans le domaine de la distribution d'électricité. Développé par Eaton, il est conçu pour aider les ingénieurs et les gestionnaires de réseaux électriques à planifier, analyser, et optimiser les réseaux de distribution. Voici un résumé de ses principales fonctionnalités et applications :

**1-Analyse de réseau :** CYME permet de modéliser et de simuler les réseaux de distribution électrique pour évaluer leur performance et leur stabilité. Il aide à identifier les points faibles du réseau et à proposer des solutions pour les renforcer.

**2-Etudes de charge :** Le logiciel permet de réaliser des études de charge pour comprendre la répartition de l'énergie dans le réseau et identifier les zones de surcharge ou de sous-charge.

**3-Gestion des perturbations :** CYME peut simuler différents scénarios de perturbations, tels que des pannes ou des courts-circuits, pour analyser leur impact sur le réseau et élaborer des plans de réponse appropriés.

**4-Intégration des énergies renouvelables :** Il offre des outils pour évaluer l'impact de l'intégration de sources d'énergie décentralisées et renouvelables, comme l'énergie solaire et éolienne, sur le réseau de distribution.

**5-Optimisation :** Le logiciel aide à planifier les investissements nécessaires pour l'amélioration et l'expansion du réseau en fournissant des analyses coûts-avantages détaillées.

**6-Modélisation avancé :** CYME propose des capacités de modélisation avancée, incluant la gestion des équipements, la modélisation des comportements dynamiques des composants du réseau, et l'analyse des courants de défaut.

Le schéma bloc du simulateur CYME peut être complexe, mais en général, il peut être simplifié en plusieurs blocs fonctionnels principaux. Voici une représentation typique d'un schéma bloc pour le simulateur CYME :

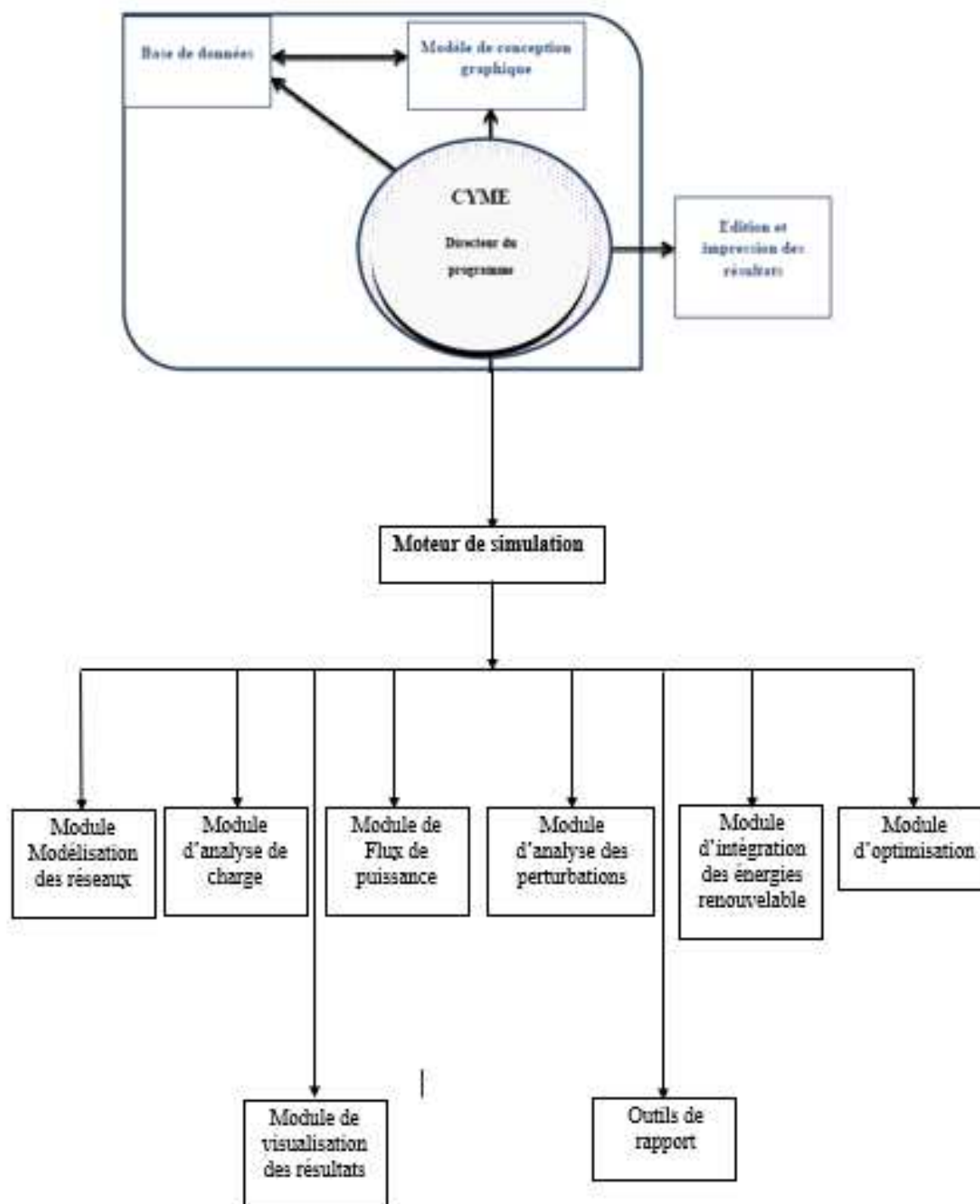


Figure 3.1. Schéma bloc du logiciel CYME

### 3.2. Description du réseau de distribution étudié

Le cas d'étude de ce travail concerne un réseau IEEE 33-bus (Figure 3.2). Les caractéristiques de ce réseau sont les suivantes [3] :

- Nombre de jeux de barres : 33
- Nombre de branches : 32
- Jeu de barres de référence : N° 1
- Tension de base : 12,66 kV
- Puissance de base : 10 MVA

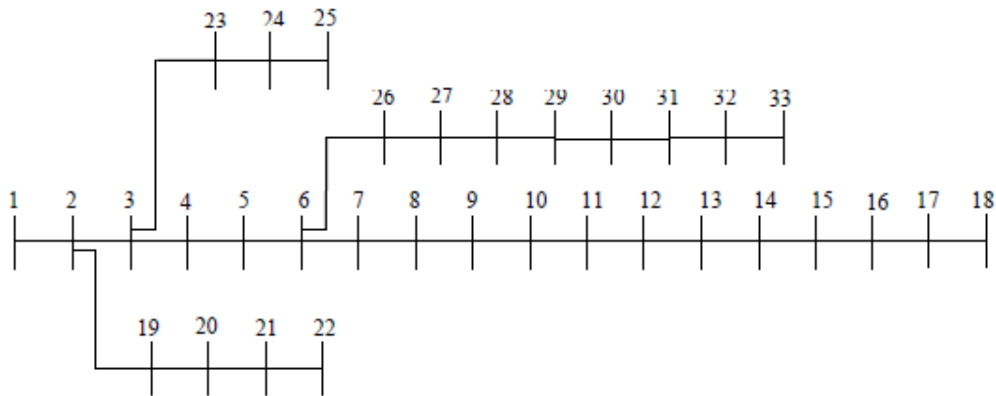


Figure 3.2. Topologie du réseau IEEE-33 bus étudié

Les données du réseau IEEE 33-bus sont présentées dans l'annexe.

### 3.3. Résultats de simulation

#### 3.3.1. Etat du réseau en absence de la PD

L'état initial de la distribution d'électricité du réseau a été calculé afin d'évaluer les tensions aux jeux barres et la puissance transitant dans les lignes.

Tableau 3.1. Amplitude et déphasage des tensions aux jeux de barres

Jeu de barres	Tension (pu)	Déphasage (°)
1	1,000	0,00
2	0,997	-0,00
3	0,982	-0,03
4	0,974	-0,04
5	0,966	-0,00

6	0,947	-0,39
7	0,944	-0,62
8	0,939	-0,58
9	0,933	-0,65
10	0,927	-0,71
11	0,926	-0,71
12	0,924	-0,73
13	0,918	-0,82
14	0,916	-0,89
15	0,915	-0,93
16	0,913	-0,95
17	0,911	-1,03
18	0,911	-1,04
19	0,996	-0,01
20	0,993	-0,08
21	0,992	-0,10
22	0,991	-0,12
23	0,978	-0,06
24	0,972	-0,15
25	0,968	-0,19
26	0,945	-0,40
27	0,942	-0,41
28	0,930	-0,65
29	0,922	-0,83
30	0,918	-0,85
31	0,913	-0,94
32	0,912	-0,96
33	0,912	-0,97

Tableau 3.2. Puissances transitées, pertes de puissances dans les câbles

*Chapitre 3 : Analyse de l'Écoulement de Puissance et Impact des Productions Décentralisées à l'Aide du Logiciel CYME*

N° du ligne	Origine	Destination	Puiss.Total de transit (KW)	Puiss.Total de transit (KVR)	Puiss.Total de transit (KVA)	Pertes totales (KW)	Pertes totales (KVAR)
L1	1	2	4328	2048	4788	14.2	6.7
L2	2	3	3852	1820	4261	56.2	28.6
L3	3	4	2766	1294	3054	22.1	11.3
L4	4	5	2624	1203	2887	20.9	10.6
L5	5	6	2543	1162	2796	42.8	37.0
L6	6	7	1085	528	1206	1.9	6.3
L7	7	8	883	422	978	4.8	1.6
L8	8	9	678	320	750	4.1	2.9
L9	9	10	614	297	682	3.5	2.5
L10	10	11	551	275	615	0.5	0.2
L11	11	12	505	245	561	0.9	0.7
L12	12	13	444	209	491	2.6	2.0
L13	13	14	382	172	419	0.7	0.9
L14	14	15	261	91	276	0.3	0.3
L15	15	16	211	81	225	0.3	0.2
L16	16	17	150	60	162	0.3	0.3
L17	17	18	90	40	99	0.1	0.0
L18	2	19	361	161	395	0.	0.2
L19	19	20	271	121	297	0.8	0.8
L20	20	21	180	80	197	0.1	0.1
L21	21	22	90	40	99	0.0	0.1
L22	3	23	940	450	1045	3.2	2.2
L23	23	24	846	405	938	5.2	4.1
L24	24	25	421	201	467	1.3	1.0
L25	6	26	1356	577	1474	3.1	1.6
L26	26	27	1293	551	1405	3.9	2.0
L27	27	28	1229	524	1336	13.3	11.7
L28	28	29	1156	492	1256	9.1	8.0
L29	29	30	1026	414	1107	4.6	2.3
L30	30	31	422	212	472	1.6	1.6

L31	31	32	270	140	304	0.2	0.3
L32	32	33	60	40	72	0.0	0.0
Pertes totales (kW)		222.63 KW					
Pertes totales (Kvar)		147.93 Kvar					

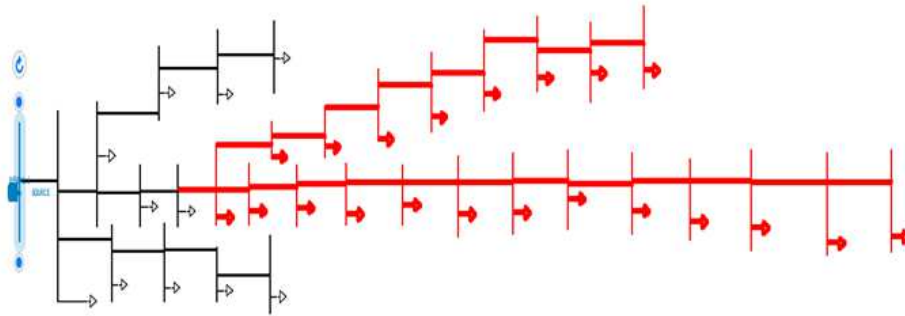


Figure 3.3. Schéma du réseau IEEE 33-bus sur CYME

Le tableau (3.1) résume les modules et les angles des tensions pour chaque jeu de barres. La tension minimale, à 0,9134 pu, est observée au jeu de barres 18 (voir Figure 3.4).

Les valeurs de tension des jeux de barres 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, et 33 se situent toutes en dehors des limites admissibles (0,95 pu), comme l'indique la figure 3. Dans de telles situations, des mesures correctives immédiates sont nécessaires, telles que l'ajout d'une autre source de tension aux jeux de barres les plus touchées.

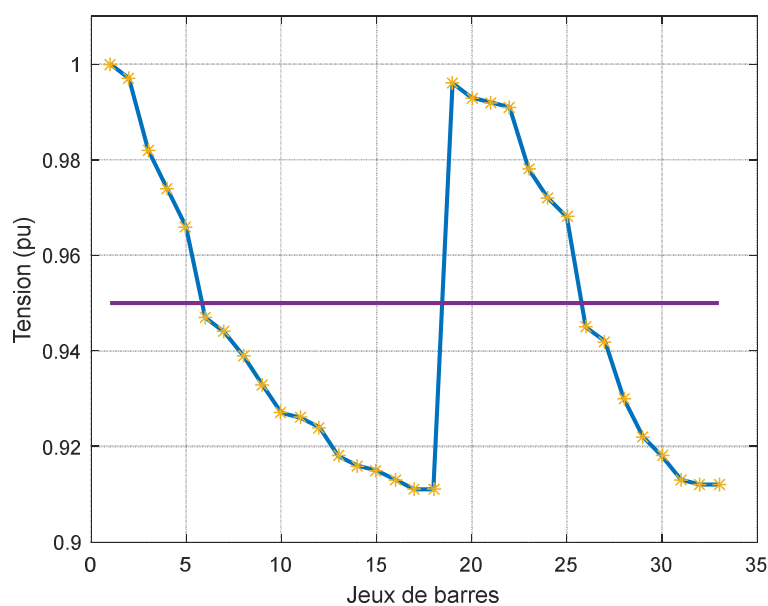


Figure 3.4. Tension à chaque jeu de barres du réseau de distribution étudié

Le tableau (3.2) présente les flux de puissance, ainsi que les pertes active et réactive de puissance dans chaque ligne du réseau étudié. Ces données ont été obtenues en utilisant la méthode de Newton-Raphson avec le logiciel CYME.

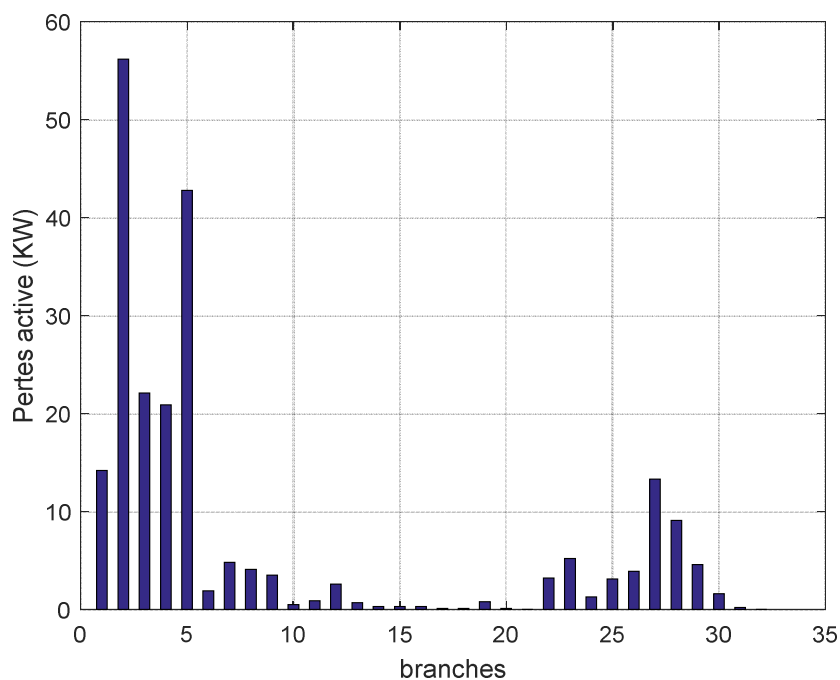


Figure 3.5. Pertes de puissance active

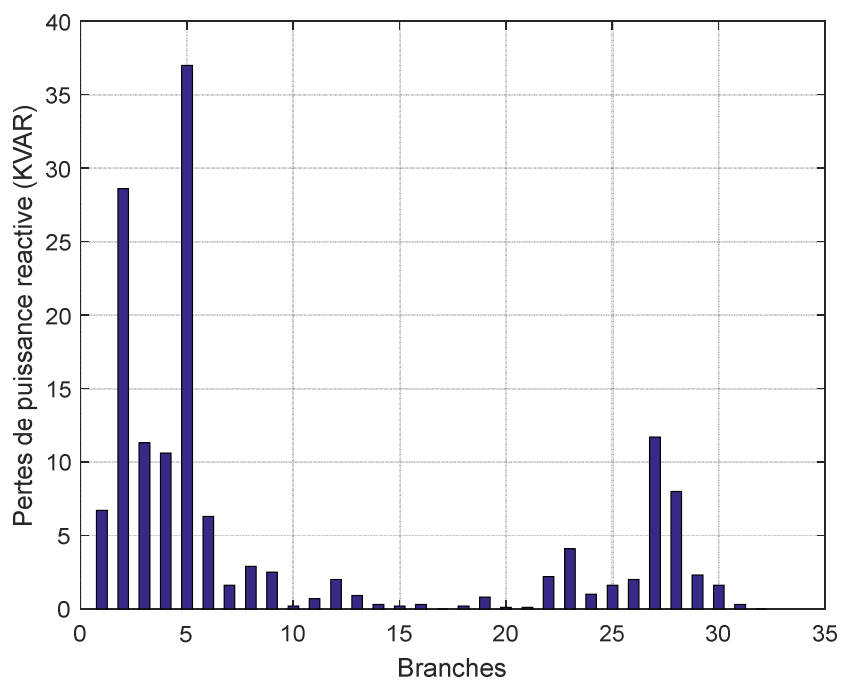


Figure 3.6. Pertes de puissance réactive



Les figures 1 et 2 illustrent les pertes de puissance active et réactive pour chaque ligne. La branche numéro 2 présente la perte active la plus élevée, atteignant 56.2 kW, tandis que la branche numéro 5 enregistre la perte réactive la plus importante avec 37 kVAR. Ces pertes sont attribuées aux courants traversant ces lignes ainsi qu'aux caractéristiques électriques spécifiques, telles que la résistance et la réactance, de chaque branche du réseau. Les pertes totales de puissance active et réactive du réseau sont respectivement de 222,63 kW et 147,93 kVAR, ce qui représente 5,424 % et 7,786 % de la puissance demandée.

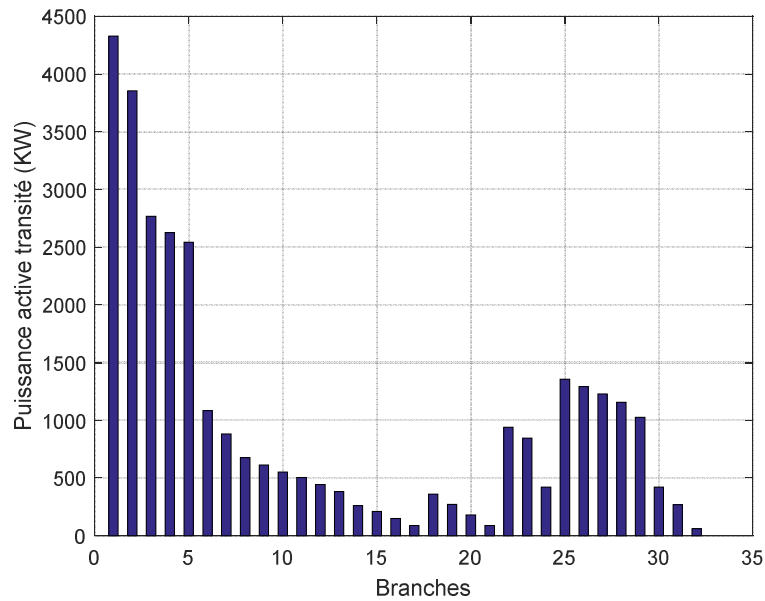


Figure 3.7. Puissance active transitée

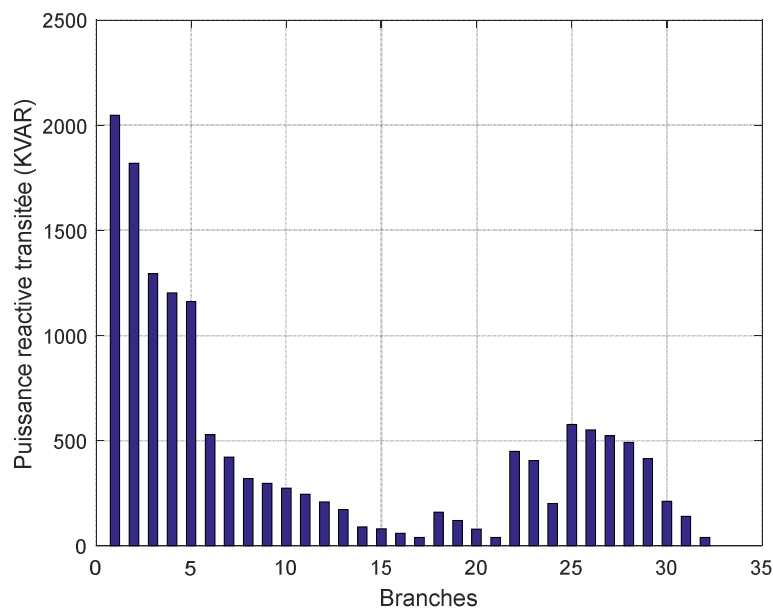


Figure 3.8. Puissance réactive transitée

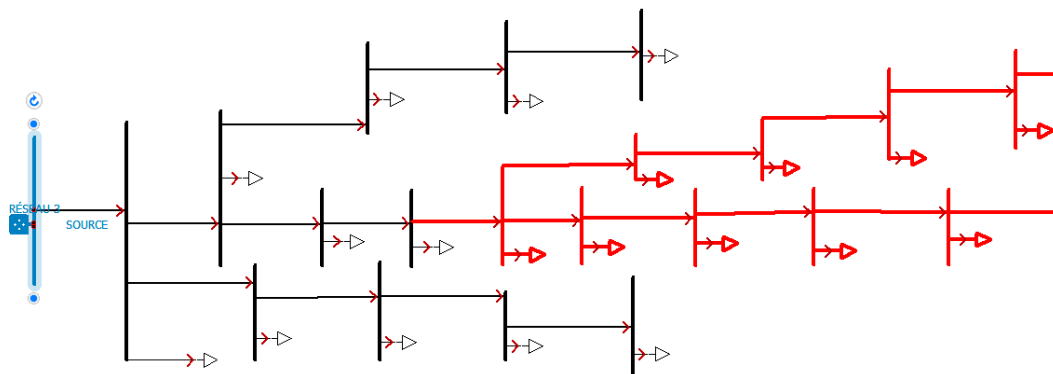


Figure 3.9. Sens de transit de la puissance active

La Figure 3.9 illustre les flux de puissance active observés dans le réseau test. Ces flux sont unidirectionnels et proviennent du réseau de transport.

### 3.3.2. Etat du réseau avec présence de la production décentralisée (parc éolien)

#### 3.3.2.1. La capacité maximale du parc éolien

La capacité maximale d'accueil du réseau étudié peut être calculée selon l'équation (2.1) :

$$P_{racmax} = \frac{U_{max}^2 - U_0^2 + (2\varepsilon - \varepsilon^2)(RP_{cmin} + XQ_{cmin})}{2\varepsilon(R + X \tan(\varphi))}$$

Avant de calculer la capacité d'accueil maximale du réseau, il est nécessaire de déterminer l'emplacement optimal pour raccorder cette source d'énergie au réseau étudié. Selon l'étude mentionnée ci-dessus, l'emplacement de connexion optimal se situe au milieu de la ligne principale, soit au niveau du jeu de barres 9.

À partir de cela, nous obtenons :

$$\varepsilon = \frac{8}{17} = 0.4706$$

Les Tableau 3-3 et Tableau 3-4 récapitulent les données numériques utilisées [thèse France).

Tableau 3.3. Données de référence de la ligne principale.

Longueur du départ $L$	17km
Tension nominale $U_n$ (KV)	$U_n = 12.66$
Consigne de tension au secondaire du transformateur amont $U_0$ (KV)	$U_0 = 1,02. U_n = 12.9132$
Tension maximale admissible $U_{max}$	$U_{max} = 1,04. U_n = 13,1664$

Puissance active consommée maximale sur le départ $P_{max}$	1335KW
Puissance active consommée minimale sur le départ $P_{cmin}$	$P_{cmin} = 0,2.P_{max} = 267KW$
Puissance réactive consommée minimale sur le départ $Q_{cmin}$	$Q_{cmin} = 0,4.P_{max} = 106.8KVAR$
Tangente phi de référence du producteur à raccorder $\tan(\varphi)$	$\tan(\varphi) = 0$

Tableau 3.4. Caractéristiques électriques de la ligne

Résistance R( $\Omega$ )	R=0.605
Réactance X ( $\Omega$ )	X=0.573

$$P_{racmax} = 6.1 \text{ MW}$$

La valeur de 6,1 MW représente la capacité maximale pouvant être connectée au réseau. Après avoir mené de nombreuses simulations, nous avons déterminé que la puissance optimale pouvant être injectée dans le réseau étudié est de 2749.95KW.

### 3.3.2.2. Résultats de simulation

Après avoir déterminé l'emplacement optimal pour connecter l'unité de production décentralisée au réseau de distribution et la valeur optimale de la puissance d'intégration, nous allons examiner l'intégration de la production décentralisée dans deux scénarios distincts :

- Scénario 1 : intégration d'une seule PD dans le réseau, avec une puissance active de 2749.95 kW au jeu de barres 9.
- Scénario 2 : intégration de deux PD dans le réseau, avec des puissances actives respectives de 1571.4 kW au jeu de barres 9 et de 1178.55 kW au jeu de barres 30, pour une puissance totale de 2749.95 kW.

Le tableau (3.5) présente les valeurs de tension pour chaque jeu de barres étudié dans ces deux scénarios.

Figure 3.5. Valeurs de tension avec une PD et 2 PD installées dans le système étudié.

N° de jeux de barres	Tension (pu) et déphasage (°)			
	Scénario 1		Scénario 2	
	Tension (pu)	Déphasage (°)	Tension (pu)	Déphasage (°)
1	1	0	1	0
2	0.998	0,10	0.998	0,09

*Chapitre 3 : Analyse de l'Écoulement de Puissance et Impact des Productions Décentralisées à l'Aide du Logiciel CYME*

3	0.990	0,57	0.990	0,55
4	0.986	0,92	0.987	0,90
5	0.983	1,29	0.984	1,27
6	0.973	2,12	0.974	2,08
7	0.967	2,64	0.970	2,29
8	0.973	3,29	0.971	2,67
9	0.979	4,51	0.972	3,34
10	0.973	4,46	0.966	3,29
11	0.972	4,47	0,965	3,29
12	0.971	4,44	0.964	3,27
13	0.965	4,37	0,958	3,19
14	0.963	4,30	0.956	3,12
15	0.962	4,27	0,954	3,09
16	0.960	4,24	0.953	3,07
17	0.958	4,17	0.951	3,00
18	0.958	4,16	0.951	2,99
19	0.997	0,08	0,998	0,08
20	0.994	0,02	0.994	0,02
21	0.993	-0,00	0.993	-0,00
22	0.993	-0,02	0.993	-0,02
23	0.986	0,53	0.986	0,52
24	0,979	0,45	0.980	0,44
25	0.976	0,40	0,976	0,39
26	0.971	2,11	0.973	2,17
27	0.968	2,10	0.972	2,28
28	0.956	1,87	0.965	2,70
29	0.948	1,71	0.961	3,04
30	0.944	1,69	0.957	3,02
31	0.940	1,60	0.953	2,94
32	0.939	1,58	0.952	2,92
33	0.939	1,58	0.951	2,91

La figure 3.10 illustre le niveau de tension avant et après intégration des productions décentralisées (PD). Par exemple, la tension de 0,912 pu observée au jeu de barres 33 sans installation de PD est améliorée à 0,939 pu avec l'installation d'une seule PD au jeu de barres 30, pour une puissance de raccordement optimale de 2749.95 kW. Lorsque deux PD sont installées aux jeux de barres 9 et 30, respectivement, pour des puissances optimales de 1571.4 kW et 1513.26 kW, la tension au jeu de barres 33 est encore améliorée, atteignant 0,951 pu.

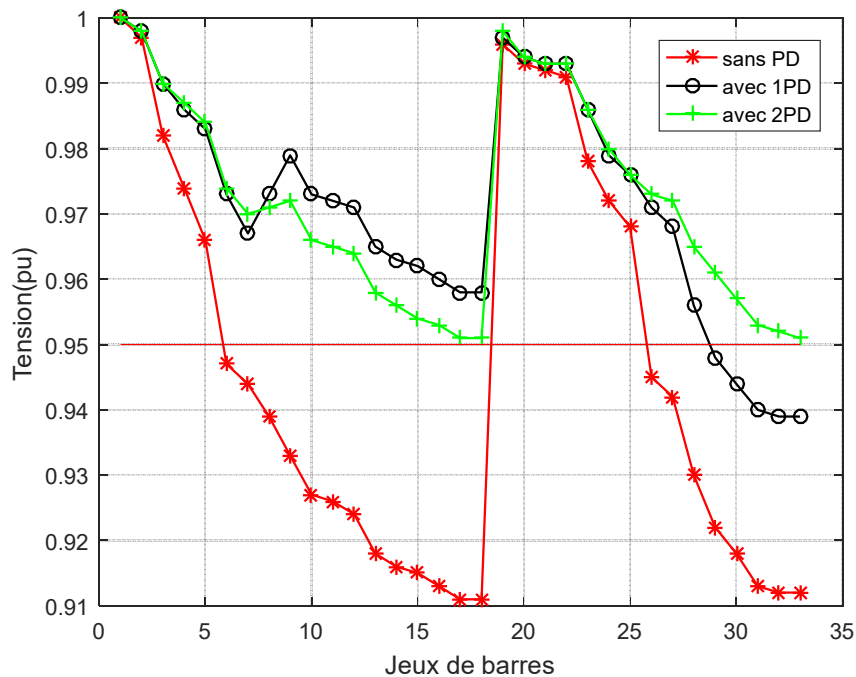


Figure 3.10. Profil de tension à chaque jeu de barres du réseau de distribution

Le tableau 3.6 présente les valeurs de la puissance transmise ainsi que les pertes actives et réactives dans les lignes pour les deux scénarios envisagés.

Tableau 3.6. Puissance transmise, pertes actives et réactives pour les deux scénarios

N° de Ligne	Puiss transits (KW)		Puiss transits (KVAR)		$\Delta P(KW)$		$\Delta P(KVAR)$	
	Scénario 1(1PD)	Scénario 2(2PD)	Scénario 1(1PD)	Scénario 2(2PD)	Scénario 1(1PD)	Scénario 2(2PD)	Scénario 1(1PD)	Scénario 2(2PD)
L1	1581	1529	3425	3351	8,8	8,4	4,2	4,0
L2	1111	1060	3200	3126	35,4	33,6	18,1	17,1
L3	46	-3	2685	2612	16,8	15,9	8,6	8,1
L4	-91	-139	2596	2524	16,5	15,6	8,4	7,9
L5	-167	-215	2558	2486	34,7	32,8	30,0	28,3

*Chapitre 3 : Analyse de l'Écoulement de Puissance et Impact des Productions Décentralisées à l'Aide du Logiciel CYME*

L6	-1616	-473	1932	1298	25,9	2,3	39,3	7,8
L7	-1823	-676	1806	1190	10,3	8,8	40,3	2,9
L8	-2055	-885	1696	1087	34,6	13,4	41,6	9,6
L9	613	613	296	297	2,2	3,2	10,6	2,3
L10	550	550	274	274	0,2	0,5	9,6	0,2
L11	505	505	244	244	0,6	0,8	8,8	0,6
L12	444	444	208	209	1,8	2,4	7,7	1,9
L13	381	381	172	172	0,8	0,6	6,6	0,8
L14	261	261	91	91	0,3	0,3	4,4	0,3
L15	211	211	81	81	0,2	0,3	3,6	0,2
L16	150	150	60	60	0,3	0,2	2,6	0,3
L17	90	90	40	40	0,0	0,0	1,6	0,0
L18	-1616	361	161	161	0,2	0,2	0,2	0,2
L19	361	271	121	121	0,8	0,8	0,7	0,7
L20	271	180	80	80	0,1	0,1	0,1	0,1
L21	180	90	40	40	0,0	0,0	0,1	0,1
L22	939	939	457	457	3,1	3,1	2,1	2,1
L23	846	846	405	405	5,1	5,1	4,0	4,0
L24	421	421	201	201	1,3	1,3	1,0	1,0
L25	1354	166	576	1139	2,9	1,8	1,5	0,9
L26	1291	104	549	1113	3,7	2,3	1,9	1,2
L27	1227	42	523	1087	12,5	8,3	11,1	7,3
L28	1155	-27	491	1060	8,6	6,1	7,5	5,3
L29	1026	1026	414	414	4,3	4,2	2,2	2,1
L30	422	422	212	212	1,5	1,5	1,5	1,5
L31	270	270	140	140	0,2	0,2	0,2	0,2
L32	60	60	40	40	0,0	0,0	0,0	0,0

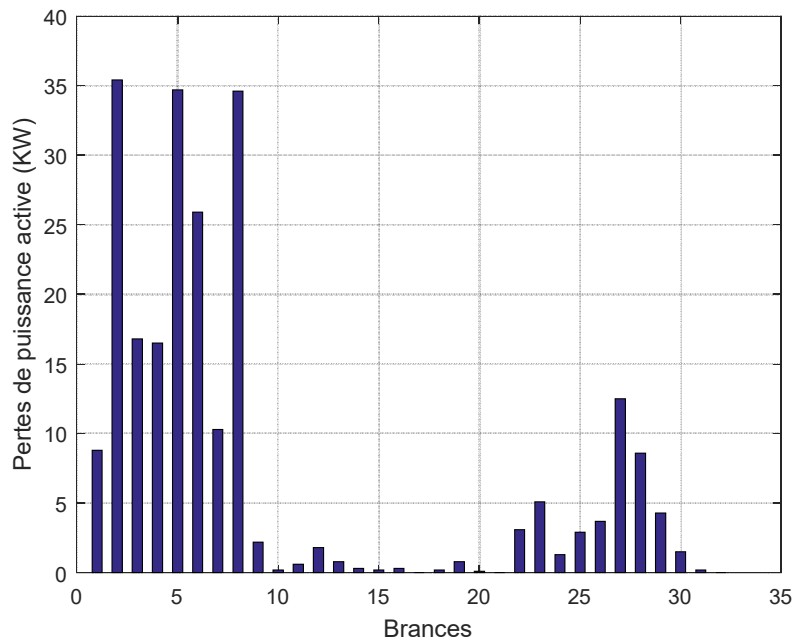


Figure 3.11. Pertes de puissances active dans les branches du réseau pour le cas d'une PD

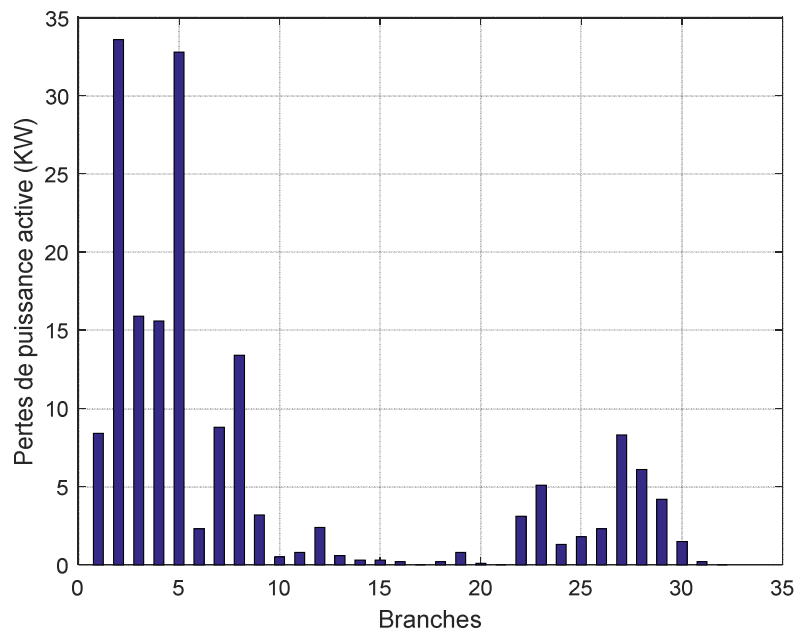


Figure 3.12. Pertes de puissances active dans les branches du réseau pour le cas de deux PD

La perte de puissance active enregistrée à 34.6 kW au niveau de la branche numéro 8 dans le scénario 1, est réduite à 13.4 kW dans le scénario 2, représentant une diminution de 61,272% par rapport au scénario 1.

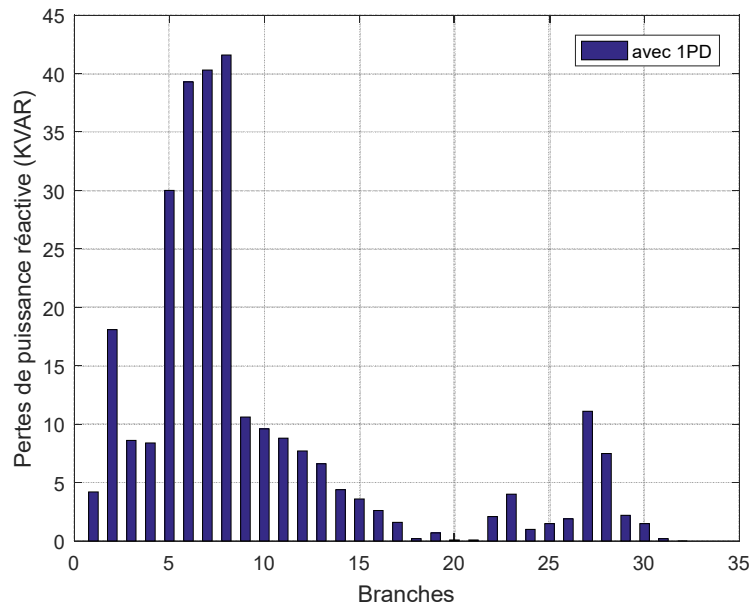


Figure 3.13. Pertes de puissances réactive dans les branches du réseau pour le cas d'une PD

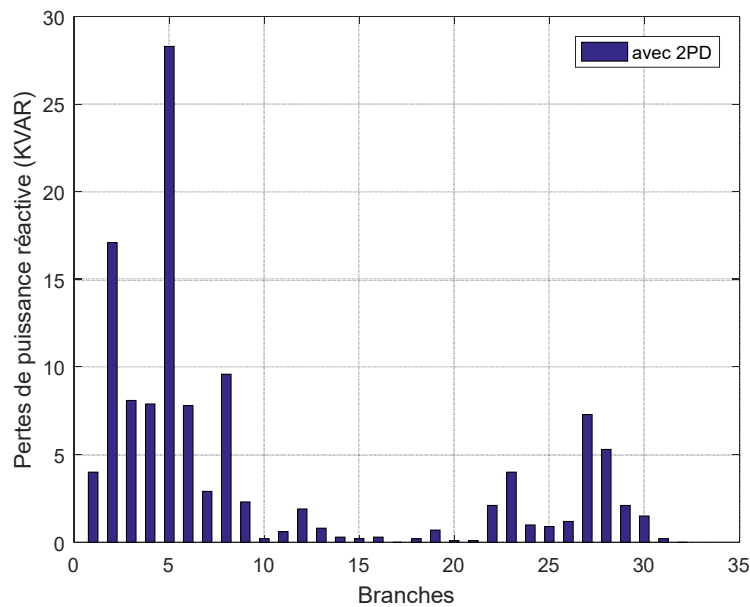


Figure 3.14. Pertes de puissances réactive dans les branches du réseau pour le cas de deux PD

De même, les pertes de puissances réactives sont également réduites de manière significative. La plus grande valeur de 41.6 kVAR obtenue au niveau de la branche numéro 5 avec l'installation d'une seule PD est réduite à 9.6 kVAR dans le cas 2, ce qui correspond à un taux de réduction de 56,354 % par rapport au scénario 1 (une seule PD).



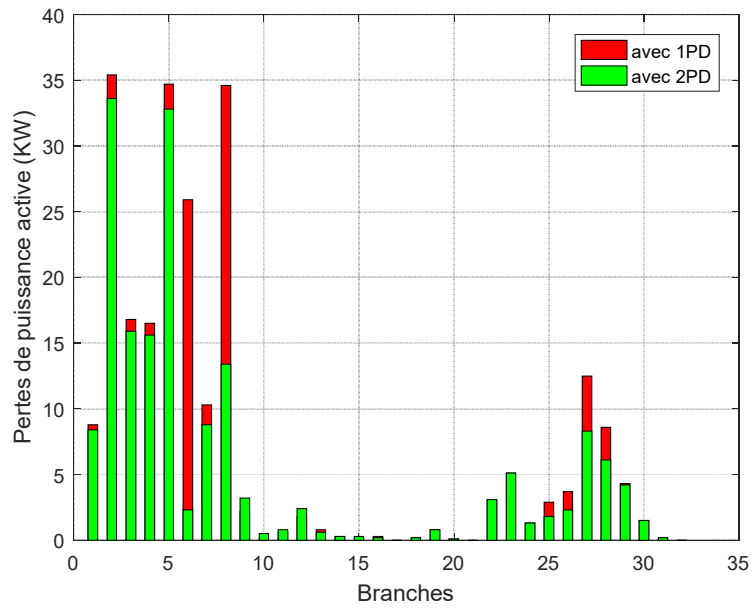


Figure 3.15. Pertes de puissance active au niveau de chaque branche pour les deux scénarios.

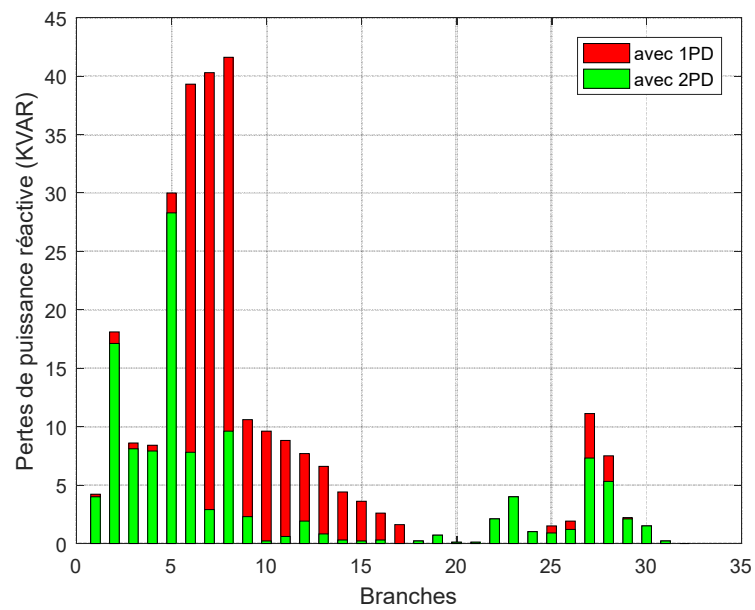


Figure 3.16. Pertes de puissance réactive au niveau de chaque branche scénarios.

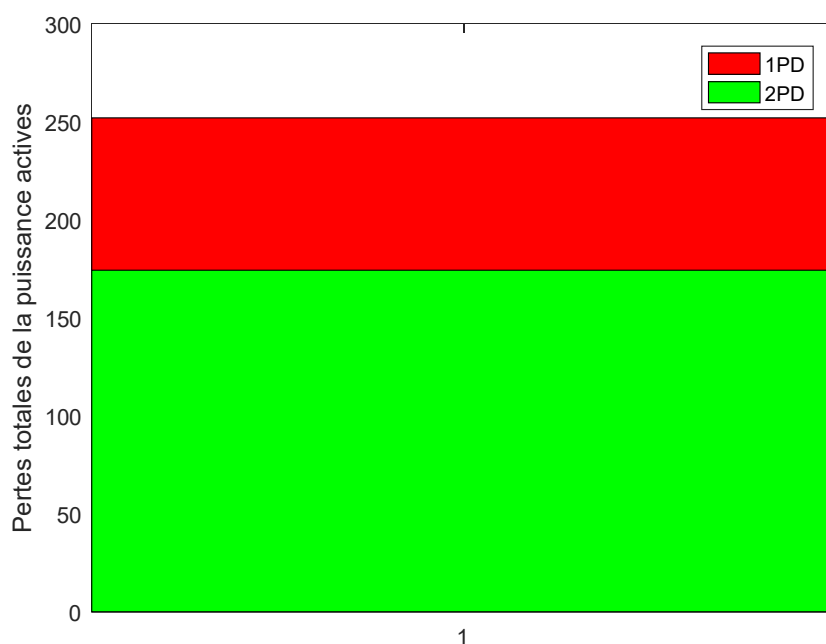


Figure 3.17. Pertes totales de puissances active du réseau étudié avec une PD et deux PD installées

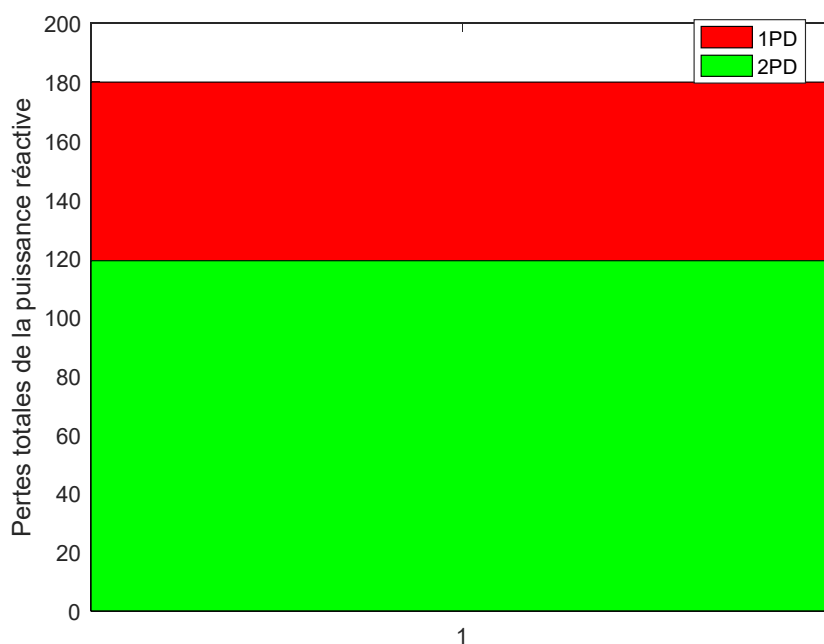


Figure 3.18. Pertes totales de puissances réactive du réseau étudié avec une PD et deux PD installées

Les figures 3.15, 3.16, 3.17 et 3.18 mettent en évidence l'impact de l'intégration des unités de production décentralisée (PD) sur la réduction des pertes totales de puissance active et réactive dans le réseau de distribution étudié. Après l'intégration d'une seule unité de production

décentralisée d'une puissance nominale de 2749.95 kW, les pertes totales de puissance active sont de 252.20 kW et celles de puissance réactive de 180.60 kVAR. L'intégration de deux unités de production décentralisée ayant la même puissance totale que l'unité précédente entraîne des pertes totales réduites à 174.25 kW pour la puissance active et 119.14 kVAR pour la puissance réactive, représentant des réductions respectives de 30.909 % et 34.04 % par rapport au premier scénario.

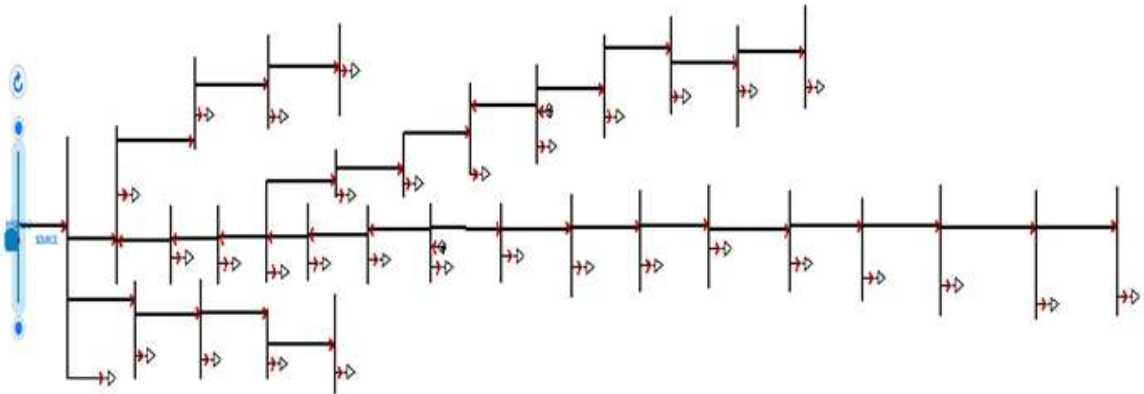


Figure 3.19. Transit de puissance active dans le réseau étudié avec présence de deux PD

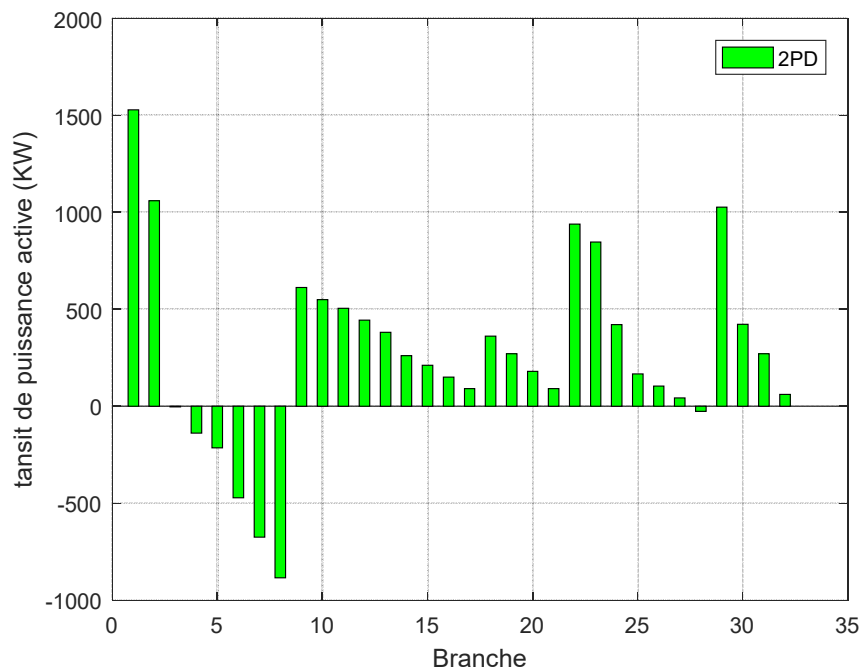


Figure 3.20. Transit de puissance active

En présence de production décentralisée, les flux de puissance deviennent bidirectionnels, comme le montre les figures 3.19 et 3.20.

### **3.3.3. Interprétation des résultats**

- L'installation d'une unité PD à un emplacement stratégique (jeu de barres 9) augmente significativement la tension à 0,939 pu. Cette amélioration suggère que la production d'énergie locale réduit les pertes de tension le long des lignes de distribution et améliore la stabilité et la qualité de l'approvisionnement en électricité.
- L'ajout de deux unités PD (1 au jeu de barres 9) est celle au jeu de barres 30 continue d'améliorer le profil de tension, la faisant passer à 0,951 pu. Cela montre que la distribution de la production décentralisée à travers différents points du réseau permet une meilleure gestion de la tension et réduit davantage les pertes. Cette configuration optimise la répartition de la charge et équilibre les flux de puissance, ce qui améliore la stabilité et la qualité globale du réseau.
- La réduction des pertes de puissance active de 30.909 % suggère que la répartition de la production d'énergie sur deux unités est plus efficace que la concentration en une seule unité. La réduction des pertes peut être attribuée à une diminution des pertes joules ( $I^2R$ ) dans les lignes de distribution grâce à une meilleure gestion et répartition des flux de puissance.
- La réduction des pertes de puissance réactive de 34.04 % est encore plus significative que celle de la puissance active. Cela peut indiquer que la gestion de la puissance réactive s'améliore nettement avec une répartition plus équilibrée de la production, ce qui réduit les pertes liées à la réactance des lignes et améliore le facteur de puissance du réseau.

### **Conclusion**

Ce chapitre a permis de mettre en lumière l'impact significatif de l'intégration des unités de production décentralisée (PD) sur les performances du réseau de distribution étudié. Les simulations effectuées à l'aide du logiciel CYME ont révélé plusieurs points clés concernant les améliorations apportées par les PD, tant en termes de réduction des pertes de puissance que d'amélioration du profil de tension.

L'intégration des unités de production décentralisée dans le réseau de distribution présente des avantages indéniables en termes de réduction des pertes de puissance et d'amélioration du profil

de tension. Ces résultats suggèrent que la stratégie de déploiement des PD devrait être soigneusement planifiée pour maximiser les bénéfices pour le réseau électrique, en tenant compte de la localisation optimale et de la puissance des unités à intégrer.

## **Chapitre 4 : Reconfiguration et ilotage du réseau de distribution en présence de la production décentralisée**

### Introduction

La reconfiguration d'un réseau de distribution est une opération cruciale dans la gestion et l'optimisation des systèmes électriques modernes. Elle consiste à modifier la topologie du réseau en ouvrant ou en fermant certains interrupteurs, permettant ainsi de redistribuer les flux de puissance de manière optimale. Cette reconfiguration vise plusieurs objectifs essentiels : améliorer la performance globale du réseau, réduire les pertes énergétiques, équilibrer les charges, et accroître la fiabilité du système. De plus, elle facilite la séparation du réseau en zones îlotées, augmentant ainsi la résilience et la capacité de réponse en cas de perturbations ou de pannes. Ce chapitre explore les principes fondamentaux, les méthodologies et les avantages associés à la reconfiguration des réseaux de distribution, offrant un aperçu détaillé de son impact sur la gestion efficace des systèmes électriques.

#### 4.1. Objectifs de la reconfiguration du réseau de distribution

Les objectifs de la reconfiguration du réseau de distribution sont :

- **Réduction des pertes techniques** : En optimisant les chemins de flux de puissance, on peut réduire les pertes de distribution.
- **Équilibrage des charges** : Assurer une distribution homogène de la charge entre les différents transformateurs et lignes.
- **Amélioration de la fiabilité** : En redirigeant le flux de puissance lors d'une panne, la continuité du service est assurée.
- **Intégration des sources d'énergie renouvelables** : Adapter le réseau pour gérer l'intermittence et la variabilité des énergies renouvelables.

#### 4.2. Reconfiguration du réseau de distribution IEEE 33-bus

##### 4.2.1. Reconfiguration du réseau sans PD

La figure 4.1 présente le réseau de distribution IEEE à 33 bus après reconfiguration. Cette configuration a été obtenue en reliant certains jeux de barres entre eux, comme indiqué dans le tableau 4.1, afin de créer de nouvelles branches.

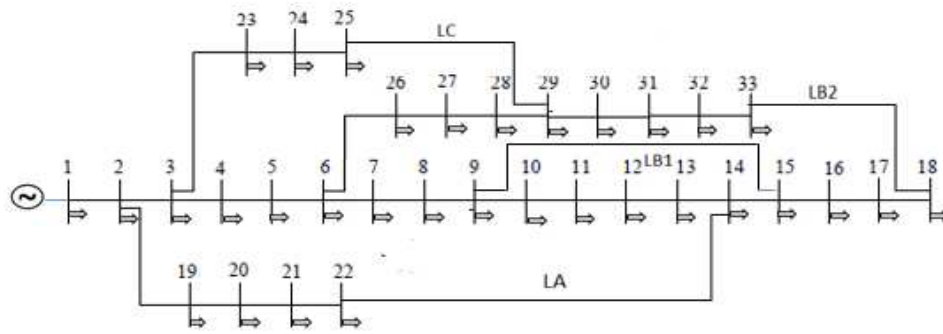


Figure 4.1. Reconfiguration du réseau 33-bus sans PD

Tableau.4.1. Données des interrupteurs normalement ouverts du réseau

Numéro de Branche	JB de départ	JB d'arrivée	R( $\Omega$ )	X( $\Omega$ )
LA	22	14	2	2
LB1	9	15	2	2
LB2	18	33	2	2
LC	29	25	2	2

#### 4.2.2. Résultats et discussions

Le tableau (4.2) récapitule les tensions dans les jeux de barres suite à la nouvelle configuration du réseau, tandis que la figure (4.2) illustre le changement de tension avant et après la reconfiguration. Dans la configuration initiale, le jeu de barres 18 enregistrait une tension minimale de 0,9134 pu. Après la reconfiguration, le nouveau profil de tension montre une valeur minimale de 0,952 pu au jeu de barres.

Tableau 4.2. Valeurs de tension après reconfiguration

Jeu de barres	Tension (pu)	Déphasage ( $^{\circ}$ )
1	1,000	0,00
2	0,997	-0,00
3	0,985	-0,05
4	0,981	-0,07
5	0,977	-0,09
6	0,968	-0,29
7	0,966	-0,42
8	0,964	-0,41
9	0,963	-0,46



#### Chapitre 4 : Reconfiguration et ilotage du réseau de distribution en présence de la production décentralisée

10	0,962	-0,47
11	0,962	-0,48
12	0,962	-0,48
13	0,964	-0,48
14	0,965	-0,47
15	0,962	-0,49
16	0,960	-0,51
17	0,955	-0,61
18	0,953	-0,62
19	0,995	-0,02
20	0,981	-0,18
21	0,978	-0,25
22	0,971	-0,38
23	0,980	-0,10
24	0,969	-0,27
25	0,962	-0,39
26	0,967	-0,30
27	0,966	-0,31
28	0,961	-0,43
29	0,958	-0,51
30	0,954	-0,54
31	0,952	-0,62
32	0,952	-0,63
33	0,952	-0,62

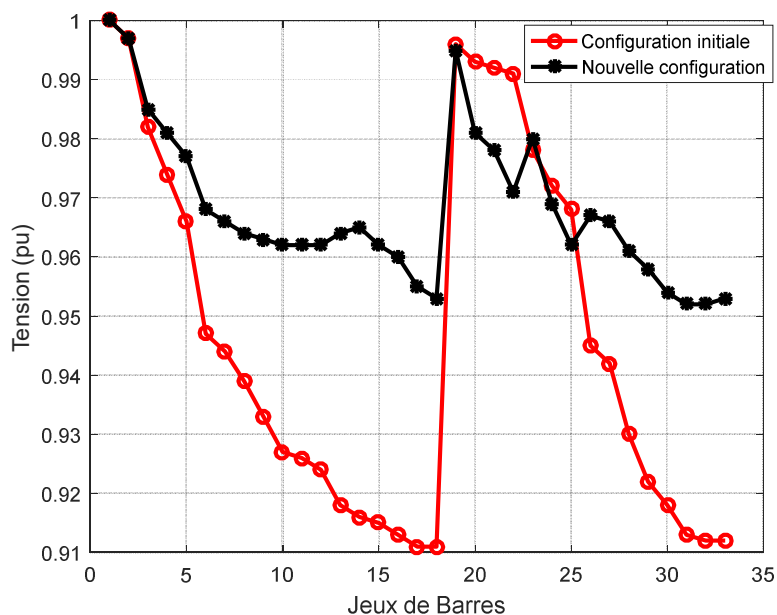


Figure 4.2. Profil de tension avant et après reconfiguration du réseau

Tableau 4.3. Puissances transitées et pertes de puissance dans les lignes

N° du ligne	Puiss.Total de transit (KW)	Puiss.Total de transit (KVR)	Puiss.Total de transit (KVA)	Pertes totales (KW)	Pertes totales (KVAR)
L1	4241	1997	4688	13,6	6,4
L2	3101	1324	3372	35,2	17,9
L3	1509	609	1628	6,2	3,2
L4	1383	526	1480	5,4	2,8
L5	1318	493	1407	10,6	9,1
L6	590	234	634	0,5	1,7
L7	389	132	411	0,8	0,3
L8	188	32	191	0,3	0,2
L9	84	13	85	0,1	0,0
L10	-24	7	25	0,0	0,0
L11	21	37	42	0,0	0,0
L12	81	72	108	0,1	0,1
L13	141	107	177	0,1	0,1
L14	387	239	455	0,8	0,7
L15	380	227	442	1,0	0,7
L16	319	206	380	1,3	1,7
L17	257	184	317	0,5	0,4
L18	1031	610	1198	1,5	1,4
L19	939	568	1098	11,4	10,3
L20	838	518	985	2,6	3,0
L21	745	475	884	3,6	4,8
L22	1462	654	1602	7,4	5,1
L23	1365	598	1490	13,0	10,2
L24	932	388	1010	6,1	4,8
L25	657	230	696	0,7	0,3
L26	597	205	631	0,8	0,4

L27	-534	-178	562	2,3	2,0
L28	-472	-156	497	1,4	1,2
L29	856	268	897	2,8	1,4
L30	254	66	262	0,5	0,5
L31	103	-4	103	0,0	0,0
L32	-107	-104	149	0,1	0,1
L33-LA	648	427	776	4,0	4,0
L34-LB1	-40	5	40	0,0	0,0
L35-LB2	158	136	208	0,1	0,1
L36-LC	510	187	543	2,0	2,0

Le tableau 4.3 offre une ventilation des puissances transitant et des pertes de puissance active et réactive pour chaque branche suite à la reconfiguration du réseau. La branche 2 montre la plus grande perte de puissance active, évaluée à 35,2 kW (voir Figure 4.3). De même, la plus grande perte de puissance réactive, de 18 kVAR, se produit également dans la branche 2 (voir Figure 4.4).

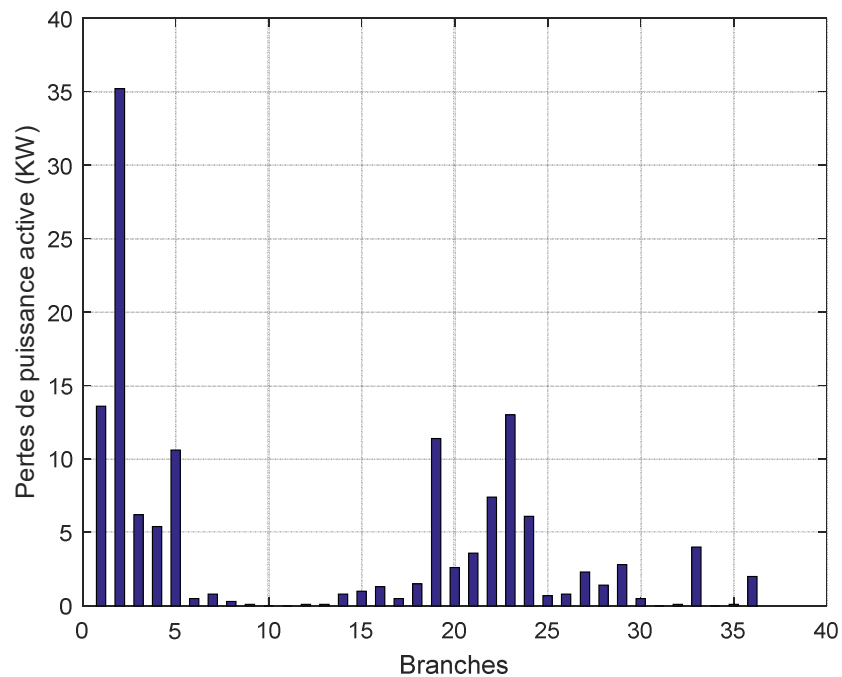


Figure 4.3. Pertes de la puissance active au niveau de chaque ligne après reconfiguration

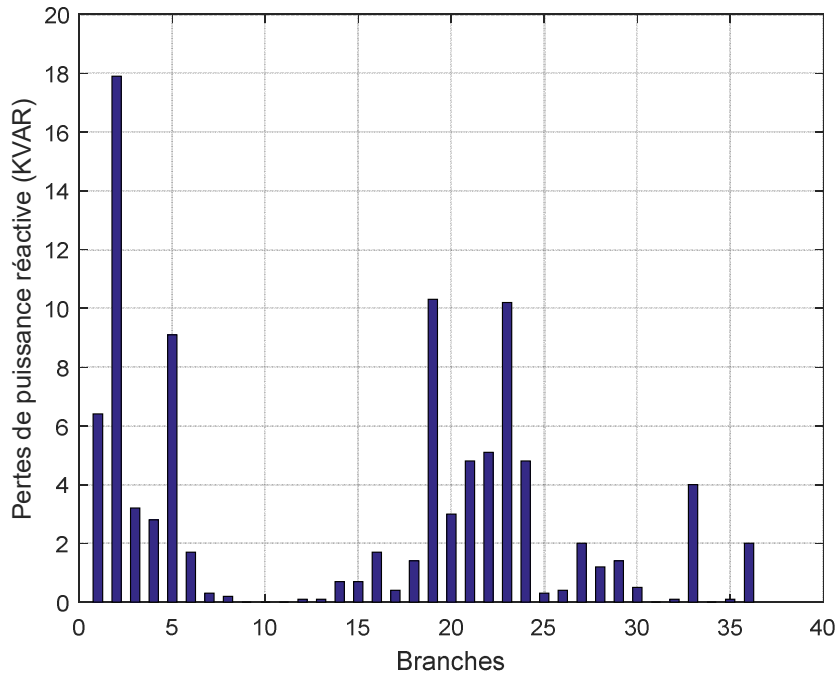


Figure 4.4. Pertes de la puissance réactive au niveau de chaque ligne après reconfiguration

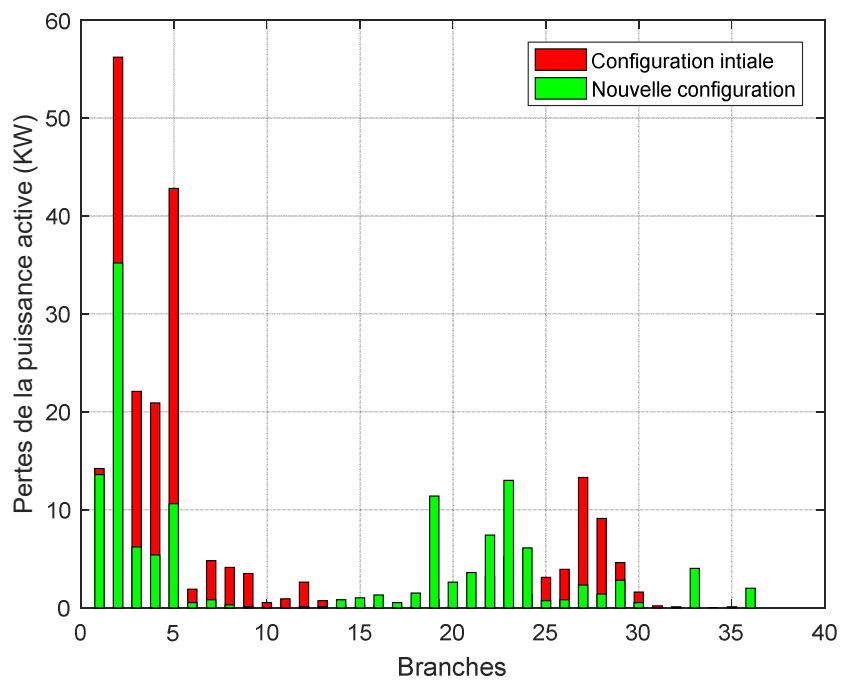


Figure 4.5. Pertes de puissance active au niveau de chaque ligne avant et après reconfiguration

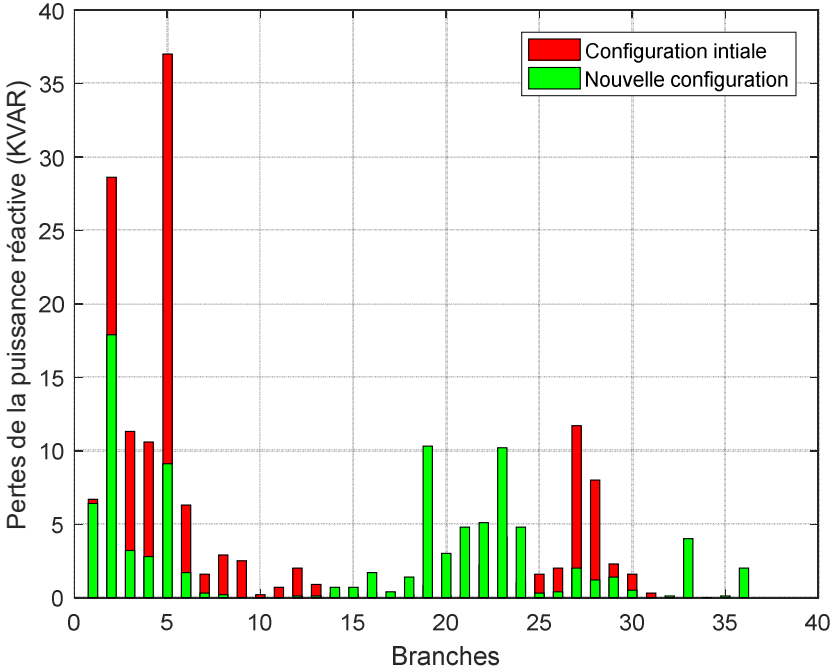


Figure 4.6. Pertes de puissance réactive au niveau de chaque ligne avant et après reconfiguration

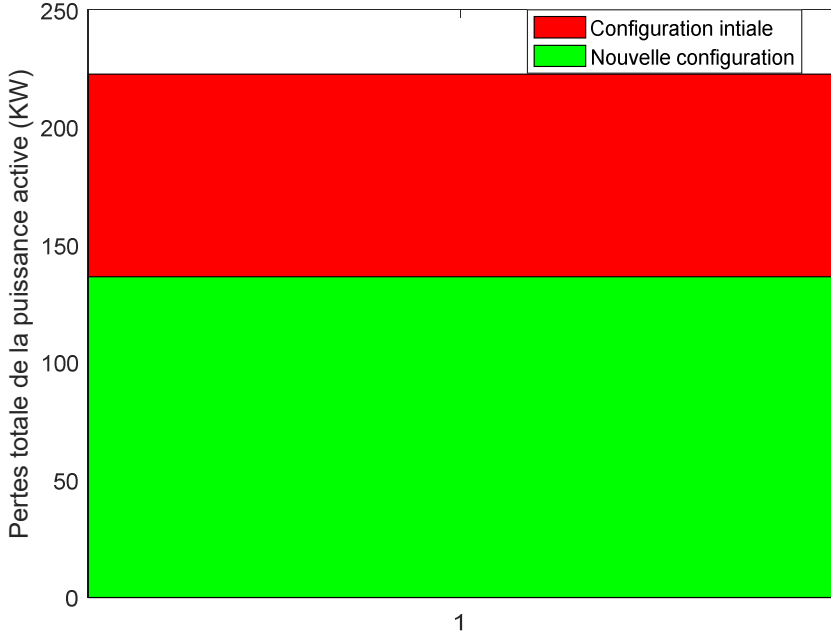


Figure 4.7. Pertes totales de la puissance active avant et après reconfiguration

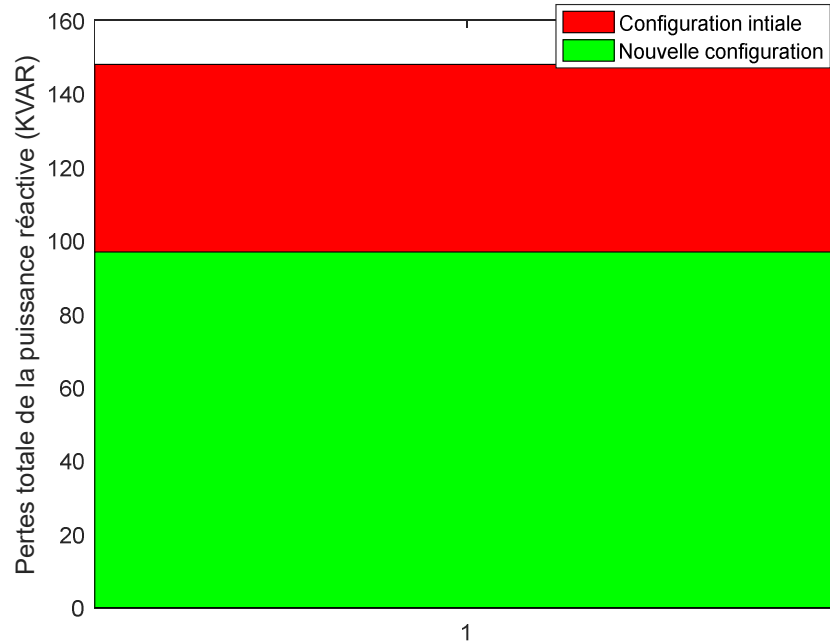


Figure 4.8. Pertes totales de la puissance réactive avant et après reconfiguration

Les figures 4.2, 5, 6, 7 et 8 démontrent que la reconfiguration du réseau a amélioré la tension à tous les jeux de barres. La plus faible tension enregistrée est désormais de 0.951 pu, contre 0.913 pu, avant la reconfiguration. De plus, les pertes de puissance active et réactive ont été significativement réduites par rapport à l'état du réseau avant la reconfiguration.

### 4.3. Reconfiguration du réseau avec PD

Après avoir intégré les deux générateurs d'énergie décentralisés (PD) dans le réseau reconfiguré, et les avoir positionnés dans leurs emplacements optimaux avec les valeurs de puissance spécifiées au chapitre trois (Figure 4.9).

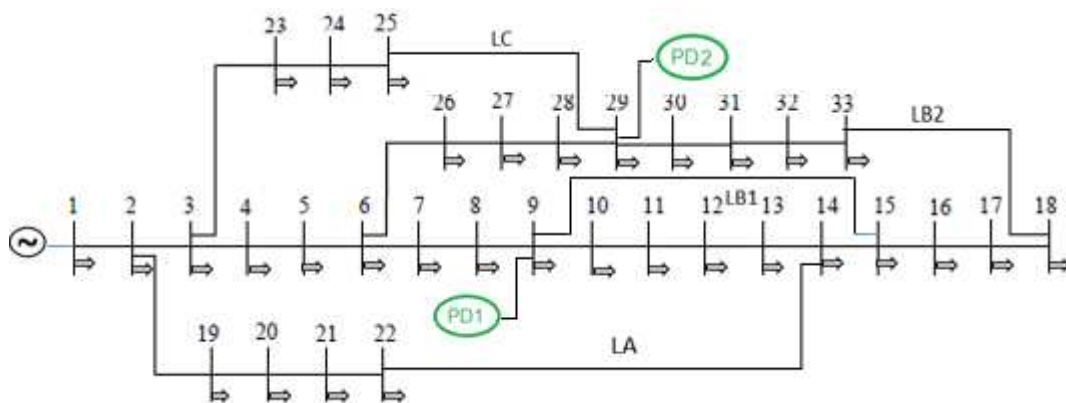


Figure 4.9. Réseau IEEE33-bus avec la nouvelle configuration en présence des PD

4.3.1. Résultats et discussions

Tableau 4.4. Valeurs de tension après reconfiguration en présence des PD

Jeu de barres	Tension (pu)	Déphasage (°)
1	1,000	0,00
2	0,998	0,09
3	0,991	0,41
4	0,989	0,56
5	0,987	0,71
6	0,981	1,03
7	0,978	1,13
8	0,979	1,33
9	0,981	1,70
10	0,979	1,53
11	0,979	1,51
12	0,978	1,46
13	0,978	1,24
14	0,978	1,14
15	0,977	1,23
16	0,975	1,22
17	0,970	1,13
18	0,969	1,12
19	0,997	0,13
20	0,989	0,51
21	0,986	0,62
22	0,982	0,83
23	0,987	0,51
24	0,980	0,69
25	0,975	0,91
26	0,980	1,05
27	0,979	1,08
28	0,976	1,16
29	0,974	1,24

30	0,970	1,21
31	0,968	1,13
32	0,967	1,12
33	0,968	1,12

Le tableau 4.4 récapitule les tensions observées pour chaque jeu de barres après la reconfiguration, tenant compte de l'ajout des générateurs décentralisés (PD). La figure 4.10 illustre graphiquement le profil de tension pour les deux scénarios analysés. Pour obtenir une topologie optimale du réseau intégrant les PD, deux générateurs de 1571,4 kW et 1178,55 kW ont été ajoutés respectivement aux jeux de barres 9 et 29, avec de nouvelles branches. Cette démarche a conduit à un nouveau profil de tension, présentant une valeur minimale de 0,967 pu au jeu de barres 32 (voir Figure 4.10).

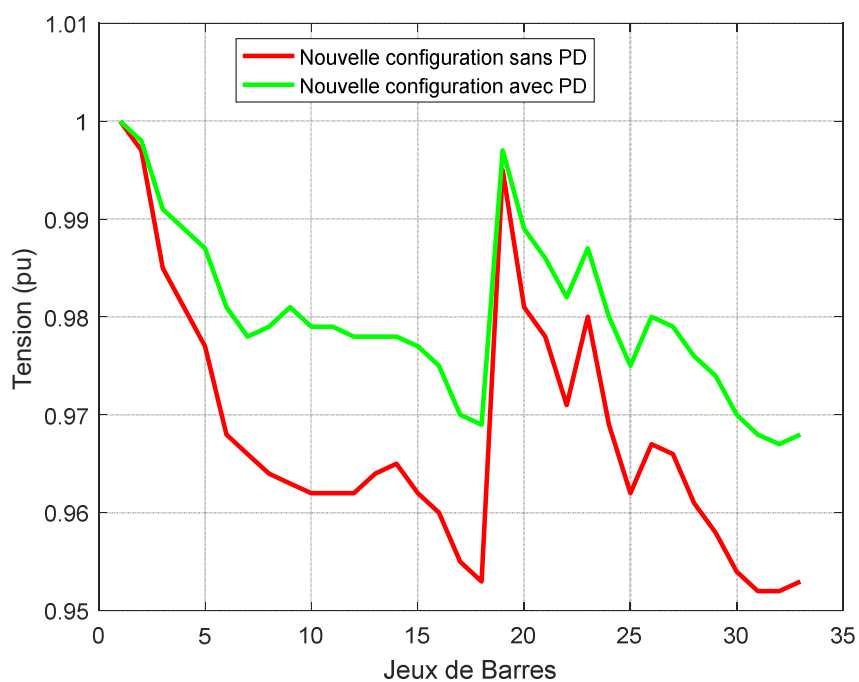


Figure 4. 10. Profil de tension du réseau 33-bus après reconfiguration sans PD et après reconfiguration en présence des PD



## Chapitre 4 : Reconfiguration et ilotage du réseau de distribution en présence de la production décentralisée

Tableau 4.4. Puissances transitées et pertes de puissance dans les lignes après reconfiguration en présence des PD

N° du ligne	Puiss.Total de transit (KW)	Puiss.Total de transit (KVR)	Puiss.Total de transit (KVA)	Pertes totales (KW)	Pertes totales (KVAR)
L1	1455	3305	3611	8,1	3,8
L2	1103	2366	2610	21,0	10,7
L3	336	1280	1323	4,1	2,1
L4	212	1198	1216	3,6	1,8
L5	149	1166	1175	7,2	6,3
L6	-227	708	744	0,7	2,2
L7	-428	606	742	2,6	0,8
L8	-630	505	808	4,4	3,1
L9	408	-127	427	1,2	0,9
L10	-346	148	377	0,2	0,1
L11	-301	178	350	0,3	0,2
L12	-240	214	322	1,0	0,8
L13	-180	249	307	0,3	0,4
L14	-71	371	378	0,5	0,5
L15	344	205	401	0,8	0,6
L16	283	185	338	1,0	1,3
L17	222	163	276	0,4	0,3
L18	244	876	909	0,8	0,8
L19	153	835	849	6,8	6,1
L20	56	789	791	1,6	1,9
L21	-35	747	748	2,5	3,4
L22	656	1035	1225	4,3	2,9
L23	561	982	1131	7,4	5,8
L24	134	776	788	3,6	2,9
L25	308	431	530	0,4	0,2
L26	248	406	476	0,4	0,2
L27	-186	-380	423	1,2	1,1
L28	-126	-359	380	0,8	0,7
L29	892	289	937	2,9	1,5
L30	289	88	302	0,6	0,6
L31	138	17	139	0,0	0,0
L32	-72	-83	110	0,0	0,0
L33-LA	-128	704	715	3,3	3,3
L34-LB1	-466	155	491	3,1	3,1
L35-LB2	132	123	180	0,1	0,1
L36-LC	-290	574	642	2,7	2,7

Le tableau (4.4) représente les puissances transitées et les pertes de puissance active et réactive au niveau de chaque branche étudiée après reconfiguration sans PD et après reconfiguration du réseau en présence des PD.

Dans l'ensemble, les pertes de puissance active et réactive sont considérablement réduites (voir figures 4.11 et 4.12). La plus grande valeur des pertes de puissance active, atteignant 35,2 kW

au niveau de la branche numéro 2 avec la nouvelle configuration sans PD, est réduite à 21 kW avec la nouvelle configuration en présence des PD, soit une réduction de 40,34 % par rapport à la reconfiguration sans PD. De même, pour les pertes de puissance réactive, la valeur maximale de 17,9 kVAR observée dans la branche numéro 2 après reconfiguration sans PD est réduite à 10,7 kVAR avec la nouvelle configuration en présence des PD, représentant une réduction de 40,22 % par rapport à la situation après reconfiguration sans PD.

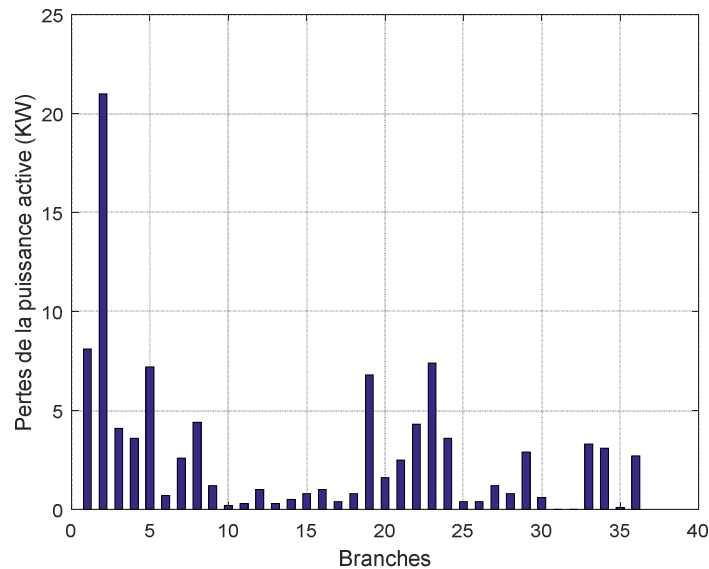


Figure 4.11. Pertes de la puissance active dans les lignes après reconfiguration avec PD

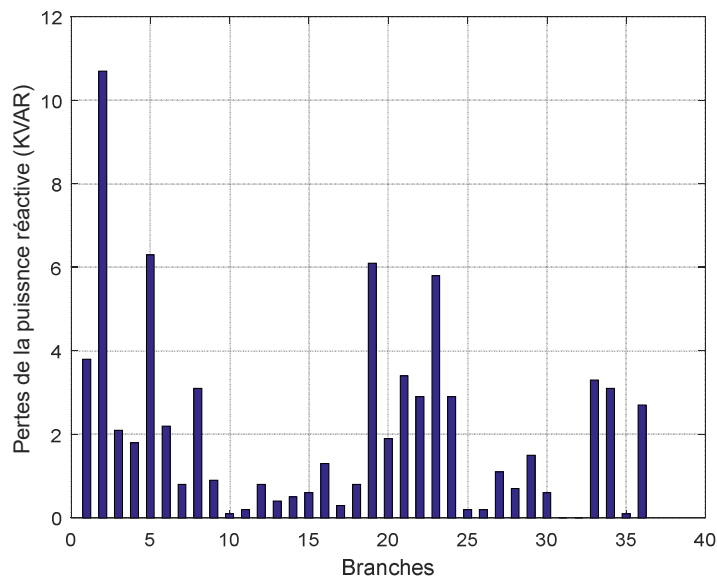


Figure 4.12. Pertes de la puissance réactive dans les lignes après reconfiguration avec PD

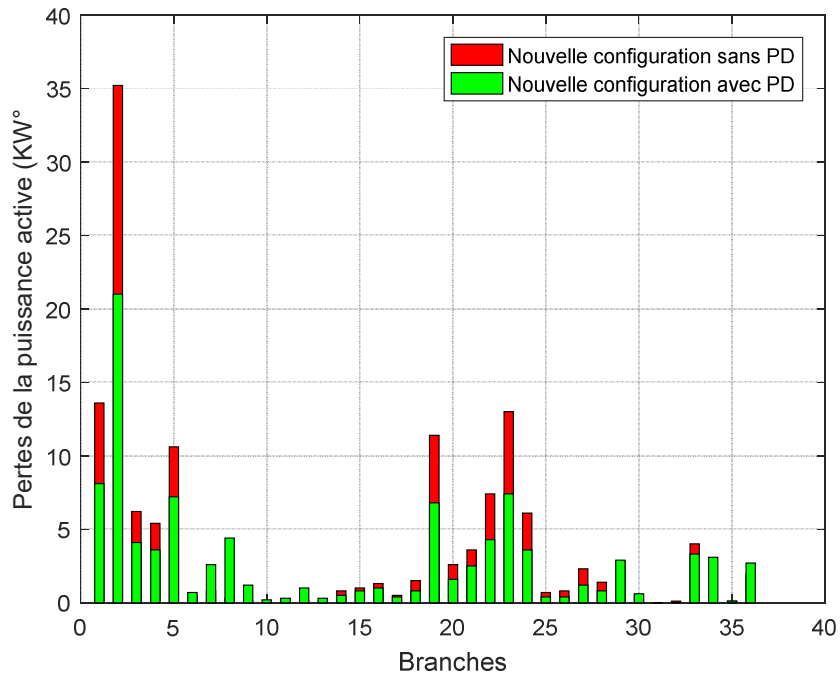


Figure 4.13. Pertes de puissance active au niveau de chaque branche après reconfiguration sans et avec présence des PD

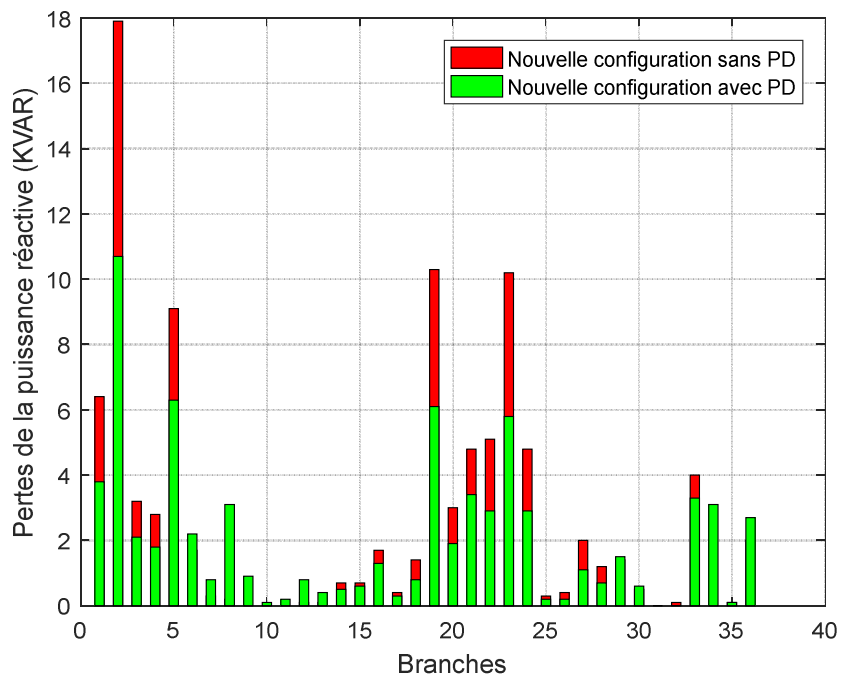


Figure 4.14. Pertes de puissance réactive au niveau de chaque branche après reconfiguration sans et avec présence des PD

Les figures 4.13, 4.14 et 4.15 illustrent clairement l'importance de la reconfiguration du réseau de distribution lorsqu'on intègre la production décentralisée. Cette reconfiguration joue un rôle crucial dans l'amélioration du profil de tension et dans la réduction significative des pertes de puissance active et réactive.

En premier lieu, la reconfiguration du réseau permet une meilleure gestion des flux de puissance, ce qui optimise la distribution de l'électricité et minimise les surcharges et les pertes. En intégrant des sources de production décentralisée, telles que les panneaux solaires ou les éoliennes, on peut exploiter les ressources énergétiques locales, ce qui réduit la dépendance vis-à-vis des sources centralisées et limite les pertes dues au transport sur de longues distances.

De plus, la production décentralisée contribue à stabiliser les tensions en fournissant une alimentation plus régulière et en réduisant les fluctuations de tension. Cela est particulièrement bénéfique pour les consommateurs finaux, qui bénéficient ainsi d'une meilleure qualité de service.

Enfin, la réduction des pertes de puissance active et réactive grâce à cette approche se traduit par une amélioration de l'efficacité énergétique du réseau. Les pertes de puissance active (kW) étant liées à l'énergie réellement consommée par les charges, leur diminution permet de réduire les coûts d'exploitation du réseau. Les pertes de puissance réactive (kVAR), quant à elles, affectent la capacité de transport du réseau et leur réduction permet d'améliorer la capacité du système à acheminer la puissance active utile.

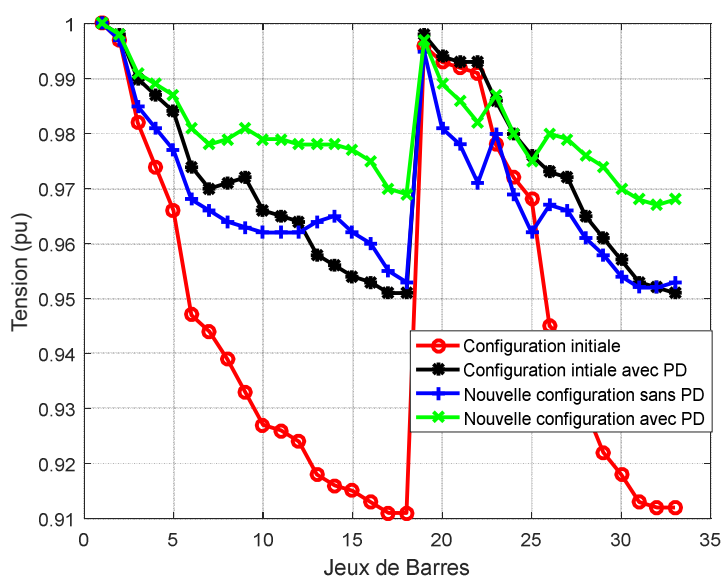


Figure 4.15. Amélioration du profil de tension par rapport au cas initial (sans reconfiguration) et sans PD

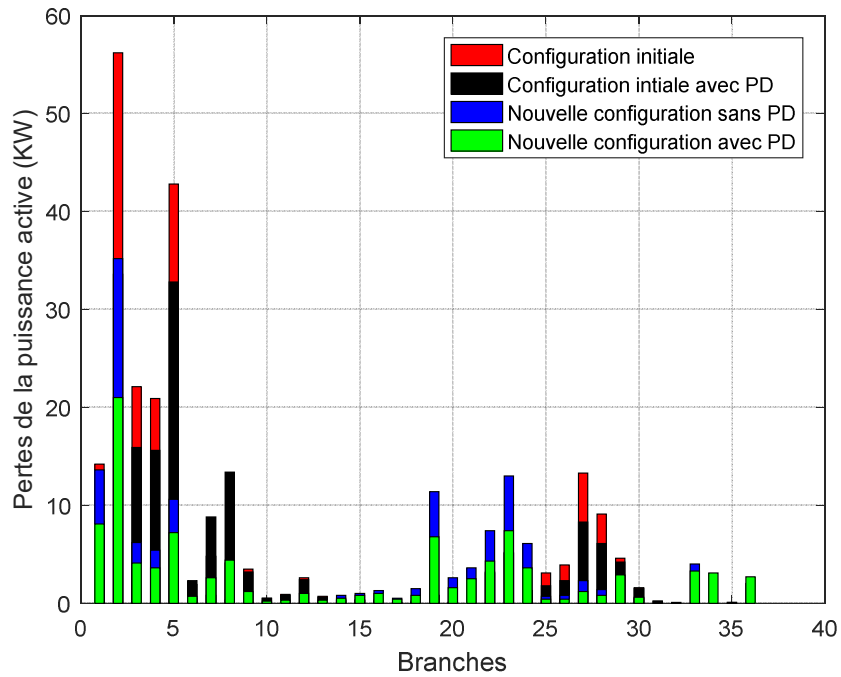


Figure 4.16. Pertes de la puissance active pour les cas étudiés

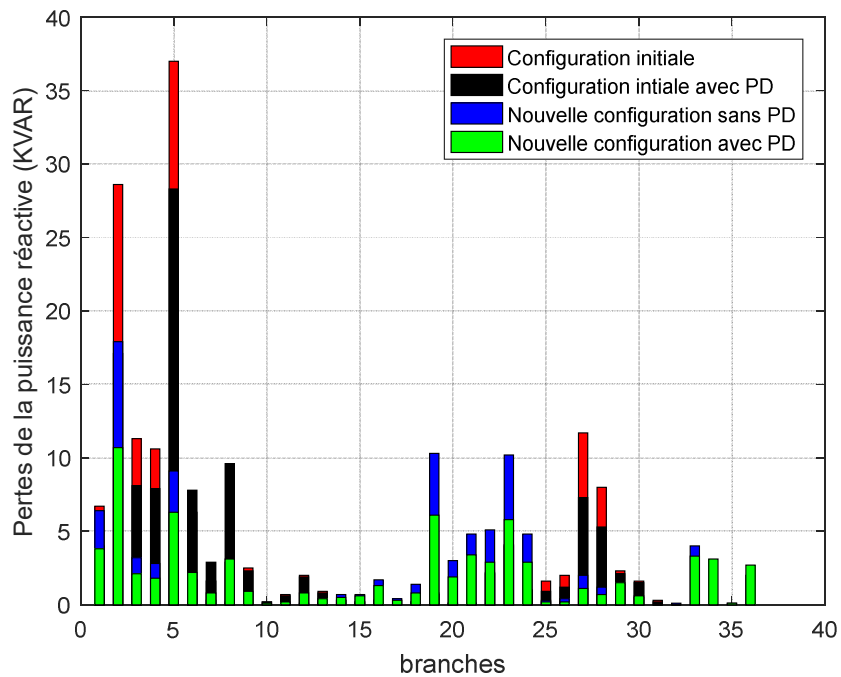


Figure 4.17. Pertes de la puissance réactive pour les cas étudiés

#### 4.4. Possibilités de séparation du réseau en zones ilotées

L'objectif de la reconfiguration du réseau après l'intégration de la production décentralisée ne se limite pas seulement à l'amélioration du profil de tension et à la réduction des pertes de puissance active et réactive. Il vise également à permettre la division du réseau en zones îlotées.

Dans cette section, nous proposons de diviser le réseau en trois zones isolées, comme illustré par la figure 4.18. Ces zones sont définies de manière à assurer un équilibre optimal entre la puissance totale produite par les générateurs et la puissance totale requise par les charges dans chaque zone.

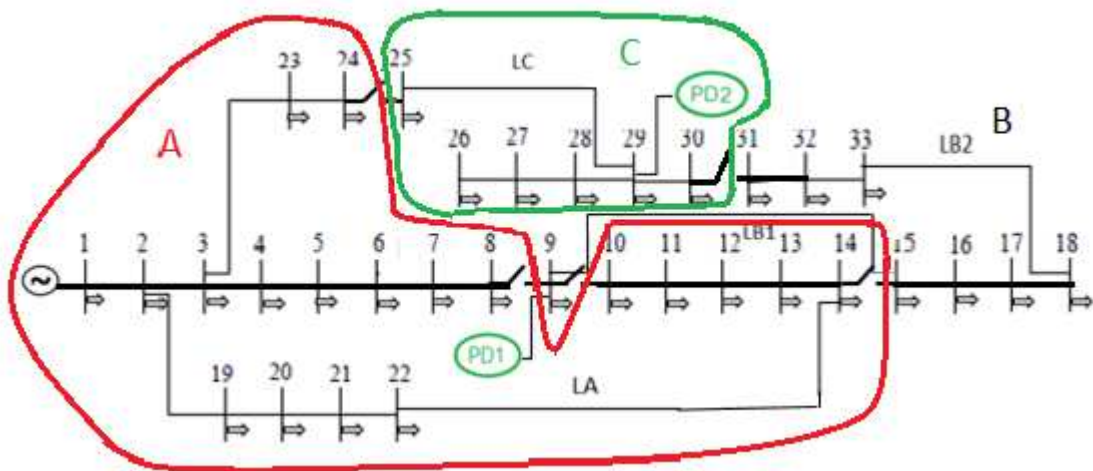


Figure 4.18. Réseau de distribution séparé en zones A, B et C

Nous avons délimité ces zones isolées en ouvrant les branches (tie-switches) reliant les jeux de barres, comme indiqué dans le tableau ci-dessous.

Tableau 4.5. Interrupteurs ouverts du réseau de la figure 4.18

Numéro de Branche		JB de départ	JB d'arrivée	Interrupteur
L24		24	25	Ouvert
L14		14	15	Ouvert
L30		30	31	Ouvert
L8		8	9	Ouvert
L9		9	10	Ouvert
L25		6	26	Ouvert

1- Zone ilôtée A

La zone en question a sélectionné la source (jeu de barres 1) comme référence et a recalculé le flux de puissance pour évaluer les valeurs des puissances transitant, ainsi que les pertes de puissance et les tensions dans les jeux de barres de cette zone. Les résultats de ces calculs sont synthétisés dans le tableau (4.6), tandis que les tensions aux jeux de barres sont représentées dans le tableau (4.7).

Tableau 4.6. Puissances transitées, pertes de puissance active et réactive dans la zone A

N° du ligne	Puiss.Total de transit (KW)	Puiss.Total de transit (KVR)	Puiss.Total de transit (KVA)	Pertes totales (KW)	Pertes totales (KVAR)
L1	2070	1079	2334	3,1	1,6
L2	1252	648	1410	6,1	3,1
L3	644	353	735	1,2	0,6
L4	523	273	590	0,8	0,4
L5	462	242	522	1,4	1,2
L6	401	221	458	0,3	0,8
L7	200	200	283	0,4	0,1
L8	0	0	0	0	0
L9	0	0	0	0	0
L10	60	20	63	0,0	0,0
L11	105	50	116	0,0	0,0
L12	165	85	186	0,3	0,3
L13	226	121	256	0,2	0,3
L14	0	0	0	0	0
L18	714	369	804	0,7	0,6
L19	623	328	705	4,7	4,2
L20	529	284	600	0,9	1,1
L21	438	243	501	1,1	1,5
L22	512	252	571	0,9	0,6
L23	421	201	467	1,2	1,0
L33-LA	347	202	401	1,0	1,0
<b>Pertes totales zone A</b>				<b>24.63kW</b>	<b>18.65KVAR</b>

Tableau 4.7. Valeurs de tension aux jeux de barres (zone A)

Jeu de barres	Tension (pu)	Déphasage (°)
1	1,015	0,00
2	1,014	0,00
3	1,009	0,00
4	1,007	0,01
5	1,005	0,01
6	1,002	-0,04
7	1,000	-0,12

#### Chapitre 4 : Reconfiguration et ilotage du réseau de distribution en présence de la production décentralisée

8	0,999	-0,08
10	0,991	-0,39
11	0,991	-0,39
12	0,991	-0,40
13	0,993	-0,37
14	0,995	-0,34
19	1,013	-0,02
20	1,004	-0,14
21	1,002	-0,19
22	0,998	-0,28
23	1,007	-0,01
24	1,003	-0,06

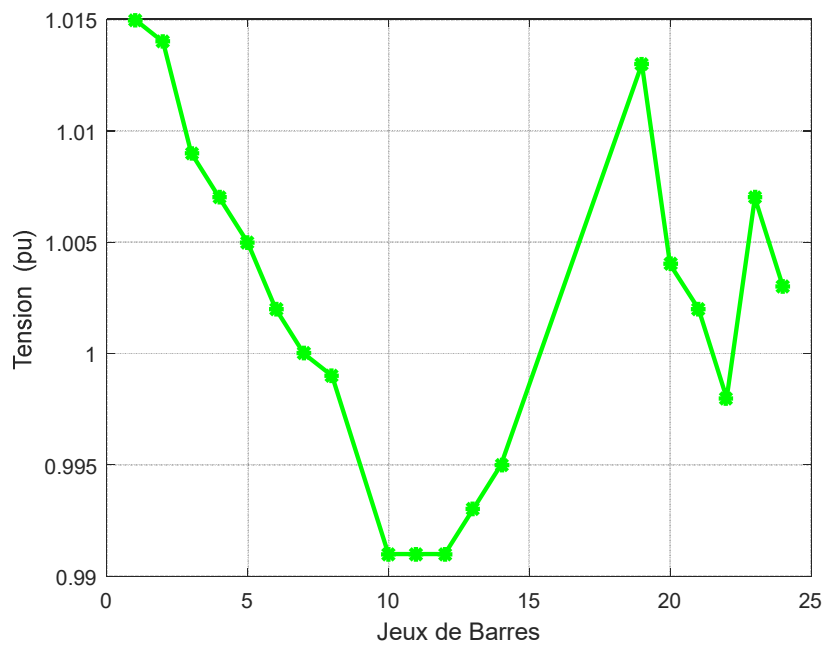


Figure 4.19. Niveau de tension à chaque jeu de barres du réseau iloté zone A



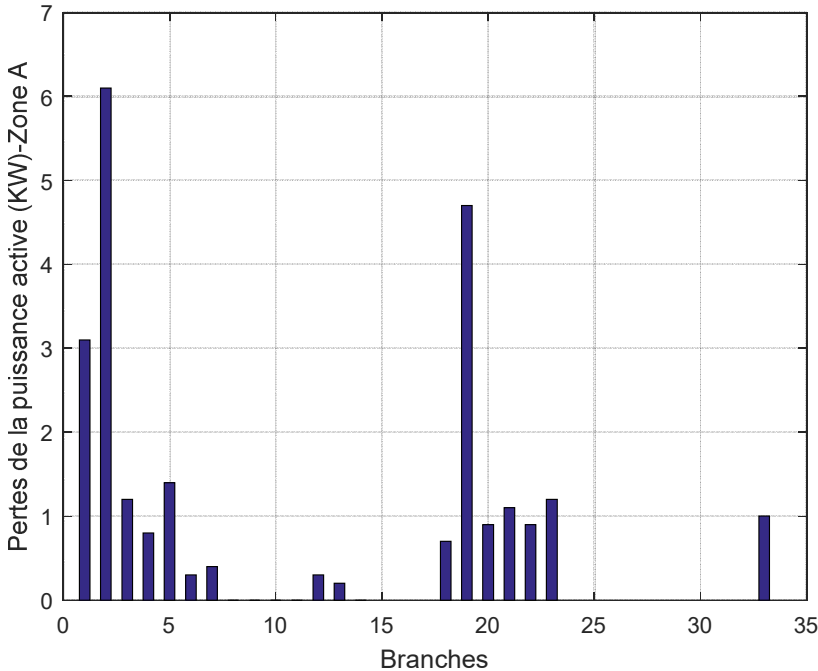


Figure 4.20. Pertes de la puissance active (Zone A)

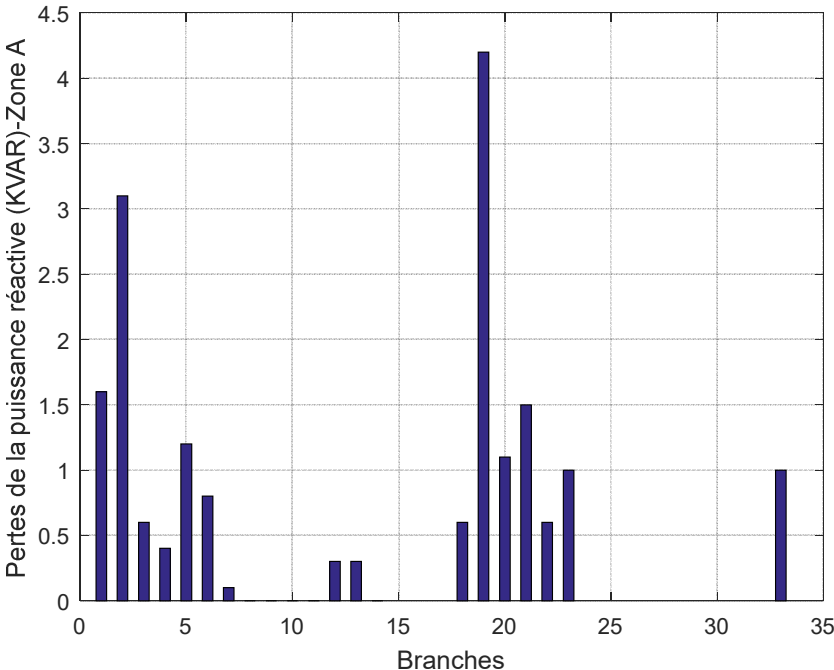


Figure 4.21. Pertes de la puissance réactive (Zone A)

## 2- Zone ilôtée B

Dans cette zone, nous avons pris en compte une source unique de production décentralisée (PD) d'une puissance de 1571,4 kW. Les résultats obtenus à l'aide du simulateur CYME sont présentés dans les tableaux 4.8 et 4.9, ainsi que dans les figures 4.20, 4.21, et 4.22.

Tableau 4.8. Puissances transitées, pertes de puissance active et réactive dans la zone B

N° du ligne	Puiss.Total de transit (KW)	Puiss.Total de transit (KVR)	Puiss.Total de transit (KVA)	Pertes totales (KW)	Pertes totales (KVAR)
L15	12,470	1,0	638	2,4	1,8
L16	575	275	638	2,0	1,5
L17	513	253	573	1,6	1,3
L31	150	70	166	-0,0	0,0
L32	360	171	399	0,4	0,6
L34	706	314	772	7,7	7,7
L35	422	212	472	1,5	1,5
<b>Pertes Totales de la puissance</b>				<b>15,6</b>	<b>14,26</b>

Tableau 4.9. Valeurs de tension aux jeux de barres (zone B)

Jeu de barres	Tension (pu)	Déphasage (°)
9	1,000	0,00
15	0,987	-0,29
16	0,983	-0,34
17	0,979	-0,38
18	0,976	-0,42
31	0,968	1,13
32	0,970	-0,56
33	0,970	-0,56

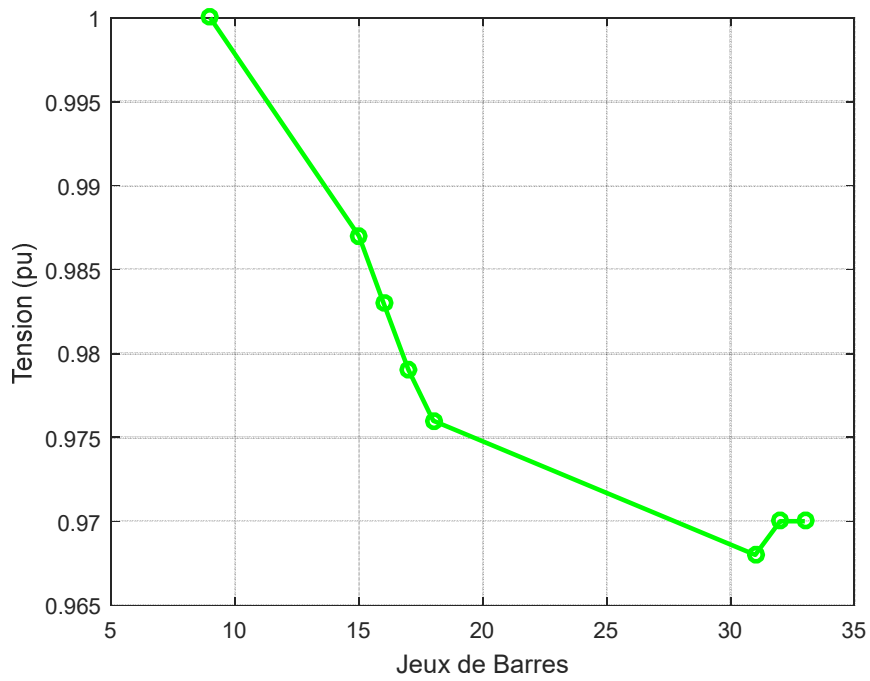


Figure 4.22. Niveau de tension à chaque jeu de barres (zone B)

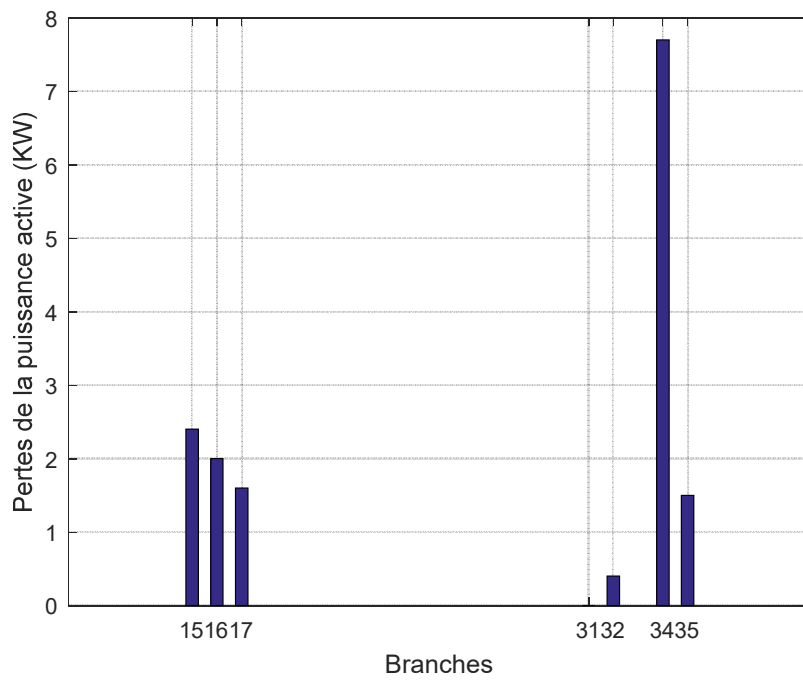


Figure 4.23. Pertes de la puissance active (zone B)

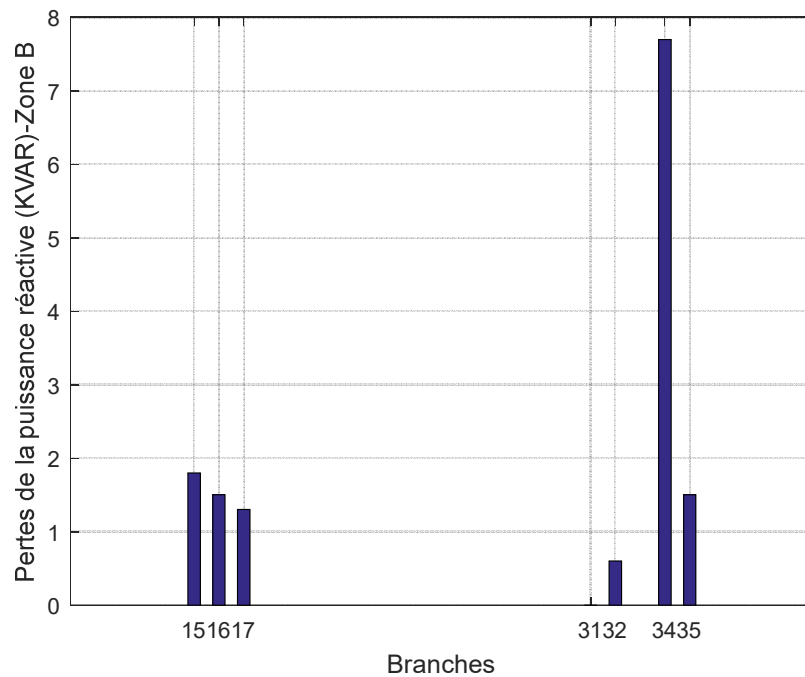


Figure 4.24. Pertes de la puissance réactive (zone B)

### 3- Zone ilôtée C

La zone C est alimentée par un générateur décentralisé d'une puissance nominale de 1,35 kW, connecté au jeu de barres 29. En utilisant le simulateur CYME, nous avons obtenu les résultats suivants :

Tableau 4.10. Puissances transitées, pertes de puissance active et réactive dans la zone C

N° du ligne	Puiss.Total de transit (KW)	Puiss.Total de transit (KVR)	Puiss.Total de transit (KVA)	Pertes totales (KW)	Pertes totales (KVAR)
L26	60	25	65	0,0	0,0
L27	120	50	130	0,1	0,1
L28	180	70	194	0,2	0,2
L29	201	601	634	1,3	0,7
L36-LC	421	201	467	1,4	1,4
<b>Pertes totales de la puissance</b>				<b>3.02</b>	<b>2.34</b>

Tableau 4.11. Valeurs de tension aux jeux de barres (zone C)

Jeu de barres	Tension (pu)	Déphasage (°)
25	0,996	-0,08
26	0,998	-0,05
27	0,998	-0,05
28	0,999	-0,03

29	1,000	0,00
30	0,998	0,09

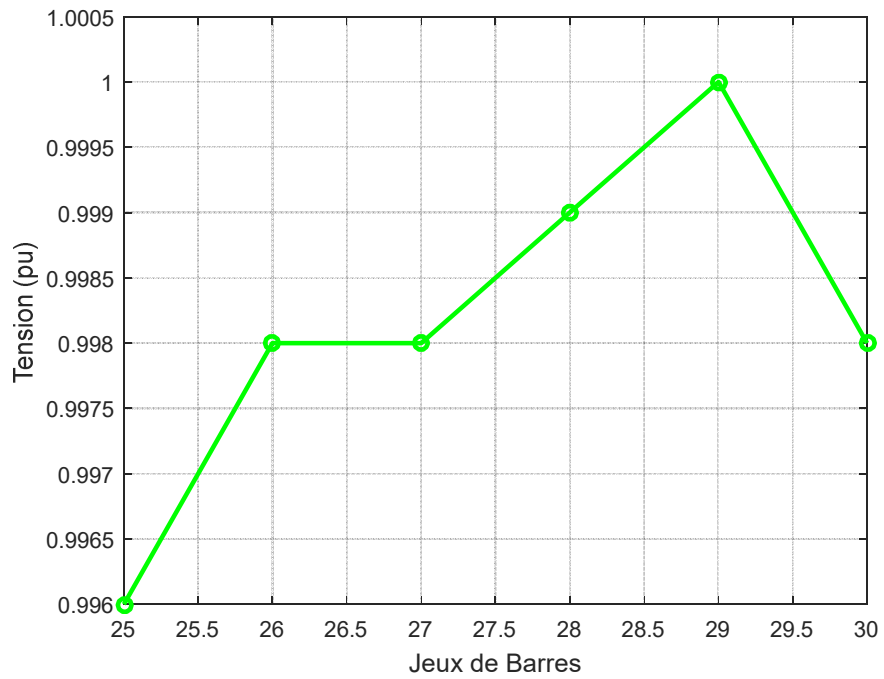


Figure 4.25. Niveau de tension à chaque jeu de barres (zone C)

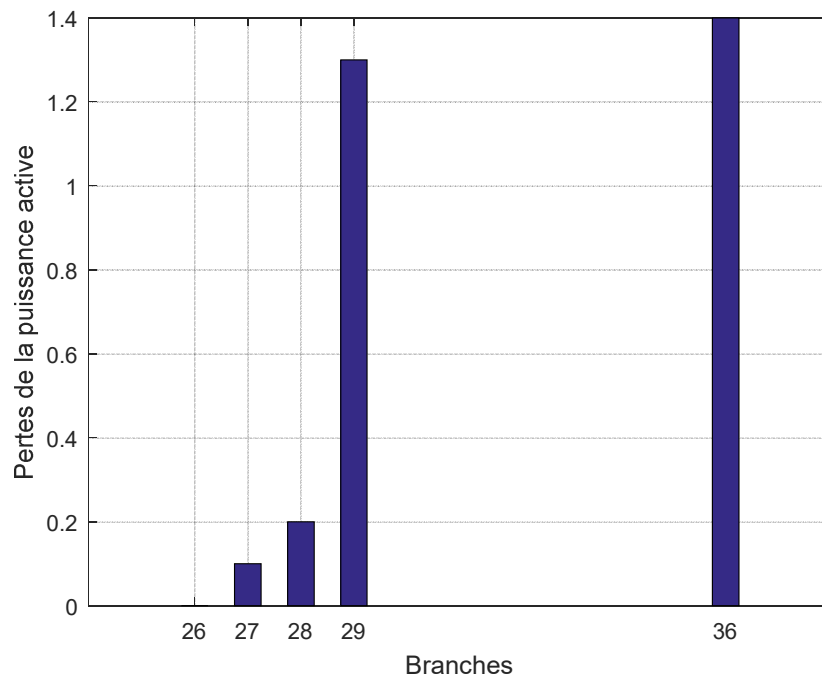


Figure 4.26. Pertes de la puissance active (zone C)

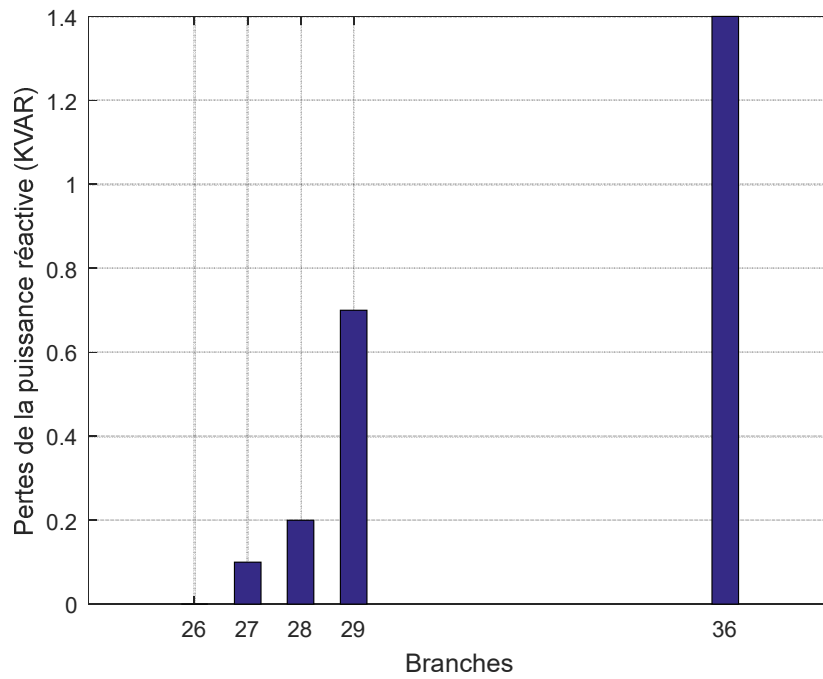


Figure 4.27. Pertes de la puissance réactive (zone C)

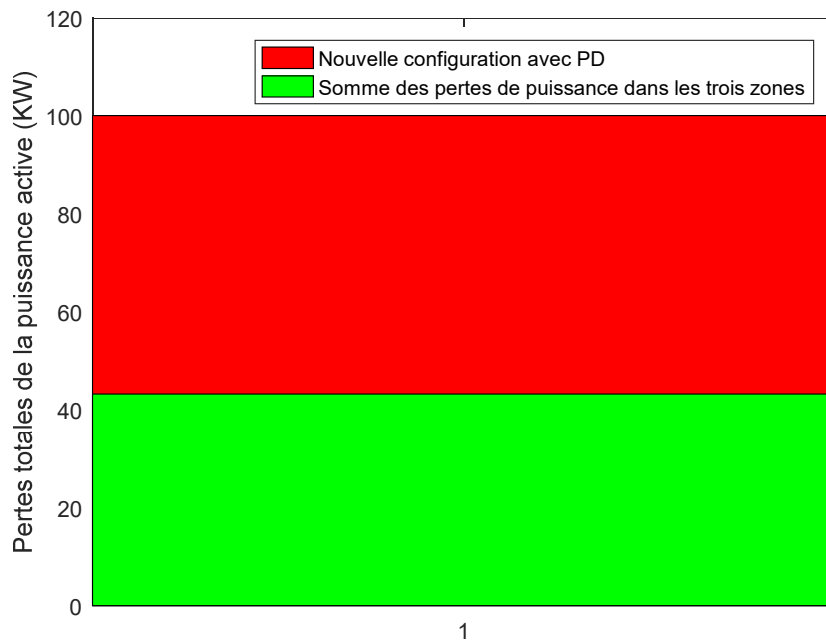


Figure 4.28. Pertes totales de la puissance active avant et après ilotage

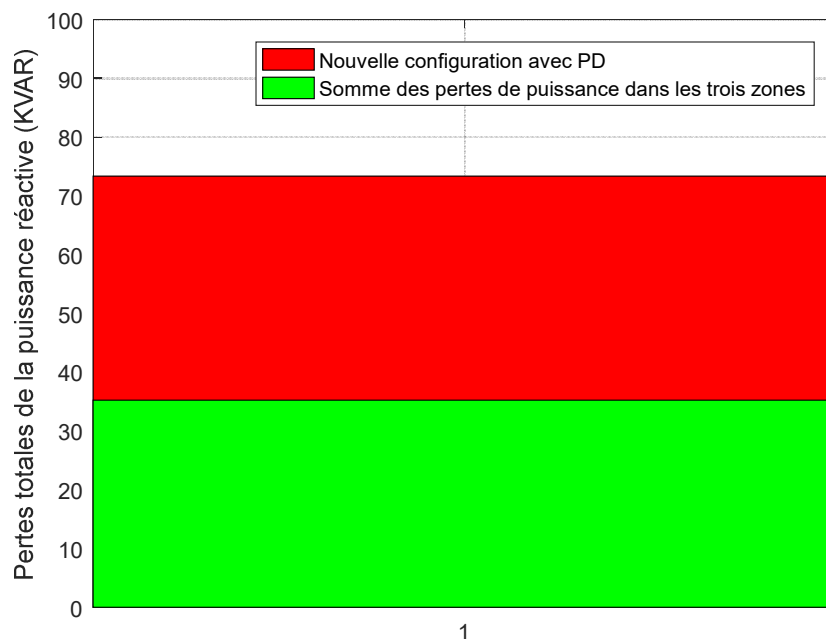


Figure 4.29. Pertes totales de la puissance réactive avant et après ilotage

### 4.4.1. Interprétation des résultats

Les résultats obtenus à partir des tableaux (4.8) à (4.14) et des figures (4.19) à (4.29) démontrent plusieurs points clés concernant l'ilotage dans le réseau de distribution en présence de productions décentralisées (PD).

- Dans chaque zone, un équilibre entre la production et la consommation a été atteint, garantissant ainsi la stabilité de la fréquence. Cela implique qu'il n'y a ni sur-fréquence lorsque la puissance totale générée dépasse la demande totale, ni sous-fréquence dans le cas contraire. Maintenir cet équilibre est essentiel pour assurer la fiabilité et la qualité du service électrique, en évitant les variations de fréquence qui pourraient endommager les équipements électriques et compromettre la stabilité du réseau.
- Une amélioration significative du plan de tension a été observée par rapport à la nouvelle reconfiguration avec PD. Les tensions aux jeux de barres sont mieux maintenues dans des plages acceptables, ce qui réduit les risques de surtensions ou de sous-tensions qui peuvent affecter la performance des charges électriques connectés. Cette amélioration du profil de tension contribue également à une meilleure gestion des flux de puissance et à une distribution plus efficace de l'électricité dans le réseau.
- Une diminution importante des pertes de puissance a été constatée dans les zones, avec un taux de réduction de 60 % par rapport au fonctionnement du réseau global (après la nouvelle

#### **Chapitre 4 : Reconfiguration et ilotage du réseau de distribution en présence de la production décentralisée**

reconfiguration en présence des PD). La réduction des pertes de puissance active et réactive indique une meilleure efficacité énergétique du réseau, ce qui permet de maximiser l'utilisation de l'énergie produite et de minimiser les pertes inutiles. Cela conduit également à des économies de coûts et à une réduction des émissions de carbone associées à la production d'énergie.

#### **Conclusion**

La reconfiguration du réseau en zones isolées avec des productions décentralisées a démontré des améliorations notables en termes de stabilité de la fréquence, de profil de tension et de réduction des pertes de puissance. Ces résultats soulignent l'importance de l'approche zonale pour la gestion et l'optimisation des réseaux de distribution, offrant des bénéfices significatifs en termes de fiabilité, d'efficacité énergétique et de flexibilité du système électrique.



## **Conclusion générale**

## *Conclusion générale*

### *Conclusion générale*

Cette recherche a mis en évidence l'impact significatif de l'intégration des unités de production décentralisée sur les performances des réseaux de distribution. Les simulations effectuées avec le logiciel CYME ont démontré que les productions décentralisées peuvent réduire les pertes de puissance et améliorer les profils de tension, à condition que leur déploiement soit soigneusement planifié.

En outre, la reconfiguration des réseaux pour inclure des zones îlotées avec des productions décentralisées s'est avérée bénéfique pour la stabilité de la fréquence, la gestion des tensions et la réduction des pertes de puissance. Ces résultats soulignent l'importance d'une approche zonale pour la gestion des réseaux de distribution, offrant des avantages substantiels en termes de fiabilité, d'efficacité énergétique et de flexibilité.

Face à des réseaux vieillissants et une demande énergétique croissante, cette étude propose des solutions innovantes et rentables pour restructurer les réseaux de distribution, contribuant ainsi au développement durable et à la transition énergétique vers des sources renouvelables et propres.

## Références

## *Références*

### *Références*

- [1] PATRICK JACOB, « Distribution de l'énergie » livre, avril 2014
- [2] MERAHI Amir, « Analyse des réseaux de distribution I » Polycopié cours UEF-ELTF 214, Ecole supérieur en génie électrique et énergétique d'Oran 2019.
- [3] KETFI Nadhir « Contribution à la gestion des réseaux de distribution en présence de génération d'énergie dispersée », Thèse de Doctorat 2014, Univ-Batna.
- [4] N. Hadjsaid, « Les réseaux électriques de distribution de la production décentralisée aux Smart grids », LAVOISIER, 2010, rue Lavoisier 75008 Paris
- [5] YAHDYOU Adil , «Commande Hybride par Mode Glissant d'Ordre 2 d'un Système Eolien à Double RotorContribution à l'étude d'un système de production d'énergie éolienne Thèse de Doctorat , Ecole Nationale Polytechnique , 2017
- [6] NACIRI SOUKAINA, « Impact de l'intégration des énergies renouvelables au réseau de distribution HTA », Master 2017, Univ- Sidi Mohamed Ben Abdellah, Maroc
- [7] Héloïse Dutrieux « Méthodes pour la planification pluriannuelle des réseaux de distribution. Application à l'analyse technico-économique des solutions d'intégration des énergies renouvelables intermittentes ». Thèse de doctorat. L'école centrale de Lille. 2015.
- [8] Herman Bayem « Apport des méthodes probabilistes aux études d'intégration des énergies renouvelables aux systèmes électriques ». Thèse de doctorat. Université Paris Sud - Paris XI. 2009.
- [9] Coster, Edward J. « Integration issues of distributed generation in distribution grids ». Proceedings of the IEEE, 99.1 : 28-39. 2011.
- [10] M.-C. A. -HERAULT, "Architecture des réseaux de distribution du futur en présence de production décentralisée," Institut polytechnique de Grenoble, 2009
- [11] Julien BRUSCHI, « Caractérisation du phénomène d'îlotage non-intentionnel dans les réseaux de distribution », Thèse de doctorat 2016, Univ- Grenoble Alpes, France.
- [12] Paul CHARLES, « Intégration des sources d'énergie renouvelable dans un réseau insulaire fragile : application au réseau de Port-au-Prince », Thèse de Doctorat 2020, Univ- DES ANTILLES, France.

## *Références*

[13] MOUSSA Mohammed Lamine, LAKHAL Kheir Eddine , «Analyse de l'écoulement de puissance dans un réseau de distribution » mémoire de master, Université KASDI MERBAH OUARGLA 2020/2021

[14] AKKI ALOUANI Salim, BENAROUS Fares, « Différents algorithmes de calcul d'écoulement de puissance », Mémoire de Master, Univ-SAAD Dahlab-BLIDA, 2023

[15] William. F. Tinney and Clifford E. Hart. Power Flow Solution by Newton's Method. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-86(11), 1967.

[16] B. Stott and O. Alsac. Fast Decoupled Load Flow. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-93(3) :859–869, 1974.

**Annexe**

## Annexe

Tableau A.1. Caractéristiques techniques des jeux de barres du réseau de distribution radial IEEE 33-bus [3]

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

Tableau A.2. Caractéristiques techniques des branches du réseau de distribution IEEE 33-bus

Branche	Jeu de barres de départ	Jeu de barres d'arrivées	R( $\Omega$ )	X( $\Omega$ )
L1	1	2	0.0922	0.0470
L2	2	3	0.4930	0.2512
L3	3	4	0.3661	0.1864
L4	4	5	0.3811	0.1941
L5	5	6	0.8190	0.7070
L6	6	7	0.1872	0.6188
L7	7	8	0.7115	0.2351

*Annexe*

L8	8	9	1.0299	0.7400
L9	9	10	1.0440	0.7400
L10	10	11	0.1967	0.0651
L11	11	12	0.3744	0.1298
L12	12	13	1.4680	1.1549
L13	13	14	0.5416	0.7129
L14	14	15	0.5909	0.5260
L15	15	16	0.7462	0.5449
L16	16	17	1,2889	1.7210
L17	17	18	0.7320	0.5739
L18	2	19	0.1640	0.1565
L19	19	20	1.5042	1.3555
L20	20	21	0.4095	0.4784
L21	21	22	0.7089	0.9373
L22	3	23	0.4512	0.3084
L23	23	24	0.8980	0.7091
L24	24	25	0.8959	0.7071
L25	6	26	0.2031	0.1034
L26	26	27	0.2842	0.1447
L27	27	28	1.0589	0.9338
L28	28	29	0.8043	0.7006
L29	29	30	0.5074	0.2585
L30	30	31	0.9745	0.9629
L31	31	32	0.3105	0.3619
L32	32	33	0.3411	0.5302