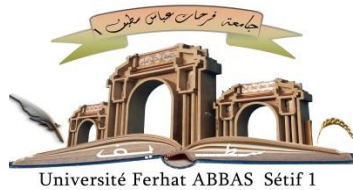


الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



UNIVERSITÉ SETIF1 FERHAT ABBAS

FACULTÉ DE TECHNOLOGIE

THÈSE

Présentée au Département d'Electrotechnique

Pour l'obtention du diplôme de

DOCTORAT

Domaine : Sciences et Technologie

Filière: Electrotechnique

Option: Réseaux Electriques

Par

Mme. SALHI Houria

THÈME

**Analyse technico-économique des solutions d'intégration
des énergies renouvelables intermittentes dans le réseau de
distribution**

Soutenue le 24/12/2025 devant le Jury:

M. GHERBI Ahmed	Professeur	Univ. Sétif 1 Ferhat Abbas	Président
M. NOURI Hamou	Professeur	Univ. Sétif 1 Ferhat Abbas	Directeur de thèse
M. BAYADI Abdelhafid	Professeur	Univ. Sétif 1 Ferhat Abbas	Examineur
M. LATRECHE Samia	Professeur	Univ. Sétif 1 Ferhat Abbas	Examinatrice
M. MESSALTI Sabir	Professeur	Univ. Mohamed Boudiaf M'sila	Examineur
M. BOUMOUS Samira	MCA	Univ. M. C. Messaidia Souk Ahras	Examinatrice
M. LOUAREM Sabah	MCA	Univ. Sétif 1 Ferhat Abbas	Invitée

Dédicace

بسم الله الرحمن الرحيم

*Du profond de mon cœur je dédie ce travail à tous ceux
qui me sont chers :*

A mes chers parents « SALHI Bouzid », « BAOUADI Nouara »

Pour votre amour inconditionnel, vos sacrifices et votre confiance qui ont nourri mes rêves.
Vous êtes la racine de ma force et la lumière qui éclaire mes pas.

A mon frère et mes sœurs

Pour votre présence réconfortante, vos encouragements et la joie que vous semez dans ma vie.

A mon mari « ZENDAOUI Samir »

Compagnon de chaque instant, pour ta patience, ta compréhension et ton soutien indéfectible,
qui ont rendu ce long chemin plus doux.

A mon fils « Sanad »

Source ma plus grande motivation et de mon bonheur quotidien, je te dédie ce travail comme
un témoignage d'amour et d'espoir pour l'avenir.

À ma belle-famille

Pour votre accueil chaleureux, votre affection et vos encouragements, qui m'ont soutenue tout
au long de ce parcours.

A mes très chers

Omran

Israa

Abd eladhime

Remerciements

*Je souhaite tout d'abord témoigner ma reconnaissance à mon directeur de thèse, le Professeur **Hamou NOURI**, pour la confiance qu'il m'a accordée, ses précieux conseils et ses encouragements qui m'ont été très utiles durant les années de préparation de ma thèse.*

*Je remercie le Professeur **Ahmed GHERBI**, d'avoir accepté d'être le président du jury, je le remercie vivement pour ses judicieux conseils, sa gentillesse, ses orientations et son soutien.*

*Je souhaite exprimer ma reconnaissance envers les membres qui m'ont fait l'honneur d'accepter avec intérêt de prendre part au jury de ma soutenance de thèse: **Abdelahafid BAYADI** et **Samia LATRECHE** Professeurs à l'université de Sétif ; **Sabir MESSALTI** Professeurs à l'université de M'sila ; Docteur **Samira BOUMOUS** Maître de Conférences à l'université de Souk Ahras ; et Docteur **Sabah LOUAREM** Maîtres de Conférences à l'université de Sétif. Je les prie de bien vouloir accepter mes plus vifs et sincères remerciements.*

Mes remerciements s'adressent aussi à tous mes collègues, membres du laboratoire LAS de Sétif, ainsi que tous mes amis et collègues pour leur soutien.

Sommaire

Dédicaces	i
Remerciements	ii
Sommaire	iii
Liste des figures	vi
Liste des Tableaux	x
Listes des acronymes et symboles	xi
Introduction générale	1
Chapitre 1 : Impact de l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau électrique	
I.1 Introduction	4
I.2 Structure d'un réseau électrique moderne ou intelligent	4
I.3 Problématique générale d'intégration des sources d'énergie renouvelable	6
I.3.1 Problématique des différents défauts électriques	6
I.3.2 Problématique économique et optimisation du rendement	6
I.3.3 Problématique du réglage et de la coordination des protections	7
I.3.4 Problématique du courant de court-circuit et de l'îlotage	7
I.3.5 Problématique de la sélectivité et de la localisation des défauts	8
I.3.6 Problématique liée aux différents types de génération	8
I.3.6.1 Génération distribuée dans les réseaux interconnectés	9
I.3.6.2 Génération distribuée en micro-réseau	10
I.3.6.3 Génération en site isolé	11
I.4 Taux limite d'insertion de la production décentralisée	12
I.5 Impact d'insertion de la production décentralisée	15
I.5.1 Effets sur le plan de protection	16
I.5.2 Effets sur la tension	17
I.5.3 Effets sur les puissances de court-circuit	18
I.5.4 Contribution aux pertes dans le réseau de distribution	19
I.5.5 Impact sur la qualité de l'énergie	19
I.6 Impacts des installations éoliennes sur le réseau de distribution	20
I.7 Impacts des installations photovoltaïques sur le réseau de distribution	21
I.8 Prévision de la production	23
I.9 Les normes en vigueur de l'interconnexion de production décentralisée au réseau	24
I.10 Les réseaux électriques du futur	25
I.11 Conclusion	26

Chapitre 2 : Optimisation de l'implantation des sources photovoltaïques dans le réseau

II.1 Introduction	27
II.2 Production de l'énergie électrique photovoltaïque	27
II .2.1 Définition de l'énergie solaire photovoltaïque	28
II .2.2 Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque	28
II .2.3 Différentes technologies de cellules solaires	31
II .2.3.1 Cellule Monocristalline	31
II .2.3.2 Cellule Poly Cristalline	31
II .2.3.3 Cellules en silicium amorphe	32
II .2.4. Les avantages et les inconvénients de chaque cellule	32
II .2.5 Le générateur photovoltaïque	33
II .2.5.1 Regroupement des cellules en série	33
II .2.5.2 Regroupement des cellules en parallèle	34
II .2.5.3 Regroupement des cellules en série-parallèle	34
II .2.6. Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque	35
II .2.6.1 Tension de circuit ouvert	35
II .2.6.2. Courant de court-circuit	35
II .2.6.3. Point de puissance maximale	36
II .2.6.4. Facteur de forme	36
II .2.6.5. Rendement	36
II .2.7. Avantages et inconvénients de l'énergie PV	36
II .3.Les systèmes FACT	37
II .3.1. Rôle des FACTS	37
II .3.2. Principe de fonctionnement des FACTS	38
II .4. Classification des diapositives FACTS	39
II .4.1 FACTS série	39
II .4.1.1 Condensateur Série contrôlé par thyristor	39
II .4.2. Compensateurs parallèles	40
II .4.2.1 Réactances commandées par thyristors	40
II .4.2.2 Capacité Commandée par thyristors	41
II .4.2.3. Compensateur statique de puissance réactive	41
II .4.2.4. Compensateur statique synchrone de distribution	43
II .5.Compensateurs hybrides	44

II .5.1 Contrôleur universel de flux de puissance	45
II .6 Types de modélisation des dispositifs FACTS	45
II .6.1 Modélisation par injection de puissances équivalentes	45
II .6.2 Modélisation par création d'un nœud fictif	46
II .6.3 Modélisation par la modification de la matrice d'admittance du réseau	47
II .7.L'intérêt des D-STATCOM dans la présence d'un système photovoltaïque	47
II .7.1 Stabilisation de la tension	48
II .7.2. Amélioration du facteur de puissance	48
II .7.3. Réduction des fluctuations de puissance	48
II .8.Formulation du Problème	49
II .8.1Contrainte d'inégalité	51
II .8.2 Shark Smell Optimization	52
II .8.3 Pseudo-code de l'algorithme SSO	54
II .8.4 Résultats et discussion	54
II .9.Conclusion	61

Chapitre 3 : Modélisation du comportement dynamique d'une éolienne

III.1. Introduction	62
III.2 Historique de l'énergie éolienne	62
III.3 Types usuels des turbines éoliennes	64
III.4. Principe de fonctionnement	65
III.5. Constitution d'une éolienne	66
III.5.1. Le mât	66
III .5.2. La nacelle	66
III.5.3. Le rotor	66
III.6. Classement des éoliennes selon leur vitesse de rotation	66
III.6.1. Eolienne à vitesse fixe	67
III.6.2. Eolienne à vitesse variable	67
III.7 Modélisation d'une chaîne de conversion d'énergie	68
III.7.1 Modélisation de l'énergie cinétique du vent	68
III.7.2 Modélisation du multiplicateur	69
III.7.3 Modèle mathématique du system MADA	69
III.7.3.1 Expressions des puissances active et réactive	71
III.7.3.2 Mode de fonctionnement de la MADA	71

III.8 Système de contrôle de la puissance de la MADA	72
III.8.1 Effet de l'angle de calage des pales sur la production d'énergie	72
III.8.1.1 Contrôle de calage passif	73
III.8.1.2 Contrôle de calage actif	73
III.8.1.3 Contrôle par décrochage passif	73
III.8.1.4 Contrôle par décrochage actif	73
III.9 Etude expérimentale de l'influence de l'angle de calage sur le système éolien	75
III.10 Interprétation des résultats	78
III.10.1 Résultats du premier test	78
III.10.2 Résultats du deuxième test	80
III.10.3 Résultats du troisième test	82
III.11 Conclusion	84
 Chapitre 4 : Analyse technico-économique du système hybride	
IV.1 Introduction	86
IV.2 Système hybride	86
IV.3 Modélisation mathématique des composants	88
IV.3.1 Panneau photovoltaïque	88
IV.3.2 Modélisation du système éolienne	89
IV.3.3 Stockage d'énergie par batterie	89
IV.4 Analyse économique des paramètres d'optimisation	91
IV.5 Algorithme d'optimisation par essaim particulaire multi-objectif	92
IV.6 Module photovoltaïque choisi	94
IV.7 La turbine éolienne utiliser	95
IV.8 Résultat de la simulation de système hybride	95
IV.8 .1 Site d'étude	95
IV.8.2 Puissances demandée et produite	97
IV.8.3 Modélisation de stockage	101
IV.8.4 Analyse économique	102
IV.9 Conclusion	103
Conclusion générale	105
Références bibliographiques	108

Figure 1.1: Représentation bidirectionnelle des réseaux électriques actuels	5
Figure 1.2: Installation de la production décentralisée en micro réseau	11
Figure 1.3: Installation de la production centralisée en site isolé	12
Figure. 1.4 : Topologie du cas d'étude IDEA_CRISP_39noeuds	14
Figure 1.5 : Réponse du réseau avec 11,3 % de production décentralisée lors d'un défaut triphasé	14
Figure 1.6 : Réponse du réseau avec 11,3 % de production décentralisée lors d'une variation de charge	15
Figure 1.7 : Réponse du réseau avec 11,3 % de production décentralisé sous une variation de charge dépassant la réserve primaire	15
Figure 1.8: Source d'énergie dans un réseau de distribution sans GED	15
Figure 1.9 : Source d'énergie dans un réseau de distribution avec GED	16
Figure 1.10: Schéma équivalent simplifié d'une ligne	17
Figure 1.11: Modifications des puissances de court-circuit	18
Figure 1.12 : Qualité de l'énergie	20
Figure 1.13 : Gabarit de tension auquel doivent satisfaire les éoliennes connectées au réseau de répartition	21
Figure 1.14 : Réglage primaire de fréquence	21
Figure 1.15 : Détermination de la chute de tension dans une ligne en présence de PV	23
Figure 1.16 : Exemple de variation de tension sur des réseaux BT et HT en fonction de la présence de production photovoltaïque	23
Figure 1.17 : Modèle proposé pour les réseaux électrique du futur	25
Figure 2.1: Le principe de fonctionnement d'une cellule solaire	30
Figure 2.2: Cellule monocristalline	31
Figure 2.3: Cellule poly cristalline	31
Figure 2.4 : Cellule photovoltaïque à base de silicium amorphe	32
Figure 2.5 : Composantes d'un générateur photovoltaïque	33
Figure 2.6 : Influence de l'association des cellules en série	33
Figure 2.7 : Influence de l'association des cellules en parallèle	34
Figure 2.8: Caractéristique d'un assemblage série/parallèle de cellules PV identiques	34
Figure 2.9 : Caractéristique électrique d'une cellule photovoltaïque	35
Figure 2.10 : Schéma électrique unifilaire simplifié d'un TCSC	40
Figure 2.11: Schéma réactances commandées par thyristors (TSR)	41

Figure 2.12: Schéma de capacité commandée par thyristors (TSC)	41
Figure 2.13: Schéma électrique unifilaire simplifié d'un SVC	42
Figure 2.14: Fonctionnement du compensateur statique.	42
Figure 2.15: Structure de base d'un D-STATCOM couplé au réseau	43
Figure 2.16 : Le mode d'un D-STATCOM : (a) inductif, (b) capacitif.	44
Figure 2.17: Schéma de principe d'UPFC	45
Figure 2.18 : Branche d'un système radial	49
Figure 2.19 : Schéma du réseau 33 jeu de barre étudié	55
Figure 2.20 : Nouvelle configuration du réseau de distribution	56
Figure 2.21: Profile de tension	57
Figure 2.22 : Les pertes active totale	58
Figure 2.23: Les pertes réactives totales	58
Figure 2.24 : Cout des pertes des différents scénarios	59
Figure 2.25 : Cout d'investissement	59
Figure 3.1. La première turbine éolienne dans le monde	63
Figure3.2 : Eolienne volante	64
Figure 3.3 : Les deux principaux types d'éolienne : (a) axe horizontal, (b) axe vertical	64
Figure 3.4 : Chaîne de conversion de l'énergie éolienne avec couplage directe	65
Figure 3.5 : Chaîne de conversion de l'énergie éolienne avec couplage indirecte	65
Figure 3.6 : Eolienne à vitesse fixe basé sur une machine asynchrone à cage	67
Figure 3.7: Eolienne à vitesse variable basé sur machine asynchrone à double alimentation	68
Figure 3.8 : Circuit équivalent du MADA	70
Figure 3.9 : Différents modes de fonctionnement de la MADA	72
Figure 3.10 : Caractéristique de puissance d'une éolienne	74
Figure 3.11 : Schéma bloc du contrôleur d'angle de pale	74
Figure 3.12 : Schéma unifilaire de raccordement du MADA	75
Figure 3.13 : Installation expérimental de la MADA	76
Figure 3.14 : Modèle Simulink de l'étude expérimental	77

Figure 3.15 : Variation de la puissance mécanique en fonction de la vitesse du vent	77
Figure 3.16 : Profile du vent	78
Figure 3.17 : Angle de calage	79
Figure 3.18 : Réponse de la puissance mécanique de la MADA	79
Figure 3.19 : Réponse de la puissance active de la MADA	80
Figure 3.20 : Profile du vent	81
Figure 3.21 : Angle de calage	81
Figure 3.22 : Réponse de la puissance mécanique de la MADA	82
Figure 3.23 : Réponse de la puissance active de la MADA	82
Figure 3.24 : Profile du vent	83
Figure 3.25 : Angle de calage	83
Figure 3.26 : Réponse de la puissance mécanique de la MADA	84
Figure 3.27 : Réponse de la puissance active de la MADA	84
Figure 4.1: Système hybride connecté au réseau	87
Figure 4.2 : La stratégie de gestion de l'énergie	88
Figure 4.3: Schéma de principe du déplacement d'une particule	93
Figure 4.4 : Localisation de Sétif en Algérie	96
Figure 4.5 : Irradiation globale sur un plan horizontal an Algérie	96
Figure 4.6 : Variation annuelle de la vitesse du vent et du rayonnement solaire pour la zone d'étude	97
Figure 4.7 : Profile de charge mensuelle	97
Figure 4.8: Profile de charge journalière	98
Figure4.9 : Puissance produite par système photovoltaïque	98
Figure 4.10 : Puissance produite par système éolienne	99
Figure 4.11: Puissance produite par le système hybride	99
Figure 4.12: Schéma électrique simplifié d'une batterie	101
Figure 4.13 : Variation de la tension en mode de charge en fonction de l'état de charge	102

Tableau 1.1: Comparaison entre le réseau électrique traditionnel et intelligent	5
Tableau1.2 : Différents niveaux de tension	9
Tableau 1.3 : Normes IEEE 1547 et CSA No. 107.1-01 C22.2 en vigueur	25
Tableau 2.1 : Comparaison des différents types des cellules	32
Tableau 2.2: Les avantages et les inconvénients de l'énergie PV	36
Tableau 2.3: Indices de fiabilité	57
Tableau 2.4 : Comparative de la technique utilisée avec d'autres méthodes	60
Tableau 3.1 : Différent mode et régime de fonctionnement de la MADA	72
Tableau4.1 : Spécification technique et économique de module photovoltaïque	94
Tableau4.2 : Spécification technique et économique de l'éolienne	95
Tableau 4.3 : Tableau de commutation de système hybride	100
Tableau 4.4 : Spécification économique des composants de système	102
Tableau 4.5 : Spécification économique des composants de système	103

Acronymes

AC	Alternating Current
ALC	Annual Loss Cost
ALEA	Variation imprévue de charge ou de génération
AWT	Airborne Wind Turbine
BT	Basse Tension
BTA	Basse Tension A
BTB	Basse Tension B
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index
CENELEC	Comité Européen de Normalisation Électrotechnique
CEI	Commission Électrotechnique Internationale
Cp	Coefficient de Puissance
CRF	Capital Recovery Factor
CSA	Canadian Standards Association
DC	Direct Current
D-STATCOM	Distribution Static Synchronous Compensator
DFIG	Machine Asynchrone à Double Alimentation
DG1	Distributed Generation 1
DG2	Distributed Generation 2
DOD	Depth of Discharge
DR	Demand Response
DSM	Demand-Side Management
FACTS	Flexible AC Transmission Systems
FC	Fixed Capacitor
FD1	Indice de robustesse
FF	Facteur de Forme
FSWT	Fixed Speed Wind Turbine
GED	Générateur d'énergie Décentralisée
GSC	Grid Side Converter
HT	Haute Tension
HTA	Haute Tension A
HTB	Haute Tension B
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers

IGBT	Insulated-Gate Bipolar Transistor
IL	Interruptible Load
IPFC	Interline Power Flow Controller
LCOE	Levelized Cost of Energy
LPSP	Loss of Power Supply Probability
MADA	Machine Asynchrone à Double Alimentation
MPPT	Maximum Power Point Tracking
NASA	National Aeronautics and Space Administration
NF	Norme Française
NPC	Net Present Cost
O&M	Operation and Maintenance
PCC	Point of Common Coupling
PI	Proportionnel-Intégral
PR	Réserve Primaire
PSO	Particle Swarm Optimization
PV	Photovoltaïque
p.u.	per unit
RSC	Rotor Side Converter
RTE	Réseau de Transport d'Électricité
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SOC	State of Charge
SSO	Shark Smell Optimization
SVC	Static Var Compensator
TBT	Thyristor Controlled Series Capacitor
TCR	Thyristor Controlled Reactor
TCPAR	Thyristor Controlled Phase Angle Regulator
TCS	Thyristor Switched Capacitor
TSC	Thyristor Switched Capacitor
TSR	Thyristor Switched Reactor
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
UPFC	Unified Power Flow Controller
UTE	Union Technique de l'Électricité

VSC	Voltage Source Converter
VSI	Voltage Stability Index
VSWT	Variable Speed Wind Turbine

Symboles

α	Coefficient de friction du sol
α_k	Coefficient d'inertie
β	Angle de calage ($^\circ$)
β_{cmd}	Angle de calage commandé ($^\circ$)
β_k	Facteur de limitation de vitesse
$C_{ann,tot}$	Coût annualisé total du système (\$/an)
C_{em}	Couple électromagnétique (N·m)
C_g	Couple issu du multiplicateur (N·m)
C_p	Coefficient de puissance
C_r	Couple de frottement (N·m)
C_t	Couple mécanique de la turbine (N·m)
$E_{Bt,cap}$	Capacité nominale d'une batterie (Wh)
f_t	Coefficients de frottement de la turbine et
f_g	Coefficients de frottement de la génératrice
FD_1	Indice de robustesse
G	Rayonnement solaire (W/m ²)
G_{ref}	Rayonnement solaire de référence (1000 W/m ²)
H_1, H_2	Hauteurs de référence et du moyeu (m)
I_{kl}	Courant dans la branche k-l (A)
IL	Puissance de charge délestable (MW)
i	Taux d'actualisation annuel (réel)
i'	Taux d'intérêt nominal (annuel)
J	Moment d'inertie total ramené sur l'arbre (kg·m ²)
J_t	Moment d'inertie de la turbine (kg·m ²)
J_g	Moment d'inertie de la génératrice (kg·m ²)
K_i	Gain du régulateur PI
K_p	Gain du régulateur PI
K_{pc}	Coût incrémental des pertes de puissance (\$/kW)
K_T	Coefficient de température des panneaux PV ($^\circ$ C)

$k_{\max}$	Nombre maximum d'itérations
λ	Rapport de vitesse relative
λ_i	Vitesse spécifique réduite
L_m	Inductance magnétisante (H)
L_r	Inductance rotorique(H)
L_s	Inductance statorique (H)
M	Nombre total de points évalués lors de la recherche locale
N_{br}	Nombre total des branches
N_{bus}	Nombre total des nœuds
N_{BT}	Nombre des batteries
N_D	Nombre total des variables de décision
N_{pv}	Nombre des panneaux photovoltaïques
N_T	Nombre total de clients desservis
N_{wt}	Nombre des turbines éoliennes
N_P	Taille de la population
ω_m	Vitesse mécanique mesurée
$\omega_{m,ref}$	Vitesse mécanique de référence (rad/s)
ω_r	Pulsation rotorique (rad/s)
ω_s	Pulsation statorique (rad/s)
Ω_g	Vitesse mécanique de la génératrice (rad/s)
Ω_t	Vitesse mécanique de la turbine (rad/s)
P	Puissance active transitant dans la ligne(w)
Q	Puissance réactive transitant dans la ligne (VAr)
P_{BT_ch}	Puissance de charge de la batterie (W)
P_{BT_dc}	Puissance de décharge de la batterie (W)
P_{DG}	Puissance active injectée par la production décentralisée (W)
Q_{DG}	Puissance réactive injectée par la production décentralisée (VAr)
P_j	Puissance active au nœud j (W)
Q_j	Puissance réactive au nœud j (VAr)
P_{Loss}	Perte de puissance active totales (kW)
Q_{Loss}	Perte de puissance réactive totales (kVAr)
P_{pv}	Puissance de sortie d'un panneau PV (W)
P_{pvN}	Puissance nominale d'un panneau PV (W)

P_{rwt}	Puissance maximale de la turbine éolienne (W)
P_s	Puissance active statorique (W)
P_r	Puissance active rotorique (W)
P_{totpv}	Puissance totale produite par les panneaux PV (W)
P_{wt}	Puissance de sortie de la turbine éolienne (W)
p_{best_i}	Meilleure position individuelle
p_{gbest}	Meilleure position globale
PR	Réserve primaire de fréquence (MW)
Q_s	Puissance réactive statorique (VAr)
Q_r	Puissance réactive rotorique (VAr)
R	Rayon des pales (m)
R_{kl}	Résistance de la branche k-l (Ω)
R_r	Résistance rotorique (Ω)
R_s	Résistance statorique (Ω)
r, x	Résistance et réactance de la ligne (Ω)
r_1, r_2	Nombres aléatoires
R_1, R_2, R_3	Variables aléatoires
ρ	Masse volumique de l'air (kg/m^3)
σ_{BT}	Taux d'autodécharge horaire de la batterie
T	Durée annuelle totale (heures)
T_{amb}	Température ambiante ($^{\circ}C$)
T_c	Température de cellule ($^{\circ}C$)
T_{ref}	Température de référence ($25^{\circ}C$)
τ	Constante de temps de l'actionneur (s)
U_i	Durée annuelle des interruptions des clients interrompus
VD	Déviation de tension
V_j	Tension au nœud j (V)
V_{ref}	Tension de référence (1.0 p.u.)
VSI_j	Indice de stabilité de tension au nœud j
V_{ci}	Vitesse de démarrage (m/s)
V_r	Vitesse nominale (m/s)
V_{co}	Vitesse de coupure du vent (m/s)
v_i	Vitesse de la particule i
v	Vitesse du vent (m/s)

w	Facteur d'inertie
X	Vecteur position
x_i	Position de la particule i
Y	Nouvelle position dans l'algorithme SSO
Z	Mouvement rotationnel dans l'algorithme SSO
Δt_k	Le pas des temps
ΔV	Chute de tension (V)
η_{BT_ch}	Rendement de charge de la batterie
η_{BT_dc}	Rendement de décharge de la batterie
η_{inv}	Rendement de l'onduleur
η_{rect}	Rendement de redresseur
η_{wt}	Rendement de la turbine éolienne

INTRODUCTION GENERALE

Les technologies de production d'électricité à base des énergies propres connaissent un développement considérable durant ces dernières années dans le monde entier. Ce développement est lié à un fort engouement pour les énergies renouvelables dans un contexte mondial de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Il est la conséquence de politiques volontaristes mises en place par les pouvoirs publics dans de nombreux pays dès la fin des années 90. Le déploiement à grande échelle de ces technologies a conduit, ces dernières années, à des baisses substantielles de coût de production et à des progrès remarquables sur le plan des performances en raison d'efforts de recherche très importants en forte synergie avec l'industrie. Cette situation augure de belles perspectives pour l'avenir de ces filières à moyen et long terme [1, 2].

L'utilisation intensive des sources fossiles engendre deux problématiques fondamentales d'une part l'épuisement des ressources finies et d'autre part, des conséquences environnementales liées à l'émission de gaz à effet de serre, et à la pollution atmosphérique. Selon l'Agence internationale de l'énergie. La combustion des énergies fossiles demeure la principale cause du dérèglement climatique, représentant plus de 70% des émissions CO₂ en 2022 [3, 4].

Face à ces défis, les recours aux énergies renouvelables d'avère essentiel pour garantir une fourniture d'électricité durable et économiquement accessible. Elles proviennent des ressources naturelles inépuisables et permettent de réduire considérablement l'empreinte carbone [5].

Selon l'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA) (2021), la capacité mondiale en énergie renouvelable a augmenté de plus de 10 % en 2020, et ce malgré les perturbations économiques causées par la pandémie de COVID-19, ce qui souligne la résilience et la priorité accordée aux énergies renouvelables dans les politiques énergétiques mondiales [6].

D'ici 2050, tout système énergétique durable reposera sur une installation optimisée des sources traditionnelles, associer à un recours à la source d'électricité propre. Ce mode de production offre une meilleure sécurité d'approvisionnement pour les consommateurs tout en respectant l'environnement. Néanmoins l'aspect imprévisible de ces sources exige de définir des critères de dimensionnement et d'exploitation afin d'optimiser leur utilisation [7]. On devra donc faire face à la multiplication de points d'injection de puissance, sur le réseau de distribution essentiellement, mais également sur le réseau de transport pour certaines grosses unités éoliennes ou centrales solaires. Ces injections de caractéristiques très différentes vont avoir un impact sur les réseaux à plusieurs niveaux. Ce concept ne peut se développer que si la production décentralisée est dispatchée, malgré l'intermittence des sources. Elle peut alors contribuer aux

services systèmes, c'est-à-dire aux réglages tension et fréquence, au même titre que les centrales classiques.

De plus, l'introduction des énergies renouvelables dans le réseau électrique peut poser des problèmes de stabilité lorsque leur emplacement n'est pas optimisé, car un emplacement inadéquat provoque une mauvaise répartition des flux de puissance, qui entraîne des conséquences technico-économique néfaste tels que : pertes de puissance accrues, rendement énergétique faible et surcout infrastructurels [8]. Au niveau de la distribution, les enjeux sont les suivants :

- ✓ A court terme, faire en sorte que les réseaux fonctionnent correctement en présence d'une production décentralisée ;
- ✓ A moyen et long terme, remodeler l'architecture des réseaux de distribution, les systèmes de protection et de commande pour « intégrer » la production décentralisée et en faire un élément actif de la sécurité et de la qualité de l'énergie. C'est le concept de réseau intelligent flexible, reconfigurable intégrant au mieux les énergies locales tout en garantissant, à minima les niveaux de qualité et de continuité de fourniture.

Les systèmes électriques industriels ou embarqués demandent de plus en plus de flexibilité, de disponibilité et de sécurité dans leur fonctionnement. Il est donc nécessaire de disposer d'outils capables d'une part d'étudier finement les différents constituants et leur comportement et d'autre part d'assurer un haut niveau de sécurité de ces équipements en fonctionnement.

La sûreté de fonctionnement et plus particulièrement la sécurité fonctionnelle doivent être considérées de manière précoce dans un cycle de conception. Assurer la sécurité fonctionnelle, c'est ramener le risque à un niveau acceptable. La caractérisation de la sûreté de fonctionnement a pour objectif de fournir des indicateurs de performance (fiabilité, disponibilité, maintenabilité...) d'un système vis-à-vis de sa tenue aux défaillances dont il serait potentiellement l'objet des opérations de maintenance sur la base des risques et des coûts opérationnels du système. Elle peut faire appel à des modèles fins, souvent multi-physiques, des composants ou des constituants et sur les mécanismes de dégradations. Concernant le vecteur électricité et les systèmes de conversion d'énergie électrique la problématique de la sûreté adresse tous les niveaux de la chaîne de conversion: du composant ou constituant au système - fixe ou embarqué, de la production à l'utilisation en passant par le transport. La complexité est, selon les cas, générée par la multiplicité des phénomènes et composants et/ou la taille, dans tous les cas par les interactions.

Le présent travail est consacré à l'étude technique et économique de l'intégration des énergies renouvelables intermittentes.

L'organisation de cette étude comprend quatre chapitres principaux, suivis d'une conclusion générale

Dans le premier chapitre, nous abordons l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau électrique, en présentant les principales sources telles que le solaire et éolienne, ainsi que les défis liés à leur intégration.

Le deuxième chapitre est consacré à la reconfiguration du réseau de distribution IEEE-33 jeux de barre qui consiste à modifier dynamiquement la topologie des lignes. Il aborde également l'optimisation de l'emplacement et du dimensionnement des panneaux photovoltaïques (PV) et des dispositifs FACTs, en utilisant la méthode de Shark Smell optimization. Nous présentons le D-STATCOM comme équipement FACTs. Cette approche vise à minimiser les pertes actives, à améliorer la stabilité et optimiser le profil de puissance réactive, tout en augmentant la flexibilité et la fiabilité de l'ensemble de système.

Le chapitre trois est réservé à la modélisation du système éolienne. Il présente les équations de base qui décrivent la transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, puis en énergie électrique. En tenant compte de l'effet de l'angle de calage des pales pour régler la puissance. Ce réglage permet de moduler la surface exposée au vent, de maintenir la production dans sa plage optimale, et limité les efforts mécaniques sur le rotor et préservé la génératrice lors de la vitesse de vent fort, ce paramètre offre une analyse précise.

Le quatrième chapitre repose à dimensionner et d'optimiser un système hybride photovoltaïque/éolienne connecté au réseau dans la localité de Sétif. En prenant en compte des contraintes techniques, économiques et environnemental propre au site. L'étude commence par l'analyse des ressources locales « ensoleillement et régime de vent ». Une méthode d'optimisation basée sur l'algorithme des essais par particules (PSO) permet de calculer le nombre optimal des panneaux solaire, des éoliennes et des batteries. Cette approche hybride vise améliorer la fiabilité du système tout en réduisant le cout d'électricité, la probabilité des pertes de puissance et le coût net de l'installation.

Enfin, le manuscrit est couronné par une conclusion générale et quelques perspectives de recherche ouvertes par ce travail de thèse.

CHAPITRE I

IMPACT DE L'INTEGRATION DES ENERGIES RENOUVELABLES DANS LE RESEAU ELECTRIQUE

I.1 Introduction

L'intégration des sources d'énergies renouvelables dans les réseaux électriques présente un intérêt indéniable pour garantir une alimentation en énergie fiable, durable et de qualité. Ce processus s'inscrit dans le cadre de la transition énergétique mondiale, visant à réduire la dépendance aux combustibles fossiles et à limiter les émissions de gaz à effet de serre.

Cependant, les réseaux de distribution actuels n'ont pas été initialement conçus pour accueillir une production décentralisée. Leur configuration historique, fondée sur un flux d'énergie unidirectionnel, allant des grandes centrales de production vers les consommateurs. Elle se trouve aujourd'hui profondément modifiée par l'insertion croissante de générateurs décentralisés tels que les panneaux photovoltaïques et les éoliennes. Les difficultés rencontrées dépendent en grande partie du taux de pénétration de ces sources dans le réseau.

Face à ces défis, les systèmes d'énergie hybrides combinant plusieurs sources renouvelables (éolienne, solaire, hydraulique, etc.) apparaissent comme une solution prometteuse. Ils permettent de répondre efficacement à des besoins énergétiques variés, allant du simple éclairage à l'électrification de villages ou de petites agglomérations. L'utilisation simultanée de plusieurs sources vise à améliorer la fiabilité de l'approvisionnement, à réduire les coûts de production et à minimiser l'impact environnemental.

L'objectif principal d'un système d'énergie hybride est donc d'assurer la continuité de l'alimentation électrique tout en optimisant la contribution des énergies renouvelables, malgré leur caractère intermittent et fluctuant [9].

I.2 Structure d'un réseau électrique moderne ou intelligent

Un réseau électrique intelligent est un réseau électrique capable d'intégrer au meilleur coût des comportements et les actions de tous les utilisateurs qui y sont reliés : producteurs, consommateurs ainsi que ceux qui sont les deux à la fois. L'objectif est d'assurer au système électrique d'être durable et rentable, avec des pertes faibles et avec des niveaux élevés de sécurité, de fiabilité et de qualité de fourniture.

Le réseau électrique intelligent intègre et interconnecte à cette fin des technologies (produits et services) et outils innovants sur l'ensemble de sa chaîne énergétique, depuis la production d'énergie jusqu'aux équipements du consommateur. Cette intégration est réalisée grâce à l'utilisation de capteurs et d'équipements numériques de protection, de mesure et de communication en interface avec les centres de contrôle et de pilotage.

Le réseau électrique intelligent offre à tous les consommateurs, la possibilité d'obtenir des informations précises sur leurs usages électriques. Cela permet au consommateur de mieux connaître et piloter son propre consommation, son éventuelle autoproduction et d'améliorer son efficacité énergétique en liaison avec le réseau et ses opérateurs.

La figure (1.1) présente quelques changements significatifs dans la structure actuelle du réseau électrique par rapport à celle classique. Les réseaux électriques actuels ou réseaux intelligents permettent le transfert de l'énergie dans les deux sens, afin de donner l'occasion d'intégration à d'autres sources parmi lesquelles les sources d'énergies de type renouvelable.

Aussi les réseaux intelligents permettent l'insertion des nouvelles formes disponibles dans la vie quotidienne comme les véhicules électriques [10 - 12].

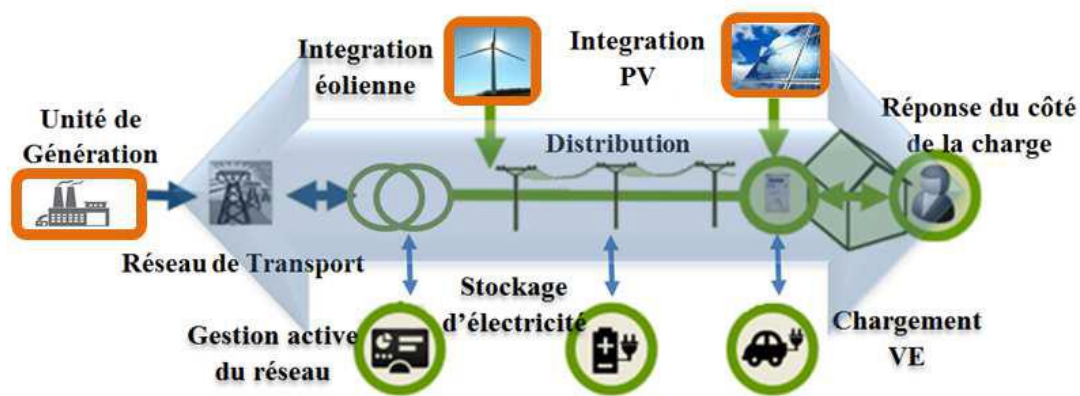


Figure 1.1: Représentation bidirectionnelle des réseaux électriques actuels [10]

Les principales différences entre un réseau électrique intelligent et un réseau électrique classique sont présentées dans le tableau (1.1).

Tableau 1.1: Comparison entre le réseau électrique traditionnel et intelligent [10]

Réseau traditionnel	Réseau électrique intelligent
Electromécanique, état solide	Digitale/Microprocesseur
Une seule direction et communication localisée.	Bidirectionnel, réseau de communication étendue.
Génération centralisée.	Adopte une génération distribuée et mixte (décentralisée).
Protection, surveillance et contrôle limités.	WAMPAC, protection adaptative plus fiable.
Surveillance manuelle et localisée.	Surveillance autonome, et à distance (utilisation du système SCADA)
Restauration manuelle lente.	Automatique, et Self Healing
Vérification manuelle des équipements.	Surveillance des équipements à distance.
Systèmes de contrôle des défauts limités (quelques détecteurs).	Pénétration des systèmes de contrôle de défauts (détections à grande échelle du réseau électrique)
Fiabilité estimée.	Fiabilité prédictive du réseau, plus efficacement Améliorée
Besoin en réserve très limité	Permet la réponse de la charge (DR), et la Gestion du cote charge DSM.

I.3 Problématique générale d'intégration des sources d'énergie renouvelable

L'intégration des sources d'énergie renouvelable dans les réseaux électriques constitue aujourd'hui un enjeu majeur pour le développement énergétique durable. Cependant, cette intégration ne peut se faire sans tenir compte des contraintes inhérentes à l'exploitation et à la stabilité des réseaux existants. En effet, les réseaux électriques traditionnels ont été historiquement conçus pour une production centralisée et contrôlable, alors que les sources renouvelables, telles que l'énergie solaire et l'énergie éolienne, se distinguent par leur caractère intermittents et aléatoire. Cette différence de nature engendre une série de problématiques techniques, économiques et opérationnelles qui nécessitent des études approfondies et des solutions adaptées. Parmi les principaux défis liés à l'intégration des énergies renouvelables, on peut citer [13] :

- L'impact des différents défauts électriques ;
- Le coût d'investissement et l'optimisation de la puissance produite ;
- Le réglage et la coordination des dispositifs de protection des réseaux de distribution ;
- Le dimensionnement adéquat des postes et transformateurs ;
- Le maintien de la tension et la correction du facteur de puissance ;
- La réduction des harmoniques et l'amélioration de la qualité de l'énergie ;
- La stabilité dynamique du réseau de transport.

L'ensemble de ces aspects conditionne la réussite de l'intégration massive des énergies renouvelables et constitue le cadre général de la présente étude.

I.3.1 Problématique des différents défauts électriques

L'un des premiers défis techniques réside dans la gestion des défauts susceptibles d'affecter les réseaux électriques. Ces défauts peuvent être d'origine diverse : court-circuit sur les lignes en courant alternatif (AC) ou continu (DC), pannes de capteurs, défaillances de convertisseurs, ou encore dysfonctionnements d'onduleurs. Ces incidents peuvent entraîner des interruptions prolongées de service et compromettre la stabilité du réseau.

En outre, la présence de tels défauts provoque souvent une dégradation de la qualité de l'énergie électrique fournie, se traduisant par des variations de tension, des déséquilibres de phase et des harmoniques. Afin d'assurer un transport d'énergie fiable, continu et efficace, il devient indispensable d'élaborer des stratégies de commande avancées, capables d'atténuer les effets de ces perturbations et de restaurer rapidement l'état normal du système.

I.3.2 Problématique économique et optimisation du rendement

Sur le plan économique, l'intégration des sources d'énergie renouvelable demeure marquée par un coût d'investissement relativement élevé, notamment pour les installations de grande puissance. À

titre d'exemple, le coût d'une éolienne offshore peut dépasser de 30 à 50 % celui d'une éolienne terrestre, en raison des contraintes liées à l'environnement marin, à la maintenance et à la connexion au réseau.

-De plus, la production éolienne, bien que plus stable en mer, reste soumise à la variabilité du vent. De la même manière, la production photovoltaïque diminue considérablement en hiver, du fait du faible ensoleillement et de la courte durée du jour.

Face à ces contraintes, la recherche scientifique s'oriente vers l'optimisation du rendement énergétique à travers le développement de techniques de suivi du point de puissance maximale (MPPT). Ces méthodes visent à exploiter au mieux le potentiel disponible, tout en garantissant une conception simple, robuste et économiquement viable des systèmes de conversion.

I.3.3 Problématique du réglage et de la coordination des protections

Les dispositifs de protection jouent un rôle essentiel dans la sûreté et la fiabilité des réseaux électriques. Leur fonction principale consiste à isoler la partie défectueuse du réseau en cas d'anomalie, tout en préservant la continuité d'alimentation des autres sections. Cependant, l'introduction de sources d'énergie décentralisées, telles que les générateurs photovoltaïques et éoliens, complexifie considérablement la coordination des protections.

- En effet, la connexion de ces générateurs modifie les régimes de courant de court-circuit et influe sur la sensibilité et la sélectivité des disjoncteurs. Une mauvaise coordination peut entraîner soit un déclenchement intempestif, soit au contraire un retard dans la détection des défauts. Pour pallier ces difficultés, plusieurs solutions techniques sont envisagées, notamment l'utilisation de protections directionnelles, capables d'identifier le sens du courant de défaut, et le recours à des limiteurs de courant supraconducteurs, qui permettent de concilier puissance élevée et sécurité accrue des installations [14].

I.3.4 Problématique du courant de court-circuit et de l'îlotage

La présence d'un générateur décentralisé sans convertisseur électronique peut accroître la contribution en courant de court-circuit, atteignant parfois cinq à sept fois le courant nominal de la machine. En revanche, lorsque le générateur est associé à un convertisseur, cette contribution devient plus faible, ce qui peut nuire à la détection rapide des défauts.

-Ce phénomène pose un problème particulier dans le cas du fonctionnement en îlotage, où la portion du réseau continue de fonctionner isolément du réseau principal. Dans ce cas, l'absence de déclenchement du départ défectueux peut engendrer des risques pour la sécurité du personnel et des équipements.

L'intégration de limiteurs de courant supraconducteurs représente une solution technologique

prometteuse. Ces dispositifs permettent de maintenir un courant de court-circuit limité, tout en garantissant la stabilité du système et la protection des composants électroniques [15].

I.3.5 Problématique de la sélectivité et de la localisation des défauts

L'installation de générateurs décentralisés à différents niveaux du réseau perturbe la sélectivité des protections classiques. Deux cas typiques peuvent être distingués :

- **Source connectée à proximité du poste de transformation :**

Un court-circuit sur un départ relié au même poste peut provoquer le déclenchement d'un départ sain, perturbant la continuité de service. Dans ce cas, l'emploi de protections directionnelles est recommandé pour éviter les déclenchements indésirables.

- **Source connectée à l'extrémité ou au milieu d'un départ :**

Lorsqu'un défaut survient en aval, il est alimenté à la fois par la source locale et par le réseau amont, réduisant ainsi le courant mesuré par le disjoncteur principal. Ce dernier peut alors ne pas se déclencher ou réagir trop lentement, entraînant des risques d'endommagement d'équipements. Des solutions basées sur des relais adaptatifs et des systèmes de détection intelligents sont à l'étude afin d'améliorer la coordination et la réactivité du système de protection [16].

I.3.6 Problématique liée aux différents types de génération

Dans la perspective d'électrifier de nouvelles zones isolées, notamment dans les pays en voie de développement, ou d'offrir des alternatives durables dans les pays industrialisés, plusieurs configurations de production peuvent être envisagées [17] :

- ✓ **Génération distribuée dans les réseaux interconnectés** : caractérisés par une production de grande échelle et un transport sur de longues distances ;
- ✓ **Génération distribuée en micro-réseau**, favorisant une production locale à proximité des consommateurs (micro-réseaux, mini-réseaux, etc.) ;
- ✓ **Les systèmes hybrides autonomes**, combinant plusieurs sources d'énergie renouvelable (solaire, éolien, batteries,), afin d'assurer une alimentation continue et stable.

Chacune de ces configurations présente des défis particuliers en matière de stabilité, de qualité de l'énergie, de planification et de gestion économique. L'essor des systèmes hybrides, notamment, nécessite une approche globale intégrant les aspects techniques, économiques et environnementaux, afin d'assurer une transition énergétique efficace et durable.

1.3.6.1 Génération distribuée dans les réseaux interconnectés

Le modèle d'électrification classiquement utilisé dans les pays industrialisés consiste à développer des réseaux électriques à grande échelle, alimentés par des centrales de forte puissance, en général thermiques ou nucléaires. Ces réseaux sont subdivisés comme suit : la production, le transport et la distribution. Les normes UTE C 18-510 et NF C 15-100 établissent la classification du tableau (1.2) pour les tensions alternatives.

Tableau1.2 : Différents niveaux de tension

Domaine de tension	Tension alternatif
TBT	$U \leq 50 \text{ V}$
BTA	$50 < U \leq 500 \text{ V}$
BTB	$500 < U \leq 1000 \text{ V}$
HTA	$1000 < U \leq 50 \text{ kV}$
HTB	$U > 50 \text{ kV}$

- Afin d'intégrer des sources d'énergie renouvelables à ce réseau, il est maintenant possible pour un particulier de posséder sa propre source d'électricité, souvent solaire ou éolienne, à raccorder à celui-ci ; on parle alors de génération distribuée. Outre l'économie financière pour le consommateur une fois l'installation rentabilisée, cette solution a pour avantage de permettre de sous-dimensionner le raccordement au réseau, car il ne faut alors plus lui apporter sa demande, mais lui fournir le déficit, ou l'excédent entre demande et production locale [18]. Une autre solution est de constituer des fermes photovoltaïques ou éoliennes, et des centrales hydrauliques, à raccorder au réseau afin de remplacer les centrales classiques.

- Cependant, l'intégration des énergies renouvelables présente plusieurs limitations significatives. Sur le plan économique, leur coût de production reste peu compétitif par rapport aux sources d'énergie conventionnelles à l'échelle industrielle. Techniquement, l'intermittence inhérente au solaire et à l'éolien constitue un défi majeur. Bien que le couplage avec des unités de stockage puisse atténuer cette variabilité, cette solution aggrave les contraintes de rentabilité. Or les variations brutales de puissance injectée sur le réseau particulièrement critique à l'échelle d'une centrale provoquent des perturbations systémiques [19] :

- Des fluctuations de fréquence et de tension pouvant excéder les normes établies ;
- Génération d'harmoniques dégradant la qualité du signal et sollicitation accélérée des composants électriques.

En cas d'instabilité, la déconnexion automatique des sources renouvelables, bien que protectrice pour l'infrastructure, réduit la puissance disponible pour les consommateurs.

La génération distribuée dans les réseaux interconnectés représente une avancée significative vers la transition énergétique, mais se heurte à des limites économiques, techniques et démographiques. Dans les cas où le raccordement au réseau principal s'avère impossible ou non viable, des solutions alternatives non connectées deviennent nécessaire, malgré leurs coûts plus élevés.

1.3.6.2 Génération distribuée en micro-réseau

La génération distribuée en micro réseau constitué une solution optimale pour l'électrification des communautés isolées, telles que les villages situés dans des zones faiblement peuplées ou difficiles d'accès. Ce système crée un réseau électrique local autonome, reproduisant à petite échelle le principe des grands réseaux interconnectés, mais avec une indépendance totale vis-à-vis du réseau principal.

La conception d'un micro réseau intègre nécessairement des sources d'énergies renouvelables adaptées aux ressources locales :

- Exploitation optimale du potentiel solaire, éolien ou hydraulique ;
- Implantation stratégique pour minimiser les pertes en lignes ;
- Dimensionnement respectant les contraintes topographiques.

L'efficacité énergétique est en effet cruciale dans ce type de système pour assurer la rentabilité économique [20]. La gestion de l'intermittence des énergies renouvelables présente un défi majeur [21], nécessitant des systèmes de stockage pour lisser la production et des sources d'appoint peuvent être utilisées en complément des sources intermittentes, ainsi des stratégies de pilotage de la demande pour optimiser l'équilibre production-consommation [22].

Les micros-réseaux sont particulièrement adaptés pour des puissances de l'ordre de quelques kilowatts à quelques centaines de kilowatts (Figure 1.2). Au-delà de cette gamme de puissance, la zone est assez grande pour avoir son propre réseau à grande échelle, comme par exemple dans le cas d'une grande île. La mise en œuvre et l'entretien du réseau nécessite toutefois, par sa taille et sa structure complexe, un soutien des institutions gouvernementales et une gestion par du personnel compétent [23].

Les principales étapes du fonctionnement d'un micro-réseau incluent :

- Ⓢ Production d'énergie : Les sources d'énergie, telles que les systèmes d'énergie renouvelable ;
- Ⓢ Gestion intelligente : Des technologies avancées pour le control de la demande, la production et le stockage en temps réel;
- Ⓢ Distribution de l'énergie : Un système de distribution interne achemine l'électricité produite vers les consommateurs locaux ;

- Stockage d'énergie : L'énergie produite en excès est stockée dans des batteries pour une utilisation ultérieure lorsque la production est faible.

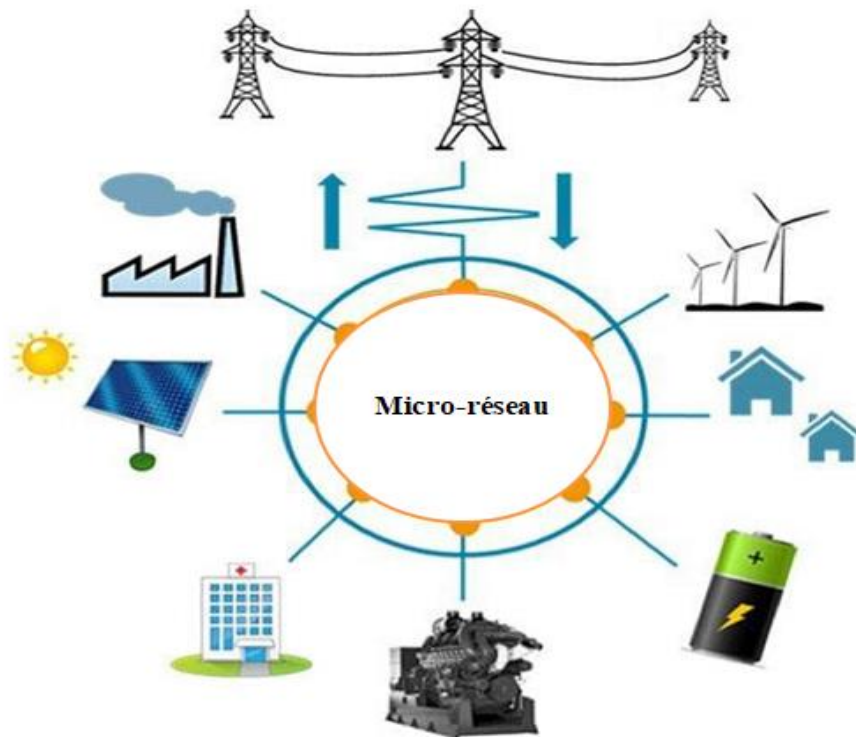


Figure 1.2: Installation de la production décentralisée en micro réseau

I.3.6.3 Génération en site isolé

Lorsque l'électrification par raccordement au réseau ou par micro-réseau n'est pas économiquement viable, notamment dans les zones très faiblement peuplées, la génération en site isolé (Figure 1.3) ou autonomie énergétique, constitue la troisième solution. Cette approche permet d'alimenter des structures de petite taille telle qu'un phare, des stations météorologiques, une habitation unique, sans dépendre d'une infrastructure centralisée ou d'un approvisionnement externe régulier. La problématique centrale des systèmes isolés est de garantir une autonomie énergétique complète malgré la variabilité intrinsèque des ressources renouvelables. Le dimensionnement du système doit répondre à plusieurs impératifs contradictoires : Satisfaire la demande, tout en restant simple à installer et à entretenir par des non-spécialistes [24].

Les sources d'énergie les plus adaptées sont modulaires, robustes et nécessitant peu de maintenance [25].

- Panneaux photovoltaïques ;
- Petites éoliennes ;
- Miro-hydroliennes.

La nature intermittente des énergies renouvelable et l'absence d'interconnexion imposent l'intégration obligatoire de système de stockage d'énergie. Les batteries jouent un rôle crucial en servant d'interface tampon entre la production variable et la consommation discontinue.



Figure 1.3: Installation de la production centralisée en site isolé.

Contrairement aux réseaux interconnectés, les réseaux isolés offre une flexibilité architecturale notable. Il devient possible d'envisager des configurations en courant continu (DC) à basse tension, présent plusieurs avantage telles que la suppression des pertes de conversion DC/AC.

I.4 Taux limite d'insertion de la production décentralisée

Le critère déterministe proposé pour limiter l'insertion de la production décentralisée est basé sur l'indice de robustesse FD_1 [26] :

$$FD_1 = \frac{[PR+IL]}{[ALEA+DG_1+DG_2]} \quad (1.1)$$

FD_1 évalue la capacité dynamique du réseau à maintenir la fréquence lors de déséquilibres de la puissance active. Il compare la puissance des ressources de stabilisation disponible (réserve primaire et charge de délestable) aux aléas potentiels (pertes de charge ou de génération) et à la puissance des productions décentralisées susceptibles de se déconnecter.

Avec :

- PR(MW) : Réserve primaire mobilisable en quelques secondes.
- IL(MW) : Puissance de charge délestable automatiquement au-dessus de 48.5 Hz.
- ALEA(MW) : Variation imprévue de charge ou de génération (perte d'une ligne ou d'un groupe de production) à l'exclusion des puissances DG_1 et DG_2 .

- DG_1 (MW) : Production décentralisée équipée de protection de découplage instantanées (en tension ou en fréquence).
- DG_2 : Production décentralisée équipée de protection de découplage temporisé à 49.5Hz.

Une valeur de FD_1 autour de 1 serait indicative d'un bon équilibre entre les événements pouvant dévier la fréquence et les réserves instantanées et actions de secours dont le système dispose [27].

Une pénétration élevée de la production décentralisée expose le réseau à des variations de puissance brutales et importantes, potentiellement supérieures à la perte de la plus grande centrale du pays. Ces aléas, dus principalement aux conditions météorologiques comme l'arrêt d'éoliennes, ou à des défauts des réseaux, peuvent remettre en cause les critères classiques de sécurité. Dans un système interconnecté, ces perturbations se propagent et peuvent, en cas de combinaison d'événements conduire à un black-out (Figures 1.4-1.6) [28].

Pour limiter les effets de l'insertion de production décentralisée et accroître la robustesse du système (ce qui se traduit par une augmentation de FD_1) il existe différentes solutions :

- ✚ **Interdire le délestage de charges consécutif à un simple court-circuit** : Un défaut franc ne doit pas déclencher le plan de défense ultime (délestage à 49 Hz). La perte de production décentralisée due à une chute de tension ne doit pas nécessiter un délestage de charges, qui laisserait le système vulnérable à un incident subséquent. La limite d'insertion de la production décentralisée à protection instantanée (DG_1) devrait donc être inférieure à la réserve primaire.
- ✚ **Gérer l'impact des variations de charge** : Si l'amplitude des variations de charge reste inférieure à la réserve primaire disponible, le système peut les absorber sans atteindre le seuil de délestage 49 Hz.

L'exemple ci-dessous présente un court-circuit dans le transport de 150 ms triphasé ligne BUS4-BUS3 : un court-circuit dans le système électrique est à l'origine de la perte de toute la production décentralisée à cause d'une chute de la tension. Cette perte amène au délestage de charges à 49 Hz nécessaire pour surpasser l'incident.

Les variations de charges ont aussi un effet important sur la courbe de la fréquence. Si les variations de charge sont inférieures à la réserve primaire (731 MW dans le cas d'étude IDEA_CRISP_39 noeuds) l'échelon de délestage de charges à 49 Hz n'est pas atteint.

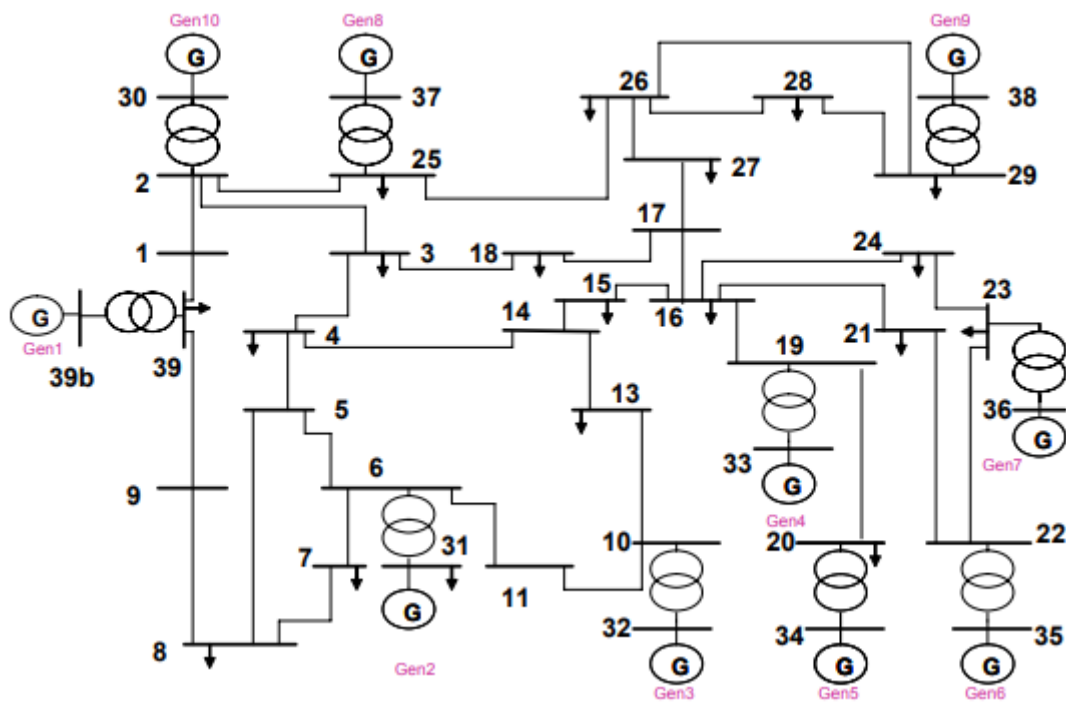


Figure. 1.4 : Topologie du cas d'étude IDEA_CRISP_39noeuds

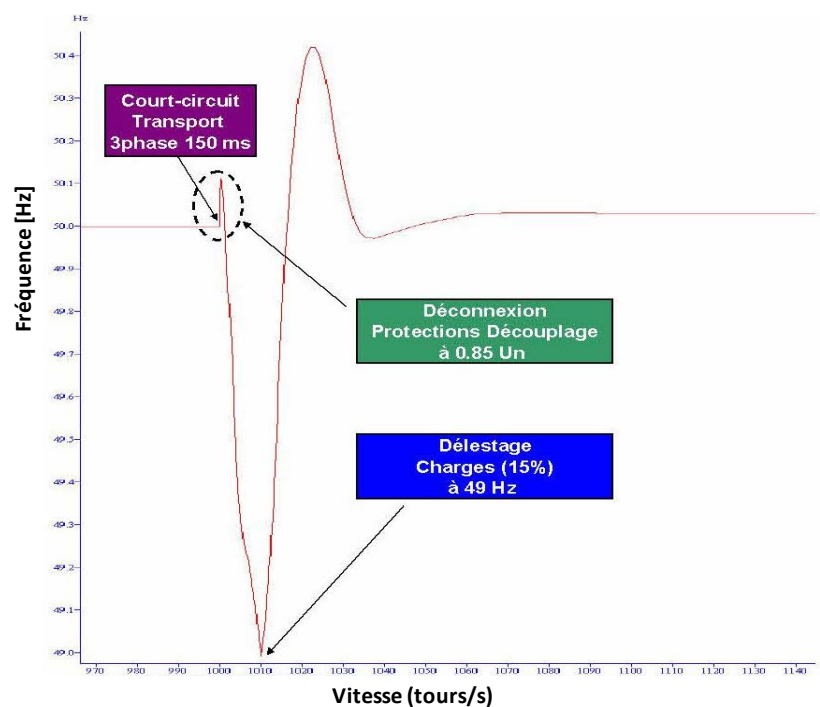


Figure 1.5: Réponse dynamique du cas d'étude (avec 11,3% de production décentralisée) face à un court-circuit triphasé de 150 ms dans le système de transport [28].

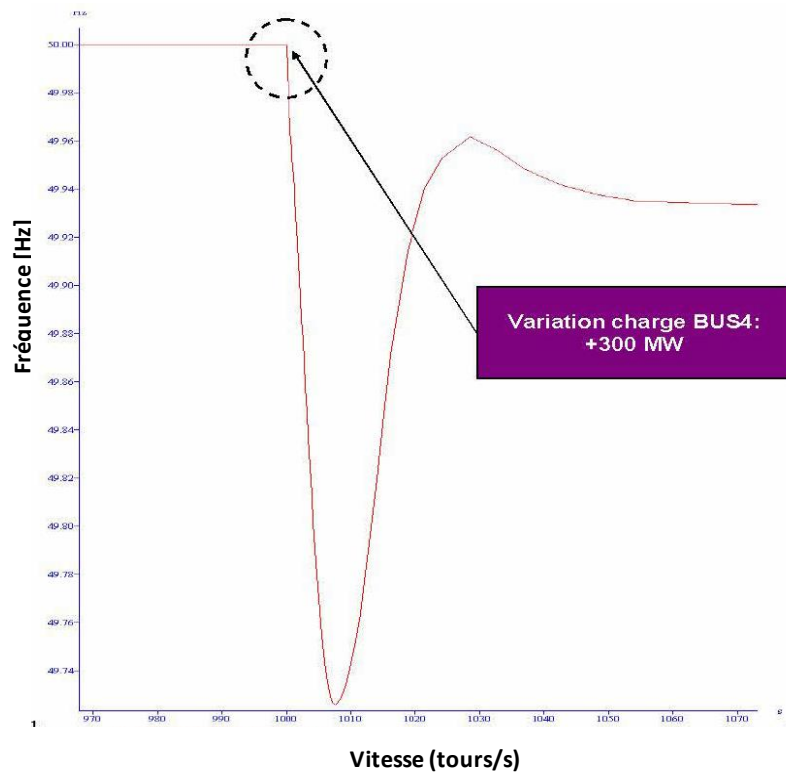


Figure 1.6: Réponse dynamique du cas d'étude (avec 11,3% de production décentralisée) face à une variation de charge inférieure à la réserve primaire [28].

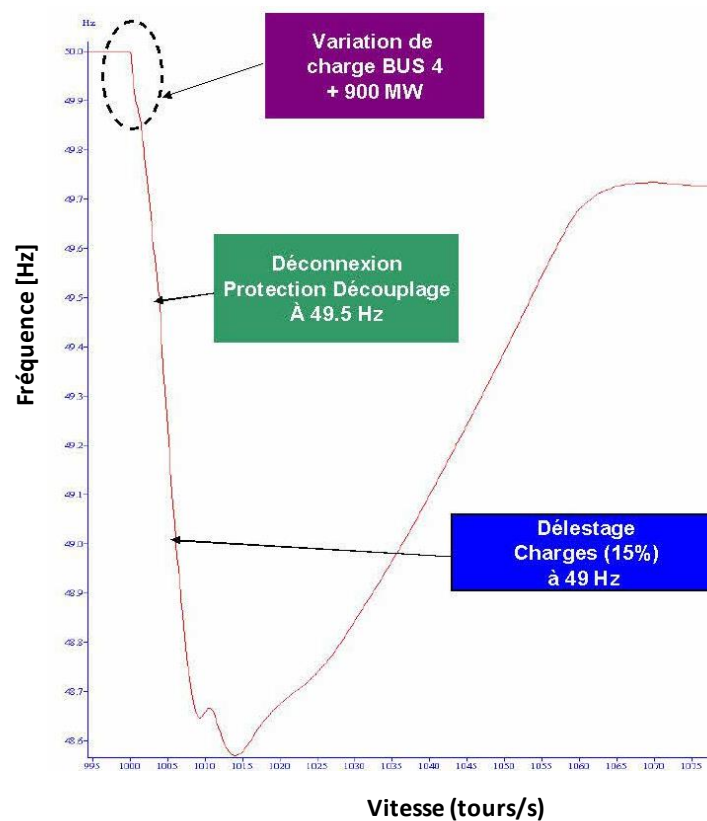


Figure1.7: Réponse dynamique du cas d'étude (avec 11,3 % de production décentralisée) face à une variation de charge supérieure à la réserve primaire [28].

I.5 Impact d'insertion de la production décentralisée

Une forte insertion de production décentralisée à énergies renouvelables comme l'éolien dans le réseau peut faire apparaître sur les réseaux deux types de phénomène (Figures 1.7 - 1.8) :

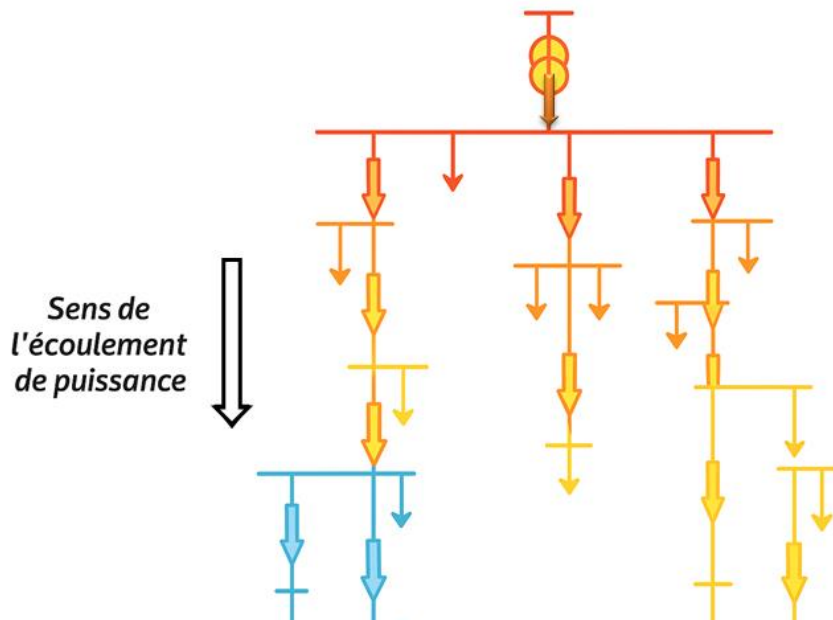


Figure 1.8: Source d'énergie dans un réseau de distribution sans DG [29].

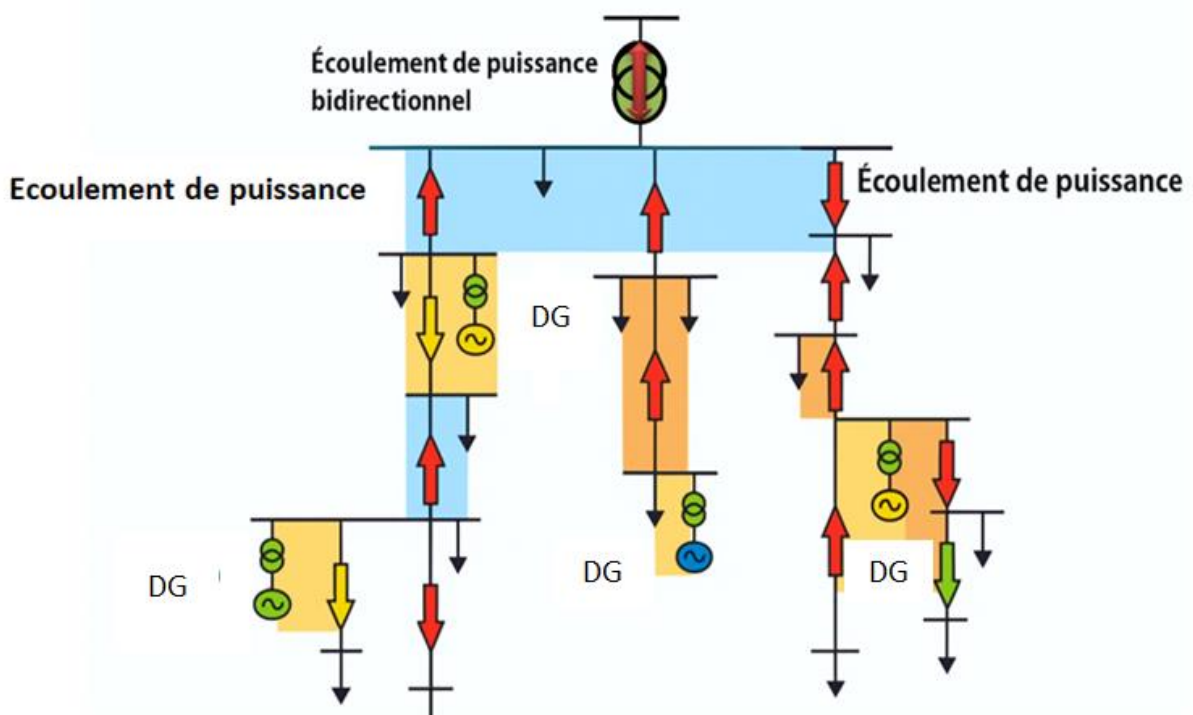


Figure 1.9 : Source d'énergie dans un réseau de distribution avec DG [29].

Nous pouvons avoir une modification du sens des flux de puissance, possibilité qui n'a pas été prise en compte lors de la conception des réseaux de distribution. Sur un réseau de distribution radiale,

l'énergie circule traditionnellement de l'amont (point de connexion au réseau de transport) vers l'aval (les charges). La connexion d'un groupe de production sur un départ (Figure 1.8) peut inverser le sens du flux de puissance, entraînant par exemple un dysfonctionnement de protections non directionnelles. Des inversions de flux de puissance qui peuvent poser le problème de réglage de fréquence sur le réseau de transport.

I.5.1 Effets sur le plan de protection

Sur le réseau de distribution, le dispositif fonctionne en considérant que les installations des consommateurs sont passives et non génératrices de production sur le réseau. Dans le cas d'insertion de production décentralisée et d'apparition de défauts, différents dysfonctionnements peuvent apparaître au niveau du plan de protection [30].

La protection du réseau électrique de distribution comprend un simple schéma de protection contre les surintensités, parce qu'il n'y a qu'une source unique d'alimentation et le flux de puissance est déterminé. Le raccordement de production d'énergie renouvelable avec le réseau de distribution provoqué un courant de court-circuit [31].

Le système photovoltaïque peut contribuer en partie au court-circuit sur le réseau de distribution, ce qui peut affecter les dispositifs de protection prévus du réseau. Tout d'abord les conséquences seraient principalement sur la sélectivité et la sensibilité des protections du réseau qui peuvent être affectées et provoquer le déclenchement intempestif des dispositifs de protection du réseau (fusibles et sectionneurs). Cette situation se présenterait plus précisément en bout de réseau, avec des lignes à forte impédance et une pénétration élevée de photovoltaïque.

I.5.2 Effets sur la tension

Les conducteurs utilisés pour le transport d'énergie peuvent être modélisés de la façon la plus simple par une résistance en série avec une inductance (Figure 1.9).

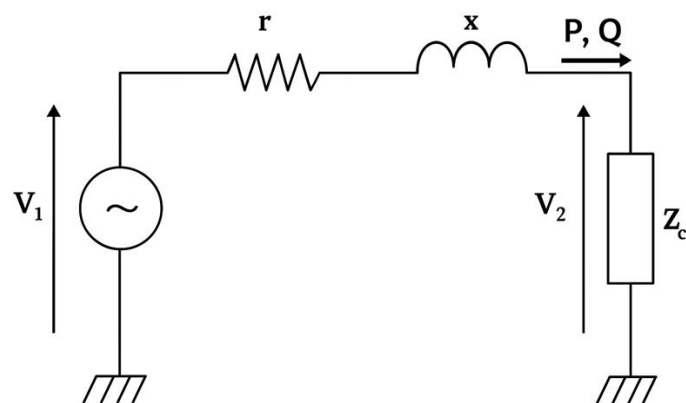


Figure 1.10: Schéma équivalent simplifié d'une ligne [31].

La circulation d'un courant dans ce conducteur va créer une chute de tension ΔV . Cette chute de tension peut être exprimée en fonction des puissances active et réactive qui transitent dans le conducteur soit [31]:

$$\Delta V = \frac{rP + xQ}{V_2} = V_1 - V_2 \quad (1.2)$$

En examinant cette expression, on remarque que la variation lente ou rapide des deux types de puissance aura des répercussions sur la tension du réseau, on peut citer :

- ❖ **Modification du plan de tension :** La gestion du plan de tension a pour objet de maîtriser les chutes de tension actives et réactives qui sont croissantes de l'amont vers l'aval tout en assurant le respect des obligations contractuelles ou réglementaires. L'insertion d'une production décentralisée modifie cette règle [31, 32].
- ❖ **Flicker:** Les fluctuations rapides de faibles amplitudes de tension sont appelées Flicker. Dans le cas des éoliennes, ces variations sont dues aux fluctuations de la vitesse du vent, aux limites mécaniques de l'éolienne et à l'effet d'ombre causée par le passage des pâles devant le mât [33].

I.5.3 Effets sur les puissances de court-circuit

La puissance de court-circuit au niveau d'un réseau de distribution diminue de l'amont vers l'aval. Avec le raccordement de production décentralisée sur le réseau, cette loi n'est plus valable. Plusieurs cas peuvent alors être énumérés selon l'endroit du court-circuit (Figure 1.10).

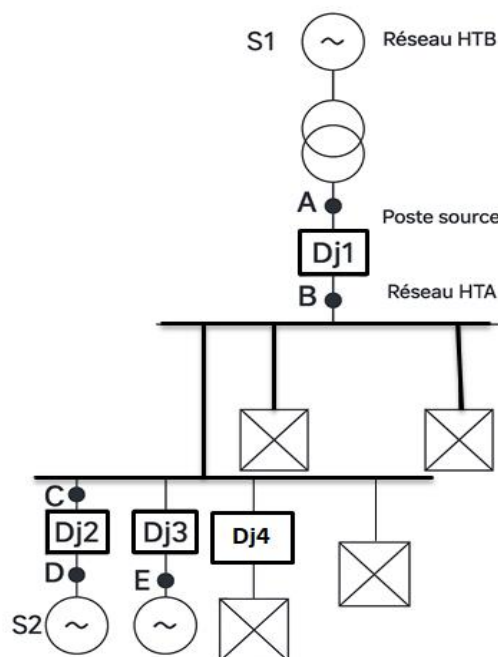


Figure 1.11: Modifications des puissances de court-circuit.

D'après la figure (1.10), on a les cas suivants :

- ✚ Dj1 doit supporter les courants de court-circuit issus des sources S2 et S3 ; Dj2 et Dj3 doivent supporter, respectivement les courants de courts-circuits des sources S2 et S3 ;
- ✚ Dj1 doit supporter les courants de court-circuit issus de la source S1 ; Dj2 et Dj3 doivent supporter, respectivement, les courants de court-circuit des sources S2 et S3 ;
- ✚ Dj1 doit supporter le courant de court-circuit issu de la source S1 ; Dj2 doit supporter les courants de court-circuit de la source S2 et Dj3 doit supporter le courant de court-circuit issu de la source S3 ;
- ✚ Dj2 doit supporter les courants de court-circuit issus des sources S1 et S3, Dj1 et Dj3 doivent supporter, respectivement les courants de court-circuit des sources S1 et S3 ;
- ✚ Dj4 doit supporter les courants de court-circuit issus des sources S1, S2, et S3 ; Dj1, Dj2 et Dj3 doivent supporter, respectivement les courants de court-circuit issus des sources S1, S2 et S3.

1.5.4 Contribution aux pertes dans le réseau de distribution

Une étude d'EDF (Électricité de France) a prouvé que l'intégration de la production décentralisée dans le réseau de distribution engendrait une augmentation des pertes dans le réseau. Mais nous sommes seulement intéressés aux pertes provoquées par les systèmes photovoltaïques dans la production décentralisée, on peut en déduire que:

- Ⓢ Les installations photovoltaïques de puissance en MW, généralement connectées depuis des départs HTA dédiés provoquent une augmentation des pertes dans le réseau ;
- Ⓢ Les installations photovoltaïques de type résidentiel permettent de diminuer les pertes dans le réseau.

1.5.5 Impact sur la qualité de l'énergie

Les normes CEI (1000-2-2/4) et CENELEC (EN 50160) définissent la qualité de l'énergie par les caractéristiques physiques de l'énergie fournie sous des conditions de fonctionnement normales, qui n'interrompent pas et nuisent pas aux processus industriels des consommateurs.

Un problème de la qualité de l'énergie se pose donc si une déviation quelconque de la tension, du courant ou de la fréquence engendre un mauvais fonctionnement ou une défaillance des installations industrielles des consommateurs.

Les distorsions les plus significatives associées à une qualité inférieure de l'énergie électrique sont représentées sur la figure (1.12).

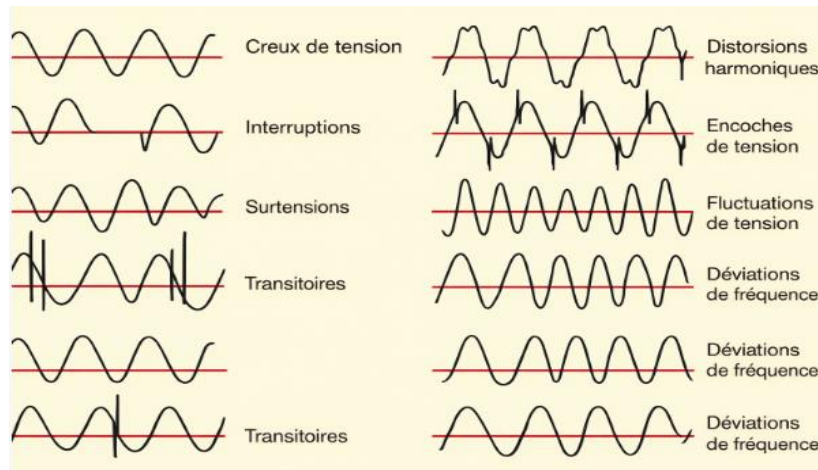


Figure 1.12 : Qualité de l'énergie

Les harmoniques ont un large éventail d'impacts sur les composants réseau et le côté clients du système (y compris les charges et les générateurs). Leur atténuation exige une combinaison d'une conception soignée du système, de l'utilisation des filtres (passifs ou actifs), du respect des normes et l'installation des équipements conçus pour fonctionner dans un environnement riche en harmoniques [34].

Les problèmes généralement associés sont: les variations de tension et le flicker, qui provoque des fluctuations perceptibles de l'intensité lumineuse qui constituent non seulement une gêne, mais peuvent induire des effets physiologiques chez les personnes sensibles.

L'insertion des énergies renouvelables induit des troubles fonctionnels de synchronisation et de commutation :

- ◆ **Problème de synchronisation:** Les équipements électroniques et les systèmes de commande s'appuient sur une onde de tension propre pour la synchronisation, les harmoniques de tension perturbe la détection précise de passage par zéro de l'onde de tension, entraîne une synchronisation erronée et un fonctionnement instable des convertisseurs de puissance
- ◆ **Problème de commutation:** Les harmoniques peuvent provoquer un mauvais déclenchement des dispositifs de puissance à semi- conducteur, qui entraînant des défaillances de commutation dans les convertisseurs et les variateurs de vitesse.

1.6 Impacts des installations éoliennes sur le réseau de distribution

Les générateurs éoliens, tout comme la majorité des générateurs décentralisés sont très sensibles aux perturbations du réseau et ont tendance à se déconnecter rapidement lors d'un creux de tension, dès que la tension est inférieure de 5 % de la tension nominale, ou lors d'une variation de fréquence [35]. Afin d'éviter un déclenchement simultané d'une partie de la production éolienne sur un défaut normalement éliminé, il est demandé aux éoliennes installées depuis 2003 (RTE Europe) de pouvoir

rester connectées au réseau en cas de baisse de tension et de variation de fréquence suite à des contraintes pouvant varier d'un opérateur à l'autre (Figure 1.13).

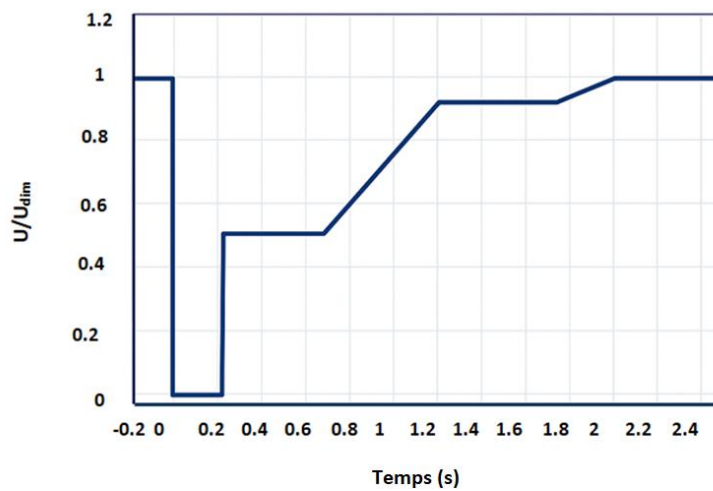


Figure 1.13 : Gabarit de tension auquel doivent satisfaire les éoliennes connectées au réseau de répartition.

Le réglage primaire de la fréquence est basé sur le constat qu'un déséquilibre entre la production et la consommation induit une variation de fréquence due à la variation de la vitesse des groupes alternateurs classiques. Le réglage primaire de fréquence est réalisé automatiquement au niveau des groupes de production. Il assure une correction rapide en quelques secondes. Ce réglage suit une relation linéaire entre la fréquence imposée par la vitesse des groupes tournants et la puissance (Figure 1.14).

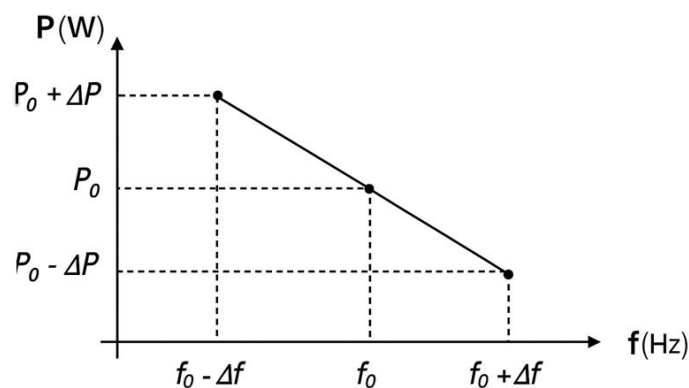


Figure 1.14 : Réglage primaire de fréquence.

Avec P_0 est la puissance de consigne à la fréquence de référence f_0 , et ΔP la variation de puissance induite par la variation de fréquence Δf .

Dans le cadre des réseaux interconnectés, dans (UCTE) qui est l'organe chargé de coordonner l'exploitation et le développement du réseau de transport d'électricité européen interconnecté par exemple, l'adaptation rapide de la production à la consommation faite par le réglage primaire

engendre un écart de fréquence. De plus, comme la fréquence est commune dans les pays de l'UCTE, ce réglage primaire provoque des variations de transit entre pays. Pour éviter les aléas tels que (la perte de groupe de production), le rôle du réglage secondaire est alors en quelques minutes (15 minutes en UCTE) de ramener la contractuelle. Cependant, tant que le taux de pénétration de l'éolien reste faible, cette influence peut être considérée comme négligeable.

1.7 Impacts des installations photovoltaïques sur le réseau de distribution

Traditionnellement, les réseaux de distribution fonctionnent comme des entités passives, caractérisées par un flux d'énergie unidirectionnel, des centrales de production vers les consommateurs.

En raison de l'insertion, des productions décentralisées, les flux de puissance et les tensions sont influencés non uniquement par les charges, mais également par les sources. Par suite de ces différences techniques des installations photovoltaïques, la connexion des systèmes photovoltaïque au réseau peut avoir des influences importantes sur son fonctionnement. L'impact le plus significatif des systèmes photovoltaïques sur le réseau de distribution est la perturbation du niveau de tension [35, 36]. L'intégration massive d'installations photovoltaïques, a un impact significatif sur le plan de tension et la gestion des réseaux électrique. La tension d'un réseau varie principalement en fonction des injections de puissance active et réactive, ainsi que des caractéristiques intrinsèques du réseau lui-même telle que l'impédance des lignes, le nombre et le type des charges connectées.

Un défi majeur survient durant les périodes de fort ensoleillement et de faible consommation, typiquement les weekends, dans ces conditions les charges consommatrices qui tendent à faire chuter la tension sont minimales. Inversement les installations PV injectent une puissance active maximale, ce qui a pour effet d'élever la tension.

Ce phénomène peut entraîner une élévation de tension excessive à certain nœuds du réseau, dépassant les plages de fonctionnement admissible. Une étude de l'université d'agriculture et technologie de Tokyo dévoile que dans la ville d'Ôta qui accumule environ 550 installations PV, l'injection d'énergie sur le réseau engendre une augmentation de la tension jusqu'à une limite qui provoquant le découplage de certains systèmes, particulièrement en fin de semaine quand la consommation est faible. Cette élévation de tension serait également plus importante qu'il y aura beaucoup de PV et peu de charges (Figure 1.15).

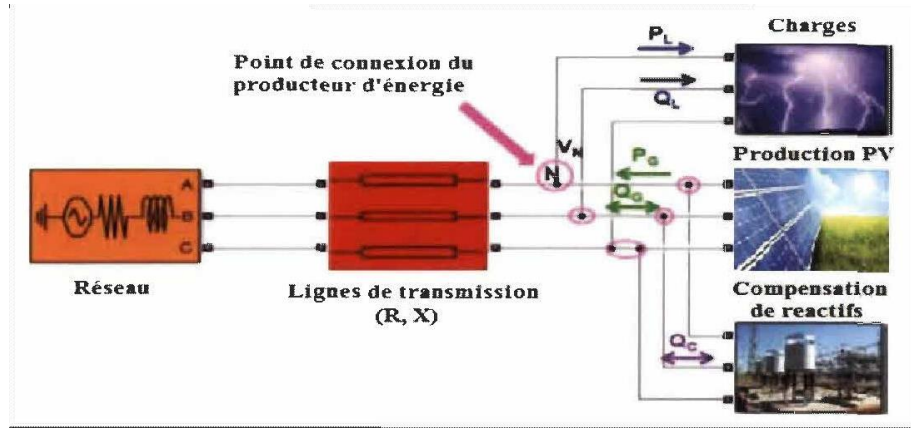


Figure 1.15 : Détermination de la chute de tension dans une ligne en présence de PV [37].

Sur un réseau de distribution et une présence d'installations photovoltaïques, la chute de tension ΔV entre le réseau et le point de connexion d'une installation photovoltaïque à travers une ligne de transmission est déterminée par l'équation suivante:

$$\Delta V = \frac{R(P_G - P_L) + X(\pm Q_G - Q_L + Q_C)}{V} \quad (1.3)$$

Avec :

R, X : la résistance et la réactance totale de la ligne,

P_G, Q_G : les puissances actives et réactives fournies par PV,

P_L, Q_L : les puissances actives et réactives de consommation,

Q_C : la puissance réactive du dispositif de compensation.

L'équation (1.3) illustre un des principaux problèmes liés à la connexion de générateur photovoltaïque au réseau. En effet, l'injection de puissance active ou réactive générée par un système photovoltaïque dans le réseau joue un rôle important dans la diminution et l'élévation de la tension au nœud de connexion (Figure 1.16).

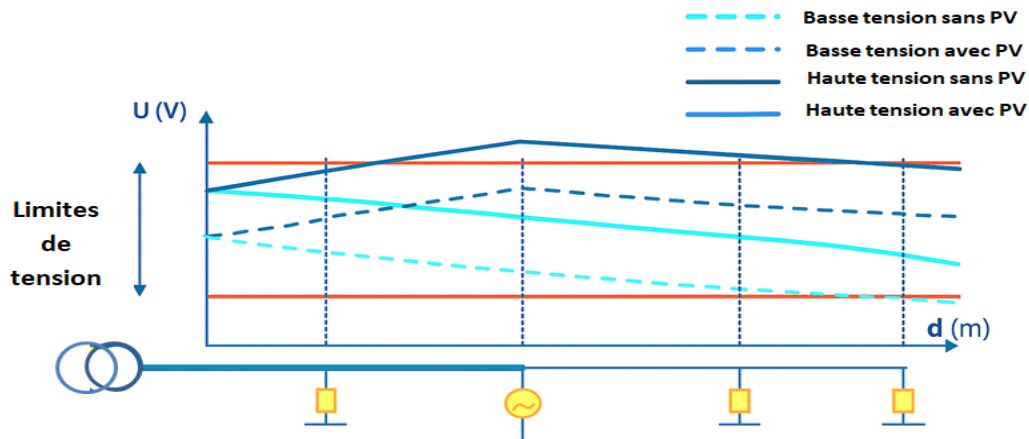


Figure 1.16 : Exemple de variation de tension sur des réseaux BT et HT en fonction de la présence de production photovoltaïque.

Ce phénomène d'élévation de la tension est la principale influence des installations photovoltaïques sur les réseaux de distribution BT.

1.8 Prévision de la production

Les prévisions peuvent être effectuées selon différents horizons: court, moyen et long terme. La prévision à court terme implique une prévision de quelques minutes à quelques jours à l'avance. Elle est utilisée pour les activités quotidiennes, et cet horizon s'applique à la prévision des énergies renouvelables.

Les délais de la prévision à court terme sont tels que les changements météorologiques sur une courte période peuvent être analysés et utilisés pour prévoir les données à utiliser à la fois suivante. La prévision et la programmation des énergies renouvelables nécessitent des données actualisées et récentes aussi fréquemment que possible, et la prévision à court terme permet d'y parvenir. Le plus étonnant dans tout cela, c'est qu'il y aurait peu ou pas d'interruption humaine avec la présence de la technologie. Ainsi, les erreurs seraient considérablement réduites.

L'intégration des sources de production intermittentes telles que le solaire et l'éolienne, soulève des défis techniquement et économiquement significatifs. L'imprévisibilité relative de leur production génère des surcoûts principalement liés aux risques de leur indisponibilité lors des périodes de pointe de consommation et à la nécessité de constituer des réserves de puissance supplémentaires pour garantir l'équilibre instantané entre l'offre et la demande.

L'intégration massive de sources non programmables génère des coûts supplémentaires à plusieurs niveaux [37] :

- **Coût liés aux réserves de capacité (sécurité à long terme) :** L'incertitude sur la contribution effective des sources intermittentes lors des pics de demande oblige à investir dans des capacités de production de réserve conventionnelles. Cette garantie de puissance assure la sécurité d'approvisionnement.
- **Coût liés aux réserves d'équilibrage (Sécurité en temps réel) :** Au-delà de la planification, l'équilibre doit être maintenu en permanence, à l'échelle de la seconde. La variabilité imprévisible de la production solaire et éolienne s'ajoute aux aléas classiques de la demande créant des équilibres plus fréquents et plus amples :
 - dans un système traditionnel, les déséquilibres proviennent majoritairement des fluctuations de la consommation.
 - Avec l'ajout de production intermittente, les variations soudaines de l'offre deviennent une source majeure d'aléas.

Pour cela, le gestionnaire de réseau doit disposer de réserves immédiatement disponibles dont le coût augmente lorsque le volume des déséquilibres devient important [38].

I.9 Normes en vigueur de l'interconnexion de production décentralisée au réseau

La condition et la performance de la connexion des productions décentralisées au réseau d'énergie électrique sont développées et présentées dans certaines normes des associations professionnelles, des organismes reconnus internationalement comme: IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), UL (Underwriters Laboratories Inc), IEC (International Electrotechnical Commission). Le tableau (1.3) présente la limite de la tension, de la fréquence et du temps de déclenchement d'après la norme IEEE 1547 et CSA C22.2 No. 107.1-01, pour la connexion des productions décentralisées au niveau BT du réseau de distribution électrique.

Tableau 1.3 : Normes IEEE 1547 [39] et CSA No. 107.1-01 C22.2 [40] en vigueur

Norme IEEE 1547		Norme CSA	
Fréquence (Hz)	Temps de déclenchement (s)	Fréquence (Hz)	Temps de déclenchement (cycles)
$f < 59.3$	0.16	$f < 59.5$	6
$F > 60.5$	0.16	$f > 60.5$	6
Tension (% de la tension de base)	Temps de déclenchement (s)	Tension (% de la tension de base)	Temps de déclenchement (s)
$V < 50$	0.16	$V < 50$	6
$50 < V < 88$	2	$50 < V < 88$	120
$110 < V < 120$	1	$110 < V < 137$	120
$V > 120$	0.16	$V > 137$	2

I.10 Les réseaux électriques du futur

Les réseaux électriques du futur seront décentralisés, intelligents et interconnectés, grâce aux smart grids qui utilisent la technologie pour optimiser la production et la consommation (Figure 1.17). Ils intégreront un grand nombre d'énergies renouvelables, des véhicules électriques et des systèmes de gestion avancée de l'énergie, avec une utilisation accrue du courant continu à haute tension (HVDC) et du câblage souterrain pour les liaisons longue distance. Les données joueront un rôle crucial pour gérer la complexité et assurer la stabilité du réseau.

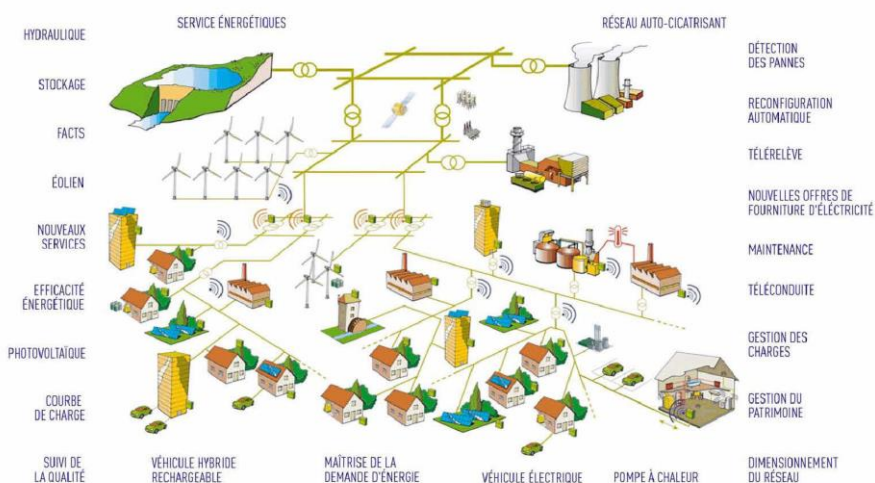


Figure 1.17 : Modèle proposé pour les réseaux électriques du futur.

Les réseaux de demain sont alimentés par des données et des modèles de réseau intégrés. Ils sont plus durables, résilients, efficaces et flexibles. Planifiés, conçus, équipés et exploités numériquement, ils soutiennent la croissance des énergies renouvelables, des micro-réseaux, des communautés énergétiques et d'autres ressources flexibles grâce à une orchestration optimisée tout au long du cycle de vie.

I.11 Conclusion

L'insertion de source d'énergie renouvelable dans le réseau de distribution peut altérer la qualité de la tension. La modification des courants de court-circuit due à l'insertion peut conduire à une modification du réglage des protections.

Ce travail nous a permis de caractériser certains impacts de la production décentralisée sur les réseaux électriques et en particulier sur les réseaux de distribution. Nous avons pu mettre en évidence les problèmes de coordination de protection, sur les temps critiques d'élimination de défauts et des courants de courts circuits.

L'intégration des énergies renouvelables a des conséquences multiples, notamment environnementales (réduction des gaz à effet de serre), économiques (dépendance énergétique réduite, création d'emplois, mais coûts d'investissement élevés et besoin de stockage) et techniques (gestion complexe des réseaux électriques face à l'intermittence). L'adoption des énergies renouvelables soulève également des questions d'impact sur le paysage et la biodiversité, et de gestion des déchets.

La production décentralisée a un impact considérable sur les réseaux électriques ces dernières années. Tel que la robustesse du système global est réétudiée pour prendre en considération des nouveaux états d'un système interconnecté qui peut se fragiliser si des nouveaux indices et critères ne sont pas prévus dans la planification journalière. Ainsi les indices de robustesse se proposent comme des éléments d'analyse et d'alerte en cas de situations peu robustes. Ces indices prennent en compte des comportements statiques et dynamiques car la perte du système survient suite à la combinaison des incidences.

CHAPITRE II

OPTIMISATION DE L'IMPLANTATION DES SOURCES PHOTOVOLTAIQUES DANS LE RESEAU

II.1 Introduction

L'énergie électrique représente aujourd'hui un bien de consommation essentiel, aussi bien pour les activités quotidiennes des individus que pour la stabilité économique des nations [41-42]. Sa demande n'a cessé de croître de manière significative. Toutefois, les moindres interruptions de service ou l'incapacité à satisfaire la demande énergétique entraînent d'importantes conséquences économiques et sociales [43], comme l'ont récemment illustré les pénuries d'électricité subies par plusieurs pays européens. Face à ces enjeux, la construction de réseaux électriques à la fois fiables et économiques devient une priorité, motivant ainsi de nombreuses études consacrées à l'amélioration des infrastructures électriques [44].

Ce chapitre se concentre sur les réseaux de distribution de type radial, qui occupent une place centrale au sein des systèmes électriques [45].

- Ces réseaux présentent cependant plusieurs limitations majeures, telles que d'importantes pertes d'énergie, des écarts de tension notables et une régulation de tension souvent inefficace [46]. Ces problèmes altèrent significativement les performances du système, d'où la nécessité de développer des solutions d'optimisation robustes [47]. Différentes approches ont été explorées pour optimiser les performances des réseaux de distribution, notamment grâce à des techniques avancées d'optimisation [48]. Parmi celles-ci figurent la reconfiguration topologique du réseau, le dimensionnement et l'implantation optimaux de générateurs distribués visant à réduire les pertes énergétiques et les émissions de gaz à effet de serre [49], ou encore l'utilisation de systèmes de transmission flexible en courant alternatif (FACTS) [50].

La stratégie optimale combine plusieurs leviers : reconfiguration dynamique du réseau (ouverture et fermeture de sectionneurs), implantation et dimensionnement optimisés des sources d'énergie renouvelable, et déploiement de compensateurs statiques (D-STATCOM).

L'objectif principal est de minimiser les pertes totales de puissance, d'améliorer le profil de tension et de réduire le coût associé aux pertes d'énergie en utilisant la méthode d'optimisation par odorat de requin (Shark Smell Optimization SSO). Cette approche intégrée permet de maximiser les bénéfices techniques et économiques des réseaux électriques de distribution.

II.2 Production de l'énergie électrique photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque se base sur la conversion directe des rayons solaires en électricité par le biais de l'effet photovoltaïque, qui est un processus physique. Ce processus implique la transformation de l'énergie solaire en énergie électrique, via des cellules photovoltaïques constituées de matériaux semi-conducteurs, souvent du silicium cristallin [51].

Lorsque les photons issus du soleil atteignent la surface de la cellule, ils transmettent leur énergie aux électrons présents dans le matériau semi-conducteur. Cela provoque un déplacement d'électrons

qui génère une électricité constante. L'énergie est ensuite convertie en courant alternatif par un onduleur, ce qui permet de fournir de l'électricité aux réseaux électriques ou aux systèmes autonomes [52].

II.2.1 Définition de l'énergie solaire photovoltaïque

L'énergie photovoltaïque solaire est une source d'énergie renouvelable qui utilise directement la lumière du soleil pour générer de l'électricité. Elle représente l'un des principaux segments de l'énergie solaire, en parallèle de l'énergie thermique et de la concentration solaire.

On assemble ces cellules en panneaux photovoltaïques qui sont par la suite intégrés dans différents systèmes de production: installations résidentielle, industrielle ou agricole, centrales solaires connectées au réseau électrique, systèmes autonomes destinés aux zones rurales ou éloignées, matériel de déplacement, etc. Cette technologie est particulièrement séduisante à l'échelle mondiale en raison de sa modularité et de sa capacité d'adaptation [53,54].

- Techniquement parlant, les photons provenant de la lumière solaire stimulent les électrons du matériau semi-conducteur lorsqu'ils frappent la surface de la cellule. Ce processus crée une différence de potentiel qui entraîne un flux de courant électrique continu, ce dernier pouvant par la suite être converti en courant alternatif par un convertisseur pour être intégré au réseau ou utilisé sur place [55].

- L'essor considérable de cette source d'énergie peut s'expliquer par sa simplicité d'installation, son faible coût d'exploitation, son entretien minimal et surtout son impact environnemental très limité (absence d'émissions directes de gaz à effet de serre, absence de combustion).

En 2023, l'énergie solaire photovoltaïque constituait plus de 1 200 GW de capacité installée à l'échelle mondiale, et cette puissance devrait poursuivre son expansion en raison de la réduction des coûts de production [56].

De ce fait, l'énergie solaire se positionne comme une option énergétique clé pour soutenir la transition énergétique globale, face aux enjeux du réchauffement climatique, de la sûreté énergétique et de l'augmentation de la consommation d'électricité.

II.2.2 Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est basée sur le phénomène physique appelé effet photovoltaïque, qui permet de transformer la lumière du soleil en électricité. La tension générée peut varier entre 0.3 V et 0.7 V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que de la température de la cellule et du vieillissement de la cellule [57].

Lorsqu'un photon d'énergie E_{ph} atteint la cellule, il y a l'absorption de la lumière et la création de paires électron-trou :

$$E_{ph} = h\nu = \frac{hc}{\lambda} \quad (2.1)$$

Avec

- h : constante de Planck $6,626.10^{-34}$ joule.seconde (J.s) ;
- c : vitesse de la lumière 3.10^8 m/s ;
- λ : longueur d'onde du photon.

Un photon peut créer une paire électron-trou si $E_{ph} > E_g$, où E_g est le gap énergétique du semi-conducteur.

Le nombre de paires générées par unité de volume et de temps est proportionnel au flux photonique incident et à la probabilité d'absorption:

$$G(x, \lambda) = (\lambda) e^{-\alpha(\lambda) \cdot x} \quad (2.2)$$

Avec $G(x, \lambda)$ est le taux de génération volumique de porteur (paire électron-trou) à la profondeur x et en fonction du Coefficient d'absorption du matériau (λ).

La jonction PN crée un champ électrique interne $\vec{E}$ dû à la différence de dopage entre les régions P et N. le transport des porteurs est régi par les équations de continuité :

$$\frac{\partial n}{\partial t} = \frac{1}{q} \vec{\nabla} \cdot \vec{J}_n \nabla \cdot J_n + G - R \quad (2.3)$$

$$\frac{\partial p}{\partial t} = -\frac{1}{q} \vec{\nabla} \cdot \vec{J}_p + G - R \quad (2.4)$$

Où :

- n, p : concentration d'électron et de trou (m^{-3}) ;
- $\vec{J}_n, \vec{J}_p$: densité de courant électronique et de trou ;
- R : taux de recombinaison ;
- $q = 1.602 \times 10^{-19}$ C : charge de l'électron.

Les densités de courant sont données par :

$$J_n = qn\mu_n E + qD_n \frac{dn}{dx} \quad (2.5)$$

$$J_p = qp\mu_p E + qD_p \frac{dp}{dx} \quad (2.6)$$

Avec :

- μ_n, μ_p : mobilité des électrons et des trous ;
- D_n, D_p : coefficient de diffusion.

Le champ électrique $\mathcal{E}$ sépare les charges des deux polarités: les électrons sont poussés vers la région N et les trous vers la région P. Les charges séparées sont collectées au contact métallique : cela produit un courant photo-généré I_{ph} appelé aussi courant de lumière. Le courant total délivré par la cellule PV est la somme des effets photo-générés et de la diode PN :

$$I = I_{ph} - I_s - \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_s)}{nKT}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (2.7)$$

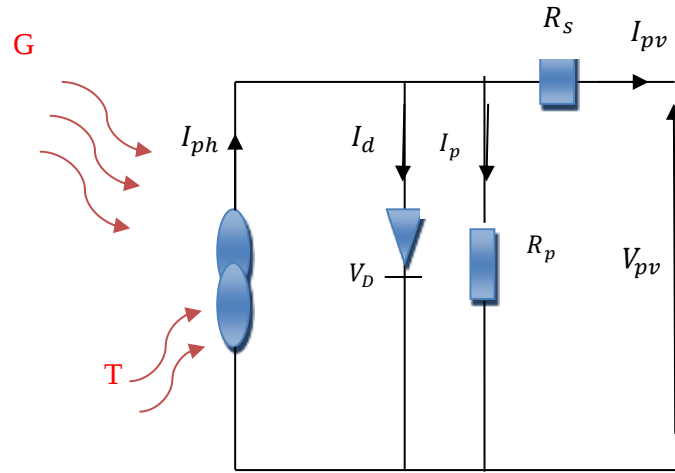


Figure 2.1 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque

Où :

- I : courant de sortie (A) ;
- V : tension de la cellule (V) ;
- I_s : courant de saturation inverse de la diode (A) ;
- R_s : résistance série (Ω) ;
- R_{sh} : résistance parallèle (Ω) ;
- n : facteur d'idéalité de la diode ($\approx 1-2$) ;
- k : constante de Boltzmann (1.38×10^{-23} J/K) ;
- T : Température absolue (K)

Le Courant photo-généré (proportionnel à l'irradiance) est donné par l'expression suivante :

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{ref}} [I_{sc,ref} + \alpha(T - T_{ref})] \quad (28)$$

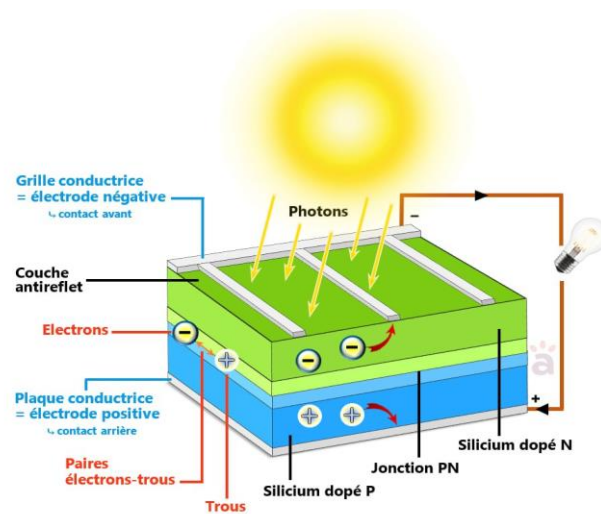


Figure 2.2: Le principe de fonctionnement d'une cellule solaire.

II.2.3 Différentes technologies de cellules solaires

Une grande variété de cellules photovoltaïques existe. Même si elles fonctionnent globalement de la même manière, elles ont chacune leurs spécificités. Actuellement, les cellules les plus courantes sont basées sur le silicium, nous mentionnons trois types :

II .2.3.1 Cellule Monocristalline

Au cours du processus de refroidissement, le silicium liquide se transforme en un unique cristal de grande taille. On procède ensuite à la découpe du cristal en fines tranches, qui constitueront les cellules. Habituellement, ces cellules présentent une couleur bleue uniforme (Figure2.2), vive et éclatante. Ces dernières sont employées, cependant elles ne dominent pas le marché du photovoltaïque. Actuellement, son prix élevé représente un inconvénient et le silicium monocristallin cède du terrain face au silicium multi cristallin [58].



Figure 2.3: Cellule monocristalline [59].

II .2.3.2 Cellule Poly Cristalline

Aujourd'hui, la technologie la plus couramment employée est le silicium multi cristallin (Poly cristallin) (Figure2.3). Elle compte pour presque 50% du marché à elle seule. On obtient ces cellules en coulant des cristaux de silicium, ce qui confère à leur structure un caractère hétérogène. Cependant, sa production est considérablement simplifiée, ce qui réduit les coûts de fabrication [59].

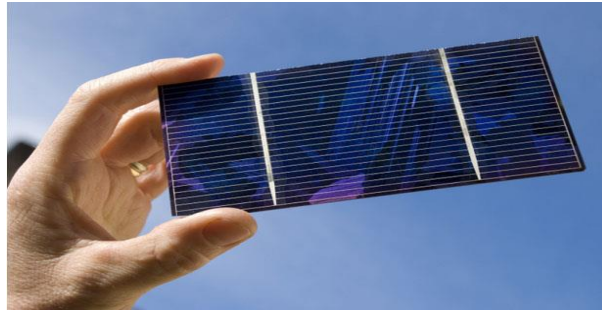


Figure 2.4: Cellule poly cristalline [59].

II .2.3.3 Cellules en silicium amorphe

Les cellules en silicium amorphe sont constituées de silicium non cristallin, déposé sous forme de couche mince sur un substrat tel que le verre ou le plastique. Elles se caractérisent par une couleur gris foncé comme montre dans la figure (2.4), et sont principalement utilisées dans les petits appareils électroniques, comme les calculatrices ou les montres solaires, en raison de leur faible coût et de leur capacité à fonctionner sous un faible éclairement

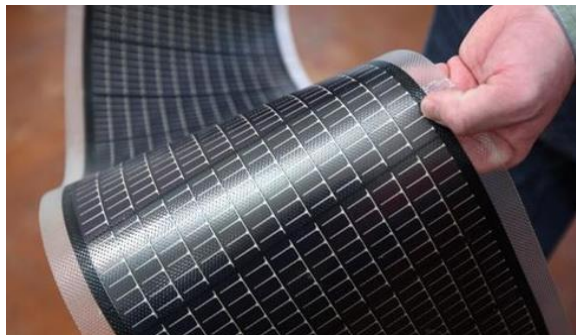


Figure 2.5 : Cellule photovoltaïque à base de silicium amorphe.

II.2.4 Les avantages et les inconvénients de chaque cellule

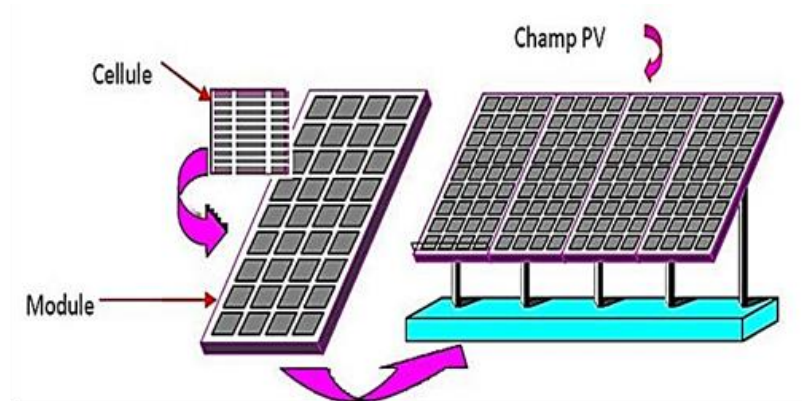
Les avantages et les inconvénients de chaque cellule sont présentés dans le tableau comparatif ci-dessous :

Tableau 2.1 : Comparaison des différents types des cellules.

Types des cellules	Avantages	Inconvénients
Monocristalline	-Efficacité élevée (12 à 20%).	-Prix élevé. -Performance médiocre en faible luminosité.
Poly Cristalline	-Efficacité respectable (11 à 15%), néanmoins, elle reste inférieure à celle du silicium monocristallin. -Moins coûteux que le monocristallin.	-Identiques à ceux du monocristallin.
Amorphe	- Leur capacité à fonctionner sous une faible luminosité. - Leur coût réduit par rapport aux autres types de cellules (silicium cristallin). -Leur moindre sensibilité aux températures élevées comparativement aux cellules monocristallines ou polycristallines.	-Rendements faibles en plein soleil ($60Wc/m^2$). -Exigent une plus grande superficie pour parvenir à des rendements comparables à ceux réalisés par des cellules épaisses. - Durée de vie limitée (environ 10 ans) et des performances qui baissent nettement au fil du temps.

II.2.5 Le générateur photovoltaïque

Plusieurs cellules solaires sont regroupées pour répondre à des besoins électriques souvent supérieurs à l'énergie produite par une seule cellule photovoltaïque (Figure 2.6).

**Figure 2.6 : Composantes d'un générateur photovoltaïque [59].**

Pour adapter la tension et le courant aux exigences spécifiques de l'application, elles peuvent être connectées en séries, parallèle ou en série-parallèle. En combinant plusieurs modules de cette manière, il est possible de créer des générateurs solaires de toutes puissances et tensions, capables d'alimenter des appareils industriels et domestiques [59].

II .2.5.1 Regroupement des cellules en série

Dans une association en série également dénommée « String », les cellules sont parcourues par un même courant et la tension totale est équivalente à l'addition des tensions produites par chaque cellule. Les caractéristiques électriques d'une combinaison en série de n_s cellules sont résumées par les équations suivantes :

$$I_{cc} = I_{sc} \quad (2.9)$$

$$V_{sco} = n_s \times V_{co} \quad (2.10)$$

Où :

- I_{cc} est le courant court-circuit
- V_{co} la tension de circuit ouvert

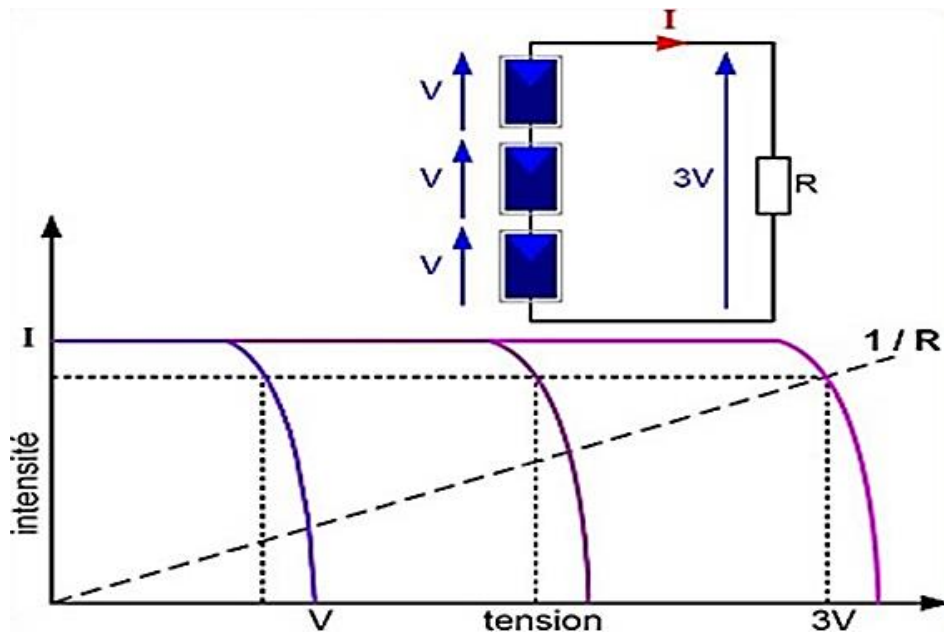


Figure 2.7 : Influence de l'association des cellules en série [60].

II .2.5.2 Regroupement des cellules en parallèle

Dans une association parallèle (Figure 2.7), les cellules sont exposées à la même tension et le courant qui en résulte est la somme des courants produits par chaque cellule. Les équations ci-dessous synthétisent les propriétés électriques d'un assemblage en parallèle de n_p cellules :

$$I_{pcc} = n_p \times I_{cc} \quad (2.11)$$

$$V_{pco} = V_{co} \quad (2.12)$$

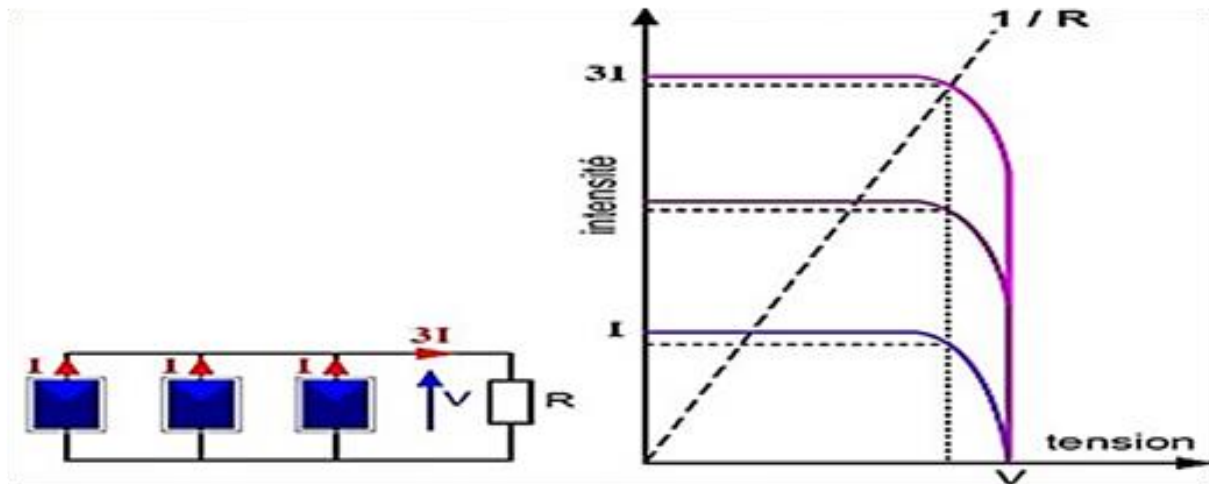


Figure 2.8: Association des cellules en parallèle [60].

II.2.5.3 Regroupement des cellules en série-parallèle

Les propriétés globales d'une installation sont donc déterminées par une combinaison des caractéristiques des composants $n_s \times n_p$ (cellules multipliées par cellules). Le profil d'un générateur composé de plusieurs cellules peut être comparé à celui d'une cellule individuelle, à condition qu'il n'existe pas d'inégalité entre les propriétés de chaque cellule et que l'ensoleillement ainsi que la température soient constants. La figure (2.9) illustre les caractéristiques d'un module et d'un générateur constitué de n_p modules en parallèle, ainsi que n_s modules en série.

Tout comme pour la cellule photovoltaïque élémentaire, les propriétés électriques d'un panneau solaire sont influencées par la température et l'irradiation solaire.

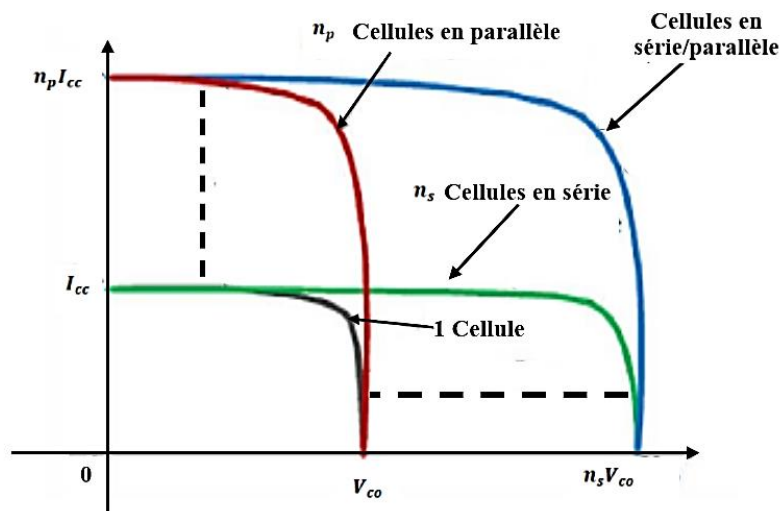


Figure 2.9: Caractéristique d'un assemblage série/parallèle de cellules PV identiques

II.2.6 Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque

Les cellules et modules photovoltaïques ont des caractéristiques de fonctionnement différentes et sont montrés par des courbes $I(V)$ et $P(V)$ non linéaires, comme l'indique la figure (2.10).

La quantité de courant et de tension disponible à partir d'une cellule PV dépend principalement de la quantité d'irradiation sur la surface de la cellule et aussi la température ambiante. Une augmentation d'éclairement entraîne une augmentation de la puissance courant du PV tandis qu'une température plus élevée entraîne une diminution de la tension de sortie [60].

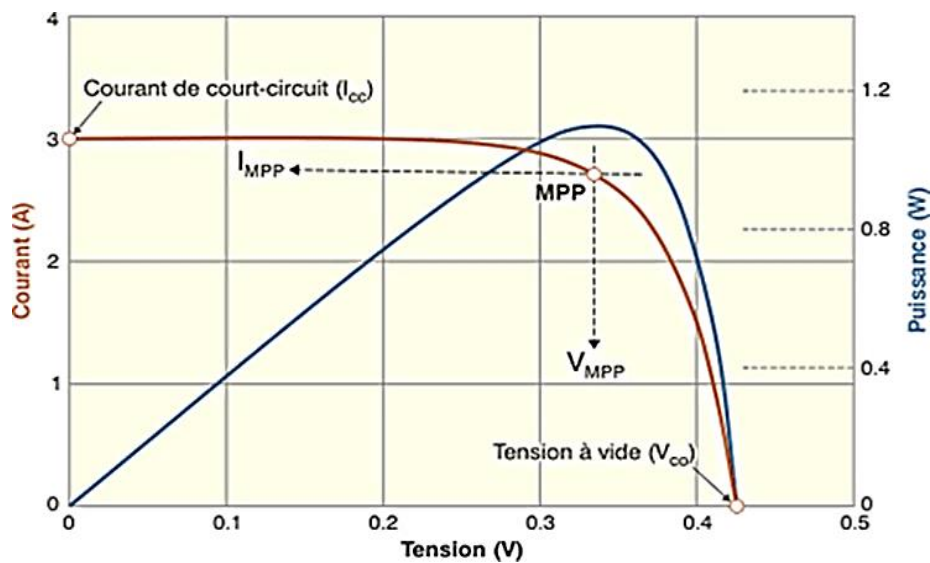


Figure 2.10 : Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque [60].

Ces courbes soulignent plusieurs paramètres clés résumés sur les points suivants :

II .2.6.1 Tension de circuit ouvert

Quand une cellule photovoltaïque est exposée à une lumière constante sans connexion à un récepteur, elle génère une tension maximale à ses bornes, connue sous le nom de tension de circuit ouvert (V_{co}) ou tension à vide. Cette tension sert à mesurer l'efficacité d'un panneau solaire, mais ne peut pas suffire à alimenter un appareil par elle-même, étant donné qu'aucun courant ne passe. Dans le but de faire fonctionner un appareil, la tension à appliquer doit être moindre que V_{co} , permettant ainsi la circulation de courant et l'alimentation du récepteur [61].

II .2.6.2 Courant de court-circuit

Contrairement à la situation de circuit ouvert, lorsqu'on met le panneau PV en court-circuit, il fournit son courant maximal, mais sans aucune tension.

II .2.6.3 Point de puissance maximale

La puissance délivrée par une cellule photovoltaïque atteint sa valeur maximale aux points $(I_{\max}, V_{\max})$ selon la formule :

$$- P_{\max} = V_{\max} \cdot I_{\max} \quad (2.13)$$

La puissance produite par un panneau solaire n'est pas constante. Son courant et sa tension fluctuent de façon non linéaire selon les conditions externes. Quand un appareil est branché directement sur le panneau, il ne bénéficie pas toujours de la puissance maximale disponible.

C'est pour cette raison qu'un dispositif de suivi du point de puissance maximale (MPPT) est utilisé pour déterminer et modifier le point d'opération optimal selon les conditions climatiques, dans le but d'exploiter au mieux l'énergie récoltée.

II .2.6.4 Facteur de forme

Un autre aspect essentiel des caractéristiques photovoltaïques est désigné sous le nom de Facteur de Forme (FF). Cette expression illustre comment la courbe occupe l'espace du rectangle délimité par V_{co} et I_{cc} . Ceci indique la qualité de la liaison semi-conductrice de la cellule et mesure l'efficacité d'une cellule solaire à recueillir les porteurs créés par la lumière. On le définit comme suit [62] :

$$FF = \frac{P_{\max}}{V_{co} \cdot I_{cc}} \quad (2.14)$$

II .2.6.5 Rendement

Est définie comme le rapport entre la puissance électrique optimale et la puissance de radiation incidente [62] :

$$\eta = \frac{P_{\max}}{G \cdot S} \quad (2.15)$$

Avec G : l'éclairement incident en (W/m^2) , et S : la surface effective du module.

II.2.7 Avantages et inconvénients de l'énergie PV

Energie solaire photovoltaïque se distingue par des bénéfices environnementaux, économiques et sociaux remarquables, alignant ses avantages avec les objectifs de développement durable. Mais malgré ses atouts, elle n'est pas exempte de défis. Ces limites, bien que surmontables, méritent une évaluation attentive, en particulier pour ceux qui envisagent d'investir dans ce secteur.

Les principaux avantages et des inconvénients sont illustrés dans le tableau (2.2) [63].

Tableau 2.2: Les avantages et les inconvénients de l'énergie PV.

Avantages	Inconvénients
Source d'énergie propre et non polluante ;	Production d'énergie intermittente et irrégulière ;
Ressource inépuisable et faible maintenance ;	Peu compétitive pour les grandes productions d'énergie ;
Bénéficie de subventions étatiques ;	Durée de vie limitée à environ 25 ans avec une baisse rapide des rendements ensuite ;
Fonctionnement silencieux, sans nuisance pour les riverains ;	Nécessite des solutions de stockage coûteuses ;
Installation et entretien simplifiés ;	Investissement initial élevé.
Aucune pièce mécanique en mouvement ;	
Adaptée aux zones isolées.	

II.3 Les systèmes FACTS

Les systèmes de transmission flexibles en courant alternatif (*Flexible AC Transmission Systems* – FACTS) désignent un ensemble de dispositifs reposant sur l'électronique de puissance, insérés dans un réseau de transport en courant alternatif, afin de moduler dynamiquement ses paramètres électriques tels que la tension, l'impédance et le déphasage. Selon les normes IEEE, ce sont des *“alternating-current transmission system incorporating power-electronics-based and other static controllers to enhance controllability and power transfer capability”* [64], mettant en évidence leur importance stratégique pour optimiser la gestion du réseau et maximiser sa capacité de transfert de puissance.

- L'objectif principal de ces systèmes est d'améliorer la capacité de transit de puissance, la stabilité et la qualité du réseau, tout en offrant une flexibilité opérationnelle accrue. Grâce à leur rapidité de réponse sub-cyclique, ils permettent de stabiliser efficacement les oscillations électromécaniques, de réguler les tensions en des points stratégiques et de contrôler les flux de puissance active et réactive [65]. Les FACTS constituent ainsi une solution technique alternative à l'expansion physique du réseau, particulièrement lorsque la construction de nouvelles lignes ou de transformateurs n'est ni économiquement ni logistiquement viable. Toutefois, leur intégration exige une coordination étroite avec les systèmes de protection pour prévenir toute interaction indésirable [66].

II.3.1 Rôle des FACTS

Le développement des systèmes FACTS, est intimement lié aux avancées dans le secteur des semi-conducteurs de puissance, notamment l'apparition de composants contrôlables comme le thyristor et le thyristor à extinction forcée (GTO). Ces dispositifs représentent une option contemporaine aux

systèmes de contrôle de puissance utilisant des méthodes passives telles que les inductances et condensateurs actionnés par des disjoncteurs, ou encore les transformateurs déphaseurs à ajustement mécanique sous charge. Dans les FACTS, les commutateurs électromécaniques sont substitués par des commutateurs électroniques à commande rapide, procurant une rapidité d'action exceptionnelle et supprimant les soucis de dégradation mécanique associés aux solutions conventionnelles [67]. Ce design se manifeste par une fiabilité améliorée et une flexibilité opérationnelle quasiment illimitée.

Dans un système électrique, les FACTS assurent différentes fonctions, tant en régime stable qu'en régime de transition. Ils agissent en absorbant ou en injectant de la puissance réactive, en modifiant l'impédance de ligne ou en ajustant l'angle de phase des tensions [68]. Dans un contexte stable, leur utilisation principale est :

- ⊗ La gestion de la tension à un niveau adéquat, en ajoutant de la puissance réactive lorsque la charge est importante et que la tension diminue, ou en l'absorbant quand la tension devient trop forte ;
- ⊗ La régulation des flux de puissance pour minimiser ou éliminer les surcharges dans les lignes et transformateurs, tout en évitant les circulations de boucle non souhaitées. Ceci s'effectue en modifiant la réactance des lignes et en adaptant les déphasages.

Les systèmes FACTS peuvent également être utilisés pour segmenter les lignes de transport afin d'accroître leur capacité de transit. En raison de leur réponse quasi instantanée, ils démontrent des performances exceptionnelles en mode dynamique, en particulier pour augmenter la marge de stabilité transitoire, atténuer les fluctuations de puissance et maintenir la tension de façon dynamique. Donc, ils ont un impact positif sur la réduction des courants de court-circuit et sur la prévention des phénomènes de résonance hypo-synchrone [69].

II .3.2 Principe de fonctionnement des FACTS

Les systèmes FACTS sont des équipements d'électronique de puissance qui peuvent ajuster rapidement et précisément les paramètres électriques d'un réseau, en particulier la puissance réactive, dans le but d'accroître la stabilité et la capacité de transfert. D'après Hingorani et Gyugyi [70], un FACTS fonctionne en injectant ou absorbant de l'énergie réactive, ce qui entraîne une modification de la tension locale et, par extension, de la puissance active pouvant être transmise. Ces équipements peuvent aussi aider à la filtration des harmoniques et à la réduction des oscillations de puissance.

En pratique, les condensateurs shunt génèrent de la puissance réactive et élèvent localement la tension du réseau (ce qui est bénéfique durant les pics de charge ou dans des régions distantes des sites de production), tandis que les réactances shunt absorbent cette même puissance réactive, ce qui

diminue la tension (particulièrement utile lors des périodes de faible charge, comme pendant la nuit). Les condensateurs en série diminuent l'impédance des lignes, ce qui permet d'accroître la capacité de transmission, alors que les réactances en série tendent à l'augmenter pour assurer une distribution optimale des flux entre plusieurs connexions. En général, la capacité nominale des équipements FACTS varie de quelques MVA à plusieurs centaines de MVA [71].

II.4 Classification des dispositifs FACTS

Les dispositifs FACTS se classent principalement en trois catégories selon leur mode de connexion au réseau électrique [72] :

- ✚ **Compensateur série** : intégrés directement dans les lignes de transport, ils modifient l'impédance de la liaison pour optimiser le transfert de puissance ;
- ✚ **Compensateur shunt (parallèles)**:raccordés en parallèle, ils assurent la régulation de la tension en fournissant ou en absorbant de la puissance réactive ;
- ✚ **Compensateurs hybrides**: combinant simultanément un couplage série et un couplage parallèle, ils tirent parti des bénéfices des deux configurations.

D'un point de vue technologique, on distingue :

- **Dispositifs à base de thyristor (SVC, TCSC))**, exploitent la communication naturelle du réseau pour ajuster les paramètres électriques ;
- **Dispositifs à base de GTO ou convertisseur à source de tension (STATCOM, SSSC, UPFC)**, offrant un contrôle indépendant et rapide de la tension et du courant, avec une meilleure performance dynamique.

II .4.1 FACTS série

Les compensateurs de type série sont insérés directement dans les lignes de transport et agissent comme une source de tension variable ou comme une impédance réglable, qu'elle soit inductive ou capacitive. Leur principe consiste généralement à modifier l'impédance de la ligne en y intégrant des éléments électriques en série, ce qui permet d'optimiser le flux de puissance et d'améliorer la stabilité du réseau.

II .4.1.1 Condensateur série contrôlé par thyristor

Le compensateur série à thyristors (TCSC) est un dispositif FACTS destiné à ajuster l'impédance de la ligne de transmission en introduisant une compensation soit inductive soit capacitive. Cette flexibilité contribue non seulement à l'augmentation de la capacité de transfert de puissance, mais

aussi à l'amélioration de la stabilité transitoire et à la maîtrise du flux de puissance active sur les réseaux électriques :

$$X_{TCSC}(\alpha) = \frac{jL\omega}{[(2/\pi) \cdot (\pi - \alpha + \sin \alpha) - Lc\omega^2]} \quad (2.16)$$

Avec :

L : l'inductance du réacteur contrôlé ;

C : capacité du condensateur série

α : angle d'allumage des thyristors

Le TCSC se compose d'un condensateur commandé en série, qui est shunté par un réacteur contrôlé par l'angle d'allumage de thyristor, comme illustré à la figure (2.11).

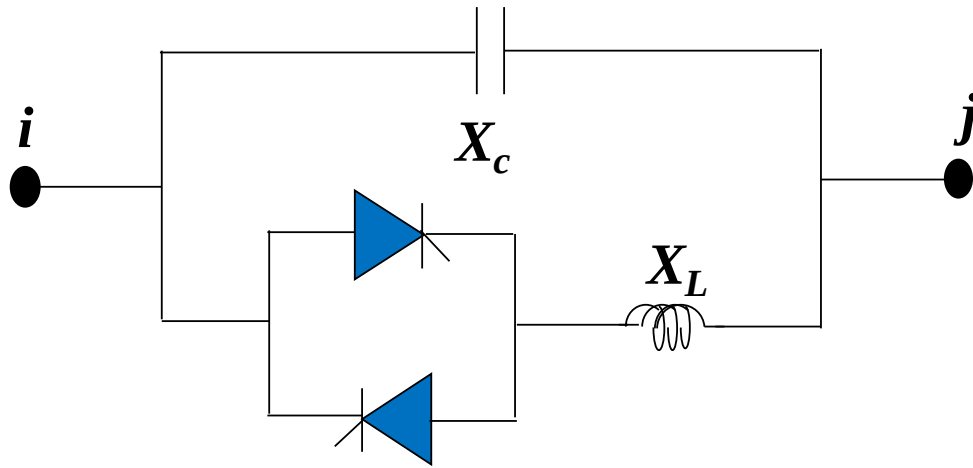


Figure 2.11 : Schéma électrique unifilaire simplifié d'un TCSC [73].

Lorsqu'un TCSC est installé sur la ligne de transmission entre les jeux de barres i et j, la réactance effective de cette ligne n'est plus uniquement celle de l'élément physique, mais elle résulte de la combinaison algébrique de la réactance intrinsèque de la ligne et de celle imposée par le compensateur. On peut alors écrire [73]:

$$X_{LTCSC} = X_{ij} + X_{CTCSC} \quad (2.17)$$

Où :

X_{CTCSC} : La réactance de la ligne de transmission après l'installation de dispositif TCSC.

X_{ij} : La réactance de la ligne de transmission avant l'installation de dispositif TCSC.

II.4.2 Compensateurs parallèles

Lorsqu'une impédance variable est connectée en parallèle (shunt) à un système électrique, elle a la capacité de consommer ou d'injecter un courant selon son configuration. Cette injection affecte

directement la transmission des puissances actives et réactives dans la ligne, ce qui autorise une modification des conditions d'opération du système électrique. Voici les compensateurs parallèles les plus couramment utilisés :

II .4.2.1 Réactances commandées par thyristors

Le circuit est composé d'une réactance placée en série avec deux thyristors montés en antiparallèle (Figure 2.12). La valeur de l'inductance est continuellement changée par l'amorçage des thyristors [74].

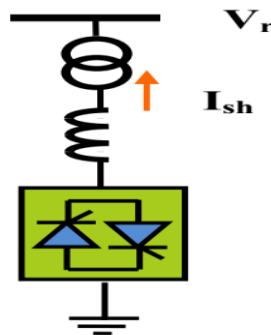


Figure 2.12: Schéma réactances commandées par thyristors (TSR) [74].

Le thyristor est allumé lorsqu'un signal de gâchette lui est envoyé, le courant circulera à travers l'inductance et la tension devient plus importante. Un réacteur contrôlé par un thyristor ne peut absorber que la puissance réactive du système. La quantité de réactance peut être contrôlée en continu et la quantité de flux de courant de l'inducteur peut changer entre zéro et une valeur maximale par l'amorçage des thyristors.

II .4.2.2 Condensateur Commandée par thyristors

Le circuit de capacité commandée par thyristors (TSC : Thyristor Switched Capacitor) est composé d'une capacité placée en série avec deux thyristors montés en antiparallèle (Figure 2.13).

Pour un TSC, les thyristors fonctionnent en pleine conduction durant cet intervalle de temps et il est bloqué si la demande en énergie réactive est nulle. Cela signifie que les thyristors sont complètement connectés ou déconnectés au réseau. Donc le courant réactif injecté sera une fonction de tension du réseau.

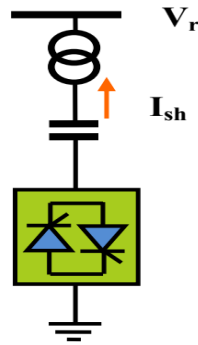


Figure 2.13: Schéma de capacité commandée par thyristors (TSC)[74].

II .4.2.3 Compensateur statique de puissance réactive

Le compensateur statique de puissance réactive (SVC) est un dispositif qui sert à améliorer la stabilité du système et aussi le profil de tension. Le premier type de SVC a été mis en service dans les années 1960 [75].

Le SVC fonctionne selon deux modes: où il génère de la puissance réactive lorsque la tension du système est faible (SVC capacitif), alors qu'elle absorbe la puissance réactive lorsque la tension du système est élevée (SVC inductif).

La figure (2.14) présente une des configurations possibles de SVC. Il se compose également de :

- Bancs de condensateurs fixes (Fixed Capacitor);
- Inductance commandée par thyristors TCR (Thyristor Controlled Reactor);
- Condensateur commuté par thyristors TCS (Thyristor Switched Capacitor);
- Inductance commutée par thyristors TSR (Thyristor Switched Reactor).

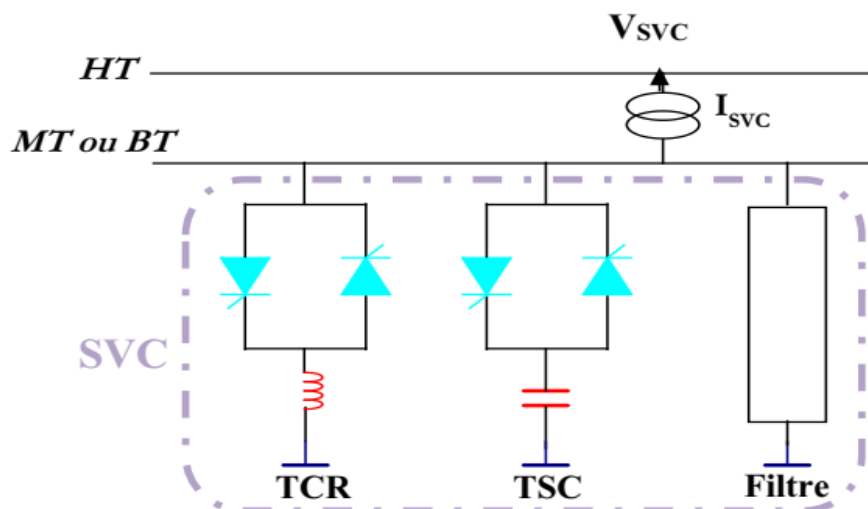


Figure 2.14: Schéma électrique unifilaire simplifié d'un SVC [75].

D'après la figure (2.15) on peut résumer le principe de fonctionnement du SVC comme suit :

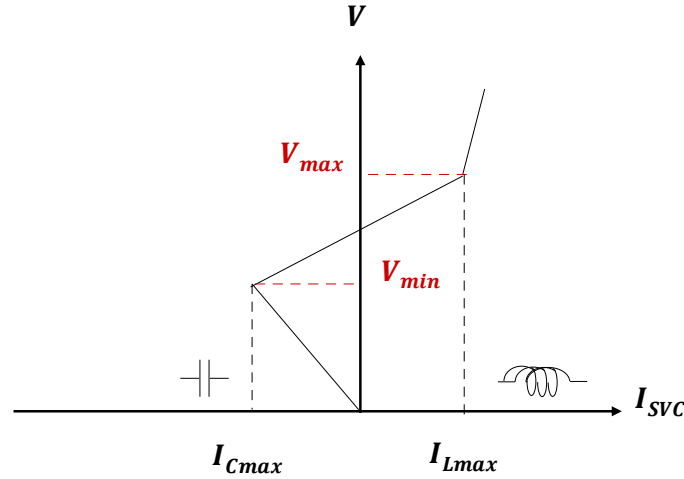


Figure 2.15: Fonctionnement du compensateur statique.

- Zone capacitive ($V < V_{min}$): Le TSC donne une énergie maximale. Le courant circule du SVC vers le réseau. Dans ce cas le SVC produit alors de la puissance réactive (comportement capacitive).

- Zone mixte ($V_{min} \leq V \leq V_{max}$): L'énergie réactive est une combinaison des TSC et TCR. Le courant circule du réseau vers le SVC. Donc, le SVC consomme de la puissance réactive et a alors un comportement inductif.

- Zone Inductif ($V > V_{max}$): le TCR donne son énergie maximale. Aucun courant ne circule entre le réseau et le SVC et il n'y a pas d'échange d'énergie réactive.

D'après la figure (2.13), le courant consommé par le SVC est donné par l'équation (2.18):

$$X_{SVC} = X_{TCR} // X_{TSC} = \frac{L\omega}{\frac{2}{\pi}(\pi - \alpha + \frac{\sin(2\alpha)}{2}) - LC\omega^2} \quad (2.18)$$

Où :

α est un angle de commande du TCR, L est l'inductance du TCR et C est la capacité du TSC.

II .4.2.4 Compensateur statique synchrone de distribution

Le compensateur synchrone statique de distribution (D-STATCOM) est un système FACTS qui se base sur la connexion d'un générateur synchrone statique en parallèle avec le réseau. Il a la capacité de gérer son courant de sortie de façon autonome, qu'il soit inductif ou capacitive, sans tenir compte de la tension alternative du réseau.

Cette caractéristique donne au D-STATCOM la capacité de réagir rapidement de manière dynamique et d'ajuster l'injection ou l'absorption de puissance réactive en fonction des exigences du système [76].

Sur le plan structurel, le D- STATCOM repose sur un convertisseur à source de tension (VSC) à commutation forcée, relié côté continu à un condensateur de stockage d'énergie.

Comme illustré à la figure (2.16), ses cellules de commutation bidirectionnelles sont généralement constituées de thyristors GTO ou, dans les conceptions modernes, d'IGBTs associés à des diodes antiparallèles.

L'échange de puissance active et réactive entre un réseau électrique et un D-STATCOM peut s'exprimer par les relations suivantes [77]:

$$P_{st} = \frac{V_{sh}V_r}{X_{sh}} \sin \delta \quad (2.19)$$

$$Q_{st} = \frac{V_r}{X_{sh}} (V_s - V_{sh} \cos \delta) \quad (2.20)$$

Avec :

V_{sh} : La tension générée par le convertisseur ;

X_{sh} : La réactance équivalente du transformateur shunt ;

δ : L'angle de déphasage entre V_s et V_{sh} .

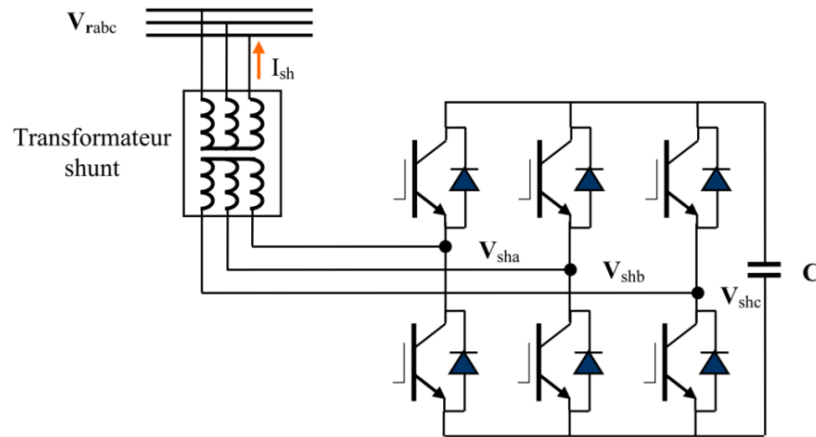
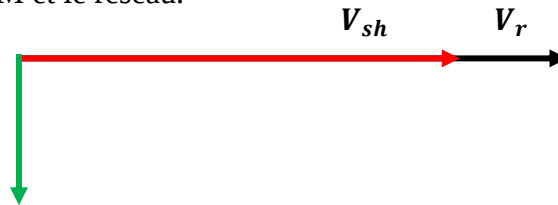


Figure 2.16: Structure de base d'un D-STATCOM couplé au réseau.

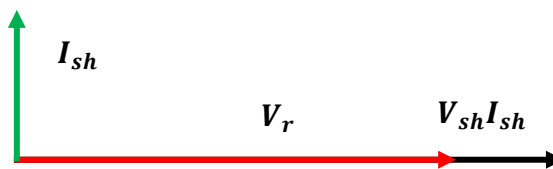
Le courant traversant la réactance est en retard de $-\frac{\pi}{2}$ par rapport à la tension V_s . Le D-STATCOM absorbe alors de la puissance réactive, entraînant une diminution de la tension au nœud de connexion V_r (mode inductif, voir figure 2.17.a).

Le courant capacitif I_{sh} est en avance de 90° par rapport à la tension du nœud. Le STATCOM fournit de la puissance réactive au réseau, ce qui augmente la tension au nœud V_r (mode capacitif, voir figure 2.16.b).

Si $V_r = V_{sh}$: il n'y a ni génération ni absorption de puissance réactive, et donc aucun échange d'énergie entre le D- STATCOM et le réseau.



(a)



(b)

Figure 2.16 : Diagramme des phases d'un D-STATCOM : (a) inductif, (b) capacitif.

II.5 Compensateurs hybrides

Les compensateurs hybrides (série-parallèle) sont des dispositifs FACTS qui associent des éléments série et shunt, commandés de manière coordonnée. Ils permettent un contrôle multi-variable, en agissant simultanément sur le niveau de tension, l'angle de transport de l'énergie, ainsi que sur le flux de puissance active et réactive [78].

Les principaux compensateurs hybrides rencontrés dans les réseaux électriques modernes sont :

- Les compensateurs hybrides à base de thyristors, tels que le TCPAR (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator) ;
- Les compensateurs hybrides basés sur les GTO-thyristors, parmi lesquels :
 - ✓ l'IPFC (Interline Power Flow Controller), utilisé pour le contrôle coordonné de flux de puissance entre plusieurs lignes de transmission [79],
 - ✓ l'UPFC (Unified Power Flow Controller), considéré comme l'un des dispositifs FACTS les plus performants pour le réglage simultané de la tension, de l'impédance et de l'angle de phase [80].

II .5.1 Contrôleur universel de flux de puissance

La Figure (2.18) illustre la configuration élémentaire d'un contrôleur unifié de flux de puissance (UPFC, Unified Power Flow Controller), installé entre les jeux de barres i et j . Ce dispositif repose sur deux onduleurs de tension à base de thyristors GTO.

Le premier est connecté en parallèle à la ligne de transmission par l'intermédiaire d'un transformateur triphasé, tandis que le second est inséré en série avec le réseau. Ces deux convertisseurs, interconnectés par un lien en courant continu (DC link), permettent un contrôle coordonné de la tension, de la puissance active et réactive, ainsi que de l'angle de phase du système électrique [80 - 81].

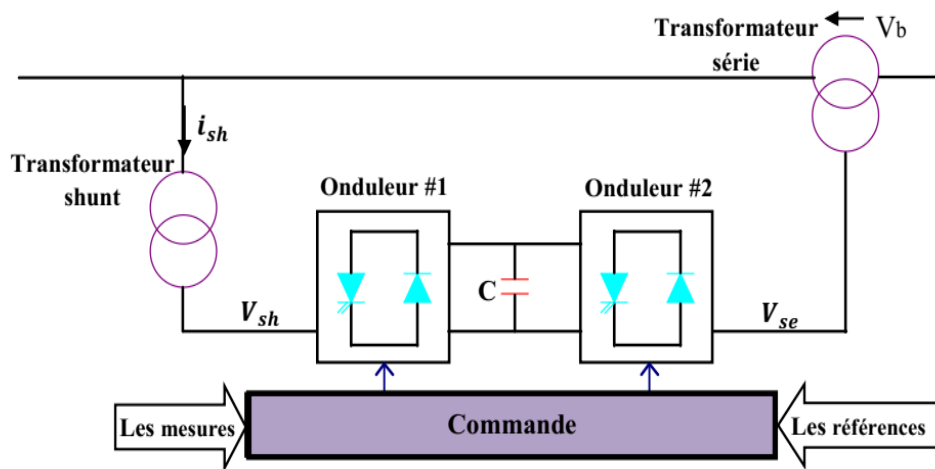


Figure 2.18: Schéma de principe d'UPFC [81].

II .6 Modélisation des dispositifs FACTS

La modélisation des dispositifs FACTS dépend du niveau d'analyse souhaité : études statiques de flux de puissance, analyses dynamiques de stabilité transitoire ou encore simulations électromagnétiques détaillées.

Dans le cadre d'une analyse statique de réseau, trois approches principales sont largement utilisées pour représenter l'effet des dispositifs FACTS sur le système électrique :

- L'injection de puissances équivalentes.
- La création d'un nœud fictif.
- La modification de la matrice admittance.

II .6.1 Modélisation par injection de puissances équivalentes

Cette approche consiste à représenter le dispositif FACTS comme une source équivalente de puissance active et réactive injectée au point de connexion PCC.

Elle est particulièrement utilisée dans les études de flux de puissance, car elle permet de conserver la structure classique du réseau tout en intégrant le comportement du dispositif sous forme de variables de puissance [82].

L'expression générale est donnée par :

$$\vec{S}_{inj} = P_{inj} + jQ_{inj} \quad (2.21)$$

Avec

- S_{inj} : la puissance complexe équivalente du dispositif FACTS;
- P_{inj} : la puissance active injectée ou absorbée par le dispositif ;
- Q_{inj} : la puissance réactive injectée ou absorbée.

Le courant injecté au nœud k s'exprime par :

$$\vec{I}_k = \frac{S_{inj}^*}{V_k^*} \quad (2.22)$$

Où V_k est la tension nodale complexe.

Le D-Statcom contrôle la puissance réactive en modulant la tension de sortie de son onduleur :

$$Q_{inj} = \frac{V_k(V_{conv} \sin \delta)}{X_f} \quad (2.23)$$

Où :

- V_{conv} : tension du convertisseur ;
- X_f : réactance de filtre de couplage ;
- δ : angle entre V_{conv} et V_k .

II .6.2 Modélisation par création d'un nœud fictif

Dans cette méthode, le dispositif FACTS est représenté par un nœud supplémentaire (appelé nœud interne ou nœud de contrôle), connecté au réseau par des impédances ou des branches contrôlées.

Cette modélisation est plus précise, car elle permet de décrire la relation tension – courant entre les bornes du dispositif et le réseau [82].

Le SSSC inséré en série dans la ligne, injecte une tension V_{se} contrôlé en quadrature avec le courant de ligne :

$$V_{se} = jX_{inj}I_{line} \quad (2.24)$$

Le modèle nodale introduit un nœud intermédiaire entre les deux extrémités de la ligne, relié par les impédances :

$$\begin{cases} V_i - V_m = Z_{line}I_{line} \\ V_m - V_j = Z_{inj}I_{line} \end{cases} \quad (2.25)$$

V_m est la tension au nœud fictif correspond au point d'injection du dispositif FACTS.

II.6.3 Modélisation par la modification de la matrice d'admittance du réseau

Cette méthode consiste à modifier directement d'admittance nodale (Y_{bus}) du réseau pour tenir compte de l'effet du dispositif FACTS.

Chaque dispositif est modélisé par une impédance ou admittance contrôlable, qui remplace ou complète celle d'une ligne existante.

Le TCSC est constitué d'un condensateur série C en parallèle avec une réactance contrôlée $X_L(\alpha)$, dépendant de l'angle de retard à l'allumage α des thyristors :

$$X_{TCSC}(\alpha) = \frac{X_L(\alpha).X_c}{X_L(\alpha)+X_c} \quad (2.26)$$

$$B_{TCSC}(\alpha) = \frac{1}{X_{TCSC}(\alpha)} \quad (2.27)$$

La matrice admittance entre les nœuds i et j donnée par :

$$Y_{ij}^{new} = Y_{ij}^{old} + jB_{TCSC}(\alpha) \quad (2.28)$$

Pour le SVC est modélisé comme une admittance shunt variable :

$$B_{SVC} = B_c - B_L \quad (2.29)$$

et la matrice Y_{bus} est modifiée à la diagonale correspondante :

$$Y_{kk}^{new} = Y_{kk}^{old} + jB_{SVC}(\alpha) \quad (2.30)$$

II.7 Intérêt des D-STATCOM dans la présence d'un système photovoltaïque

L'intégration croissante des systèmes photovoltaïques dans les réseaux électriques, motivée par la transition énergétique et les politiques de réduction des émissions de gaz à effet de serre, introduit de nouveaux défis liés à la stabilité et à la qualité de l'alimentation électrique. En effet, la production d'électricité photovoltaïque est directement dépendante des conditions météorologiques (irradiation solaire et température ambiante), ce qui induit une variabilité temporelle et spatiale importante. Cette variabilité peut engendrer des fluctuations de tension, des déséquilibres de puissance et une dégradation du facteur de puissance, particulièrement dans les réseaux faiblement maillés ou dans les zones où la pénétration PV est élevée [83].

L'une des problématiques majeures réside dans le fait que les onduleurs photovoltaïques sont généralement conçus pour opérer à facteur de puissance unitaire, injectant uniquement de la puissance active. Dans ces conditions, ils ne contribuent pas, ou très peu, à la compensation de la puissance réactive. Par conséquent, lors des variations rapides d'irradiation (passage nuageux, ensoleillement partiel), la tension du réseau peut subir des oscillations significatives, impactant la continuité et la qualité de service [84].

Le D-STATCOM, dispositif de type FACTS, constitue une solution performante pour pallier ces inconvénients. Basé sur un onduleur de tension commandé (VSC – Voltage Source Converter), il permet une régulation rapide et continue de la puissance réactive, injectant ou absorbant du VAR selon les besoins du réseau. Sa réponse quasi instantanée lui confère un avantage considérable par rapport aux compensateurs synchrones traditionnels ou aux systèmes de compensation statiques à base de condensateurs/inductances [85].

Dans le contexte photovoltaïque, l'utilisation d'un D-STATCOM présente plusieurs intérêts :

II.7.1 Stabilisation de la tension

Le D-STATCOM peut compenser les chutes ou hausses soudaines de tension liées à l'intermittence de la production PV, assurant ainsi une tension stable au point de couplage commun (PCC). Cette stabilisation est cruciale pour protéger les équipements électriques sensibles et maintenir le respect des normes de qualité de l'énergie (IEC 61000, IEEE 1547) [86].

II.7.2. Amélioration du facteur de puissance

En fournissant ou en absorbant de la puissance réactive, le D-STATCOM améliore le facteur de puissance du réseau, diminuant ainsi les pertes et renforçant la capacité de transfert de puissance active.

Amélioration de la capacité à traverser les creux de tension (LVRT - Low Voltage Ride Through)

En cas de perturbations du réseau, tels que des baisses de tension, le STATCOM a la capacité d'injecter instantanément la puissance réactive requise pour maintenir la tension. Cela permet aux systèmes photovoltaïques de demeurer connectés en conformité avec les normes modernes du code réseau [87].

II.7.3 Réduction des fluctuations de puissance

Le D-STATCOM, en interprétant les fluctuations rapides causées par les nuages ou les changements immédiats de l'ensoleillement, aide à atténuer le scintillement et les variations de fréquence, ce qui renforce la stabilité dynamique et transitoire [88].

De nombreuses recherches expérimentales et modélisations numériques démontrent que l'ajout d'un D-STATCOM dans un réseau ayant une importante présence de panneaux solaires contribue à atténuer considérablement les fluctuations de tension et à renforcer la stabilité globale de la tension [89]. Cet appareil, en conjonction avec une stratégie adaptative de contrôle, peut aussi servir à contribuer aux services auxiliaires du réseau, comme l'assistance de fréquence ou la régulation des flux d'énergie dans les micro-réseaux [90].

Ces avantages techniques démontrent que le D-STATCOM constitue un levier essentiel pour renforcer la qualité et la stabilité de la tension dans un réseau pénétré par le photovoltaïque, dans cette perspective, l'étude suivante s'attache à formaliser le problème d'intégration conjointe de ces dispositifs, la reconfiguration des réseaux, combinée à l'implantation des sources photovoltaïque et des unités D-STATCOM.

II.8 Formulation du problème d'optimisation

La reconfiguration du réseau, couplée à l'intégration de panneaux photovoltaïques (PV) et d'unités D-STATCOM dans un réseau de distribution radial, est formulée comme une optimisation à critères multiples. Cette approche vise simultanément à minimiser les pertes actives et réactives, améliorer le profil de tension, réduire les fluctuations de tension, et maximiser l'indice de stabilité de tension. L'ensemble du processus doit satisfaire aux contraintes topologiques et opérationnelles du système, tout en respectant la structure radiale du réseau. Dans la Figure 1, le « jeu de barre d'envoi » est désigné par « Barre k » tandis que le « jeu de barre de réception » est noté « Barre l » [91].

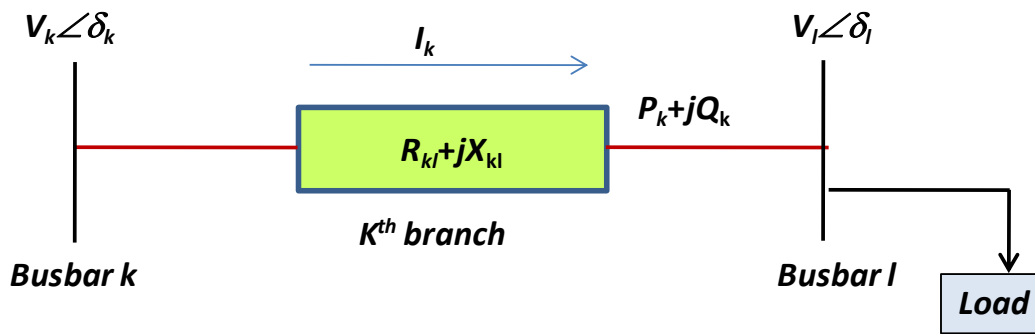


Figure 2.19 : Branche d'un système radial

Dans les réseaux de distribution à structure radiale, les pertes de puissance active sont sensiblement plus élevées que dans les réseaux de transport. Leur minimisation constitue dès lors une priorité stratégique pour optimiser la performance énergétique globale du système électrique [92].

$$\vec{I}_k = \frac{V_l \delta_l - V_k \delta_k}{R_{kl} + jX_{kl}} = \frac{\vec{S}}{V_k^*} \quad (2.31)$$

$$\vec{S} = P_k - jQ_k = V_k^* \vec{I}_k \quad (2.32)$$

$$P_{loss}(k) = R_{kl} I_k^2 = R_{kl} \left(\frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} \right)^2 \quad (2.33)$$

$$F_1(x, u) = \min P_{loss}(k) \quad (2.34)$$

Où :

P_k et Q_k représentent respectivement les puissances active et réactive demandées au niveau du nœud k tandis que R_{kl} et X_{kl} désignent la résistance et la réactance de la ligne reliant les nœuds k et l.

L'objectif de la fonction à optimiser est la minimisation de l'écart de tension nodale, introduite afin d'assurer la sécurité opérationnelle et la stabilité du système électrique.

La formulation mathématique de cette fonction s'établit comme suit :

$$V_D = \sum_{j=1}^{Nbus} \left(\frac{V_{ref} - V_j}{V_j} \right)^2 \quad (2.35)$$

$$F_2 = \min V_D \quad (2.36)$$

Dans cette expression, V_n désigne la tension au niveau du nœud n , tandis que V_{ref} correspond à la tension de référence, fixée conventionnellement à 1.0 p.u. L'indice de stabilité de tension (VSI) permet d'évaluer la marge de stabilité du réseau, en assurant le maintien des tensions dans la plage opérationnelle admissible. Il s'exprime selon la relation suivante [93].

$$VSI_j = V_i^4 - 4(P_j R_{ij} + Q_j X_{ij})V_i^2 - 4(P_j X_{ij} - Q_j R_{ij})^2 \quad (2.37)$$

La fonction objective associée à l'indice de stabilité de la tension s'exprime comme suit :

$$F_3 = \min \left(\frac{1}{VSI_j} \right) \quad (2.38)$$

Il faut maximiser l'indice de stabilité de tension (VSI) pour réduire au minimum la fonction objectif F_3 . La minimisation de cette fonction conduit à une solution idéale où tous les nœuds du réseau montrent une stabilité améliorée. Lors de l'intégration de la production décentralisée (DG) et des systèmes D-STATCOM, ainsi que lors de la restructuration du réseau, plusieurs restrictions doivent être observées.

On peut estimer le coût annuel lié aux pertes de puissance en utilisant la formule suivante [94] :

$$ALC = P_{Loss} \times K_p \times T \quad (2.39)$$

Où : K_p représente le coût incrémental des pertes de puissance fixé à 0,37 \$/kW, et T désigne la durée totale annuelle exprimée en heures (8760 h/an).

Les indicateurs de fiabilité sont des éléments cruciaux pour juger les performances du réseau électrique et minimiser les coupures de courant. Sur les multiples indices disponibles, trois sont couramment jugés comme étant de première importance et ils sont définis de la manière suivante :

- Fréquence moyenne des coupures par abonné (SAIFI) : Cet indicateur dénote la fréquence moyenne à laquelle un client rencontre une coupure prolongée sur une période spécifique [95] :

$$SAIFI = \frac{1}{N_T} \sum_{n=1}^{Nbus} N_i \quad (2.40)$$

Où : N_i représente le nombre total de clients interrompus et N_T le nombre total de clients desservis.

- Indice de durée moyenne d'interruption par utilisateur (SAIDI)

Cet indicateur mesure la durée moyenne totale d'interruption vécue par un client sur une période spécifique

$$SAIDI = \frac{1}{N_T} \sum_{n=1}^{N_{bus}} N_i \cdot r_i \quad (2.41)$$

- Durée moyenne d'interruption par client (CAIDI) : cet indice représente la durée moyenne de l'interruption vécue par un client, en se basant exclusivement sur les clients touchés :

$$CAIDI = \frac{1}{N_i} \sum_{n=1}^{N_{bus}} N_i \cdot r_i \quad (2.42)$$

II.8.1 Contrainte d'égalité

Le principe d'équilibre des flux de puissance active et réactive indique qu'il est essentiel de conserver une égalité entre la production, l'utilisation et les pertes de puissance à chaque point du réseau de distribution. Cette exigence prend en compte l'ensemble des pertes actives et réactives dans le système, assurant ainsi la cohérence des échanges énergétiques dans l'ensemble du réseau [96]. L'équation d'équilibre de puissance s'écrit comme suit :

$$\sum_{i=1}^{Ng} P_g + P_{DG} = \sum_{j=1}^{N_{bus}} P_D + P_{Tloss} \quad (2.43)$$

$$\sum_{i=1}^{Ng} Q_g + Q_{DG} = \sum_{j=1}^{N_{bus}} Q_D + Q_{Tloss} \quad (2.44)$$

Avec P_g et Q_g représentent respectivement la puissance active et réactive totale générée au niveau du nœud, tandis que P_{pv} et $Q_{D/STATCOMQ}$ désignent les puissances active et réactive injectées. P_{Tloss} et Q_{Tloss} sont les pertes actives et réactives totales dans le système.

Les restrictions opérationnelles traduisent les limites de fonctionnement du système de distribution, telles que l'amplitude de la tension sur chaque barre et les capacités de compensation en puissance active et réactive.

L'amplitude de la tension à chaque nœud peut être exprimée par l'équation suivante :

$$V_j^{min} < |V_j| < V_j^{max} \quad j=1,2,\dots,N_{bus} \quad (2.45)$$

Où : V_j^{min} et V_j^{max} représentent respectivement les valeurs minimale et maximale de la tension au niveau du nœud j , dans les limites opérationnelles admissibles, soit $\pm 5\%$ de la tension de référence [97 – 98].

La puissance active générée par la source de production distribuée doit être maintenue dans les plages opérationnelles admissibles, définies comme suit [99] :

$$P_{PV}^{min} < P_{PV} < P_{PV}^{max} \quad (2.46)$$

Où :

$P_{Pv}^{\min}$ et $P_{Pv}^{\max}$ représentent respectivement les bornes inférieure et supérieure de la puissance délivrée par le champ photovoltaïque. La puissance réactive injectée par le D-STATCOM doit respecter les plages de fonctionnement spécifiées et rester inférieure à la demande totale de puissance réactive, ce qui s'exprime comme suit [100] :

$$Q_{DStatcom}^{\min} < Q_{Dstatcom} < Q_{DStatcom}^{\max} \quad (2.47)$$

II.8.2 Shark Smell Optimization

La méthode métaheuristique Shark Smell Optimization (SSO) a été élaborée en 2014 par Oveis Abedinia et ses collaborateurs [102]. S'inspirant de la chasse des requins, cet algorithme se base sur leur aptitude exceptionnelle à percevoir l'odeur de leurs victimes dans un milieu marin étendu et complexe [103].

Le requin est réputé pour son aptitude remarquable à repérer et attaquer ses proies, grâce à un sens de l'odorat extrêmement développé. Quand une concentration de sang est introduite dans l'eau, le requin peut détecter rapidement ce changement, même à des doses minimales, ce qui lui permet de se repositionner efficacement vers l'origine de l'odeur. L'algorithme prend en compte ce comportement naturel pour orienter la recherche vers les solutions optimales dans un vaste espace de recherche dimensionnel [103].

Cet algorithme est efficace grâce à sa faculté d'harmoniser l'exploitation (exploration locale autour des meilleures solutions) et l'exploration (recherche globale dans le champ des solutions), s'appuyant sur le principe de concentration olfactive observé chez les requins.

L'optimisation par l'odeur du requin (SSO) repose sur quatre étapes fondamentales, décrites comme suit :

 **Initialisation de l'algorithme SSO** : La population des solutions initiales est générée de manière aléatoire dans l'espace de recherche admissible. Chaque solution représente une particule d'odeur, indiquant une position potentielle du requin dans l'environnement d'optimisation [104]. La position actuelle peut être exprimée comme suit :

$$X^1 = [X_1^1 X_2^1 X_3^1 \dots X_{NP}^1] \quad (2.48)$$

Le problème d'optimisation associé est formulé comme suit :

$$X_{i,j}^1 = [X_{i,1}^1 X_{i,2}^1 X_{i,3}^1 \dots X_{i,ND}^1] \quad i = 1, 2 \dots NP \quad (2.49)$$

Où : X^1 représente la position initiale du vecteur de population, NP désigne la taille de la population, $X_{i,j}$ correspond à la variable de décision de la position du requin i^{th} et ND indique le nombre total de variables de décision dans le problème d'optimisation.

✚ **Mouvement avant du requin** : Chaque requin, à partir de sa position actuelle, se déplace avec une certaine vitesse en direction de la proie, en se basant sur le vecteur de position initial [105].

Le vecteur de vitesse initial peut être formulé comme suit :

$$V^1 = [V_1^1 V_2^1 V_3^1 \dots V_{NP}^1] \quad (2.50)$$

✚ **Vecteur de vitesse**, composé d'éléments correspondant à chaque dimension, est exprimé comme suit :

$$V_{i,j}^1 = [V_{i,1}^1 V_{i,2}^1 V_{i,3}^1 \dots V_{i,ND}^1] \quad (2.51)$$

La vitesse du requin augmente lorsqu'une forte concentration d'odeur de sang est détectée. À chaque itération, la vitesse limitée $V_{i,j}$ est modélisée mathématiquement par le gradient de la fonction objectif, et elle est déterminée selon [105] :

$$V_{i,j}^k = \min \left[\left[n_k \cdot R_1 \cdot \frac{\partial(OF)}{\partial x_j} \right]_{x_{i,j}^k} + \alpha_k \cdot R_2 \cdot V_{i,j}^{k-1}, \left| \beta_k \cdot V_{i,j}^{k-1} \right| \right] \quad i = 1, 2, \dots, NP \quad j = 1, 2, \dots, ND \quad k = 1, 2, \dots, k_{max} \quad (2.52)$$

Où : n_k est un paramètre appartenant à l'intervalle $[0 - 1]$, R_1 et R_2 sont des variables aléatoires comprises entre 0 et 1, et $\partial(OF)/\partial x_j$ représente le gradient de la fonction objectif. α_k désigne le coefficient d'inertie, β_k le facteur de limitation de vitesse, et k le nombre d'itération.

De manière générale, la vitesse $V_{i,j}^k$ est approximativement considérée comme constante.

La nouvelle position est déterminée par l'équation suivante :

$$Y_i^{k+1} = X_i^k + V_i^k \cdot \Delta t_k \quad i = 1, 2, \dots, NP \quad k = 1, 2, \dots, k_{max} \quad (2.53)$$

où Δt_k représente l'intervalle de temps correspondant à l'étape k .

✚ **Mouvement de rotation du requin** : le requin effectue un mouvement de rotation pour détecter les particules d'odeur plus intenses, ce qui correspond à une phase de recherche locale à chaque étape, dans le but d'identifier une meilleure solution candidate. L'équation correspondante est donnée comme suit:

$$Z_i^{k+1,m} = Y_i^{k+1} + R_3 \cdot Y_i^{k+1}, \quad m=1, \dots, M, \quad i=1, \dots, NP \quad k=1, \dots, k_{max} \quad (2.54)$$

Avec : R_3 est un nombre aléatoire compris dans l'intervalle $[-1, 1]$, et M représente le nombre total de points évalués lors de la recherche locale à chaque itération.

La nouvelle position des particules est donnée par l'équation suivante :

$$X_i^{k+1} = \arg \max \{ OF(Y_i^{k+1}), OF(Z_i^{k+1,1}), \dots, OF(Z_i^{k+1,m}) \} \quad (2.55)$$

II.8.3 Pseudo-code de l'algorithme SSO

Les étapes de la méthode SSO sont regroupées dans l'algorithme suivant :

Début

Étape 1 : Initialisation

1. Définir les paramètres : $NP, M, n, k, \alpha_k, \beta_k, k_{max}$

2. Générer la population initiale de tous les individus
3. Générer aléatoirement chaque variable de décision dans l'intervalle autorisé
4. Initialiser le compteur d'itérations : $k=1$
5. Pour $k=1: k_{max}$:

Étape 2 : Mouvement en avant

6. Calculer chaque composante du vecteur vitesse
7. Déterminer la nouvelle position du requin selon le mouvement en avant

Étape 3 : Mouvement rotationnel

8. Déterminer la position du requin selon le mouvement rotationnel
9. Sélectionner la prochaine position du requin en combinant les positions issues des mouvements en avant et rotationnel
10. Fin de la boucle pour k
11. Incrémenter $k=1: k_{max}$
12. Sélectionner la meilleure position du requin à la dernière itération selon la fonction objective optimale
13. **Fin.**

II.8.4 Résultats et discussion

La méthode proposée, SSO a été appliquée au réseau de distribution radial IEEE 33 jeu de barre, composé de 32 branches. La tension au niveau du poste source est de 12,66 kV. Les limites de tension maximales et minimales pour tous les nœuds sont fixées à $\pm 5\%$. La charge totale active et réactive est respectivement de 3,175 MW et 2,3 MVar [106], avec une puissance de base de 100 MVA.

Ce réseau a été sélectionné comme réseau de test, tel qu'illustré dans la figure (2.19), en raison de ses caractéristiques problématiques, notamment des pertes de puissance élevées et une dégradation significative du profil de tension.

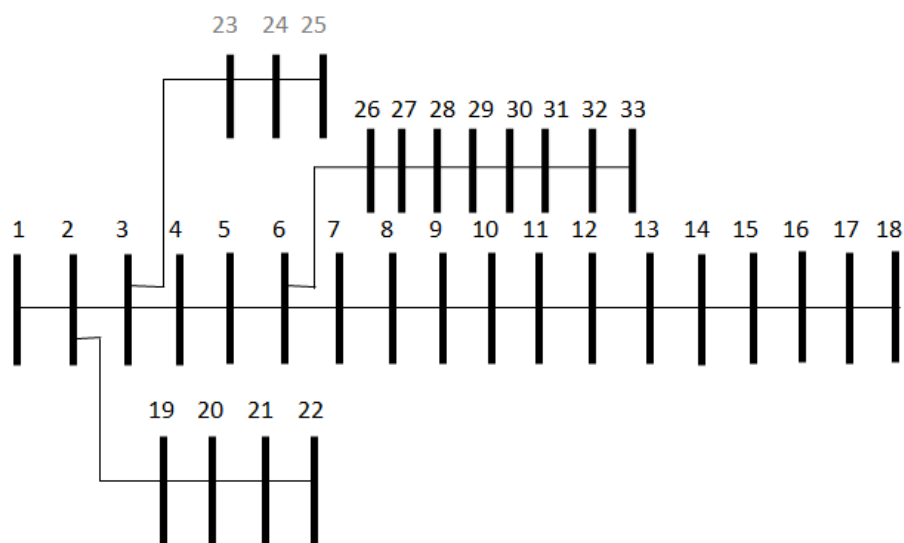


Figure 2.20 : Schéma du réseau 33 jeu de barre étudié.

Les méthodes proposées englobent plusieurs scénarios, présentés comme suit :

Cas de base : Scénario de base sans reconfiguration du réseau et sans intégration de source d'énergie photovoltaïque ni d'unité D-STATCOM.

Cas 2 : Application de la reconfiguration du réseau par ouverture et fermeture des interrupteurs de couplage (tie switches) et des interrupteurs de sectionnement.

Cas 3 : Application conjointe de la reconfiguration du réseau avec l'intégration d'unités D-STATCOM aux nœuds 8 et 30, avec une capacité respective de 1252,7 kVAr.

Cas 4 : Reconfiguration du réseau avec intégration de générateurs photovoltaïques aux nœuds 12, 29 et 32, avec des puissances respectives de 1260 kW, 1260 kW et 422 kW.

Cas 5 : Reconfiguration du réseau avec intégration simultanée de générateurs photovoltaïques et d'unités D-STATCOM

La nouvelle reconfiguration du réseau de distribution est illustrée dans la figure (2.21).

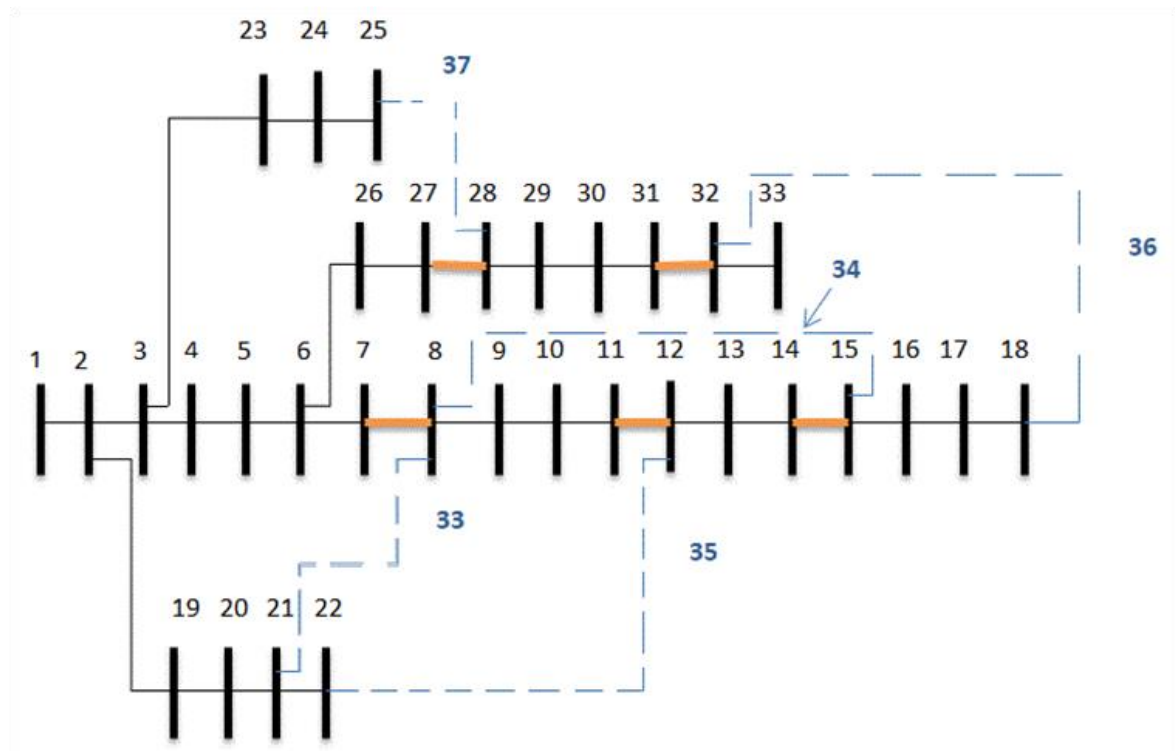


Figure 2.21 : Nouvelle configuration du réseau de distribution.

La figure (2.22) illustre le profil de tension des nœuds pour les différents scénarios étudiés. On constate que le cas de base présente une chute de tension importante atteignant environ 0.92 pu ; ce qui traduit un déséquilibre significatif et une mauvaise qualité de service.

Les résultats du deuxième et troisième cas montrent une amélioration modérée par rapport au cas de base, mais la tension reste souvent en dessous de 0.95 pu avec des fluctuations marquées indiquant que ces configurations n'apportent qu'une solution partielle au problème de chute de tension.

Le quatrième cas présente une nette amélioration, où la tension se maintient généralement entre 0.96 et 0.98 pu, ce qui améliore la stabilité du réseau.

Enfin le cinquième cas constitue la configuration la plus performante, la tension demeure très proche de 1 pu, tout au long du réseau avec des fluctuations limitées, ce résultat met en évidence l'efficacité de cette solution dans le maintien de la qualité de la tension et suggère que cette configuration est la plus appropriée pour renforcer le réseau et garantir un fonctionnement optimal.

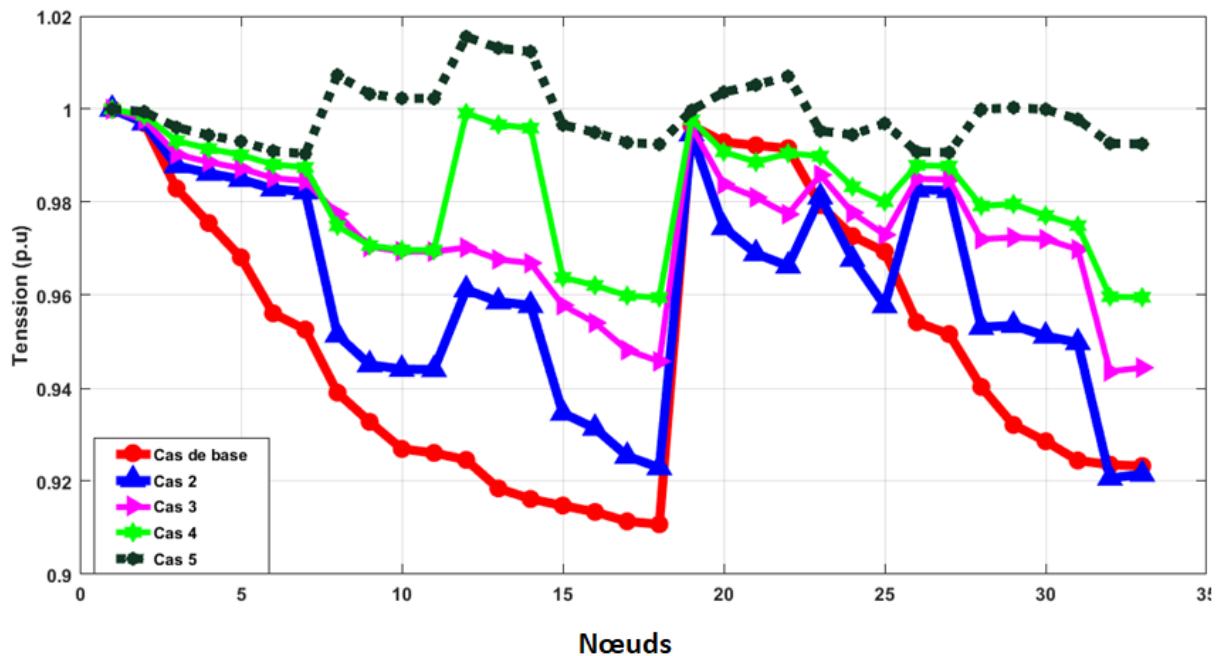


Figure 2.22: Profile de tension.

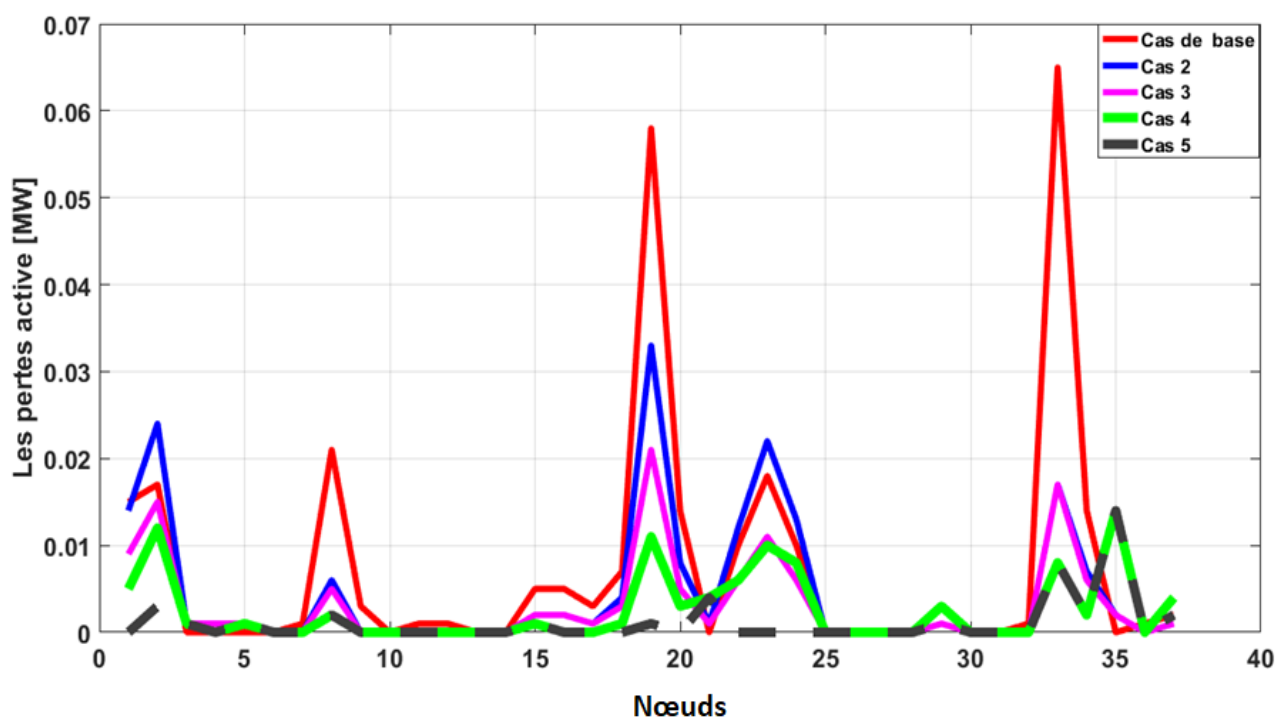
Le tableau (2.3) présente les indices de fiabilité pour les différents scénarios. Il est clairement observé que ces indices diminuent progressivement du scénario 1 au scénario 5.

L'évolution des indices montre que la nouvelle reconfiguration, et l'amélioration apportées par l'intégration des dispositifs FACTS et des générateurs photovoltaïques, augmente la fiabilité globale et une amélioration de la continuité d'alimentation.

Tableau 2.3: Indices de fiabilité.

	Cas de base	Cas 2	Cas 3	Cas 4	Cas 5
SAIFI	0.7203	0.621	0.510	0.459	0.419
SAIDI	0.455	0.423	0.328	0.303	0.295
CAIDI	0.631	0.681	0.643	0.660	0.704

Les figures (2.23 - 2.24) illustrent respectivement les pertes actives et réactives totales pour les différents scénarios étudiés. L'analyse des courbes démontre l'efficacité des différentes étapes, on passe d'un réseau de forte pertes vers un réseau optimisé (cas 5), où les pertes actives et réactives sont de 44 kW et 40 kVAr respectivement indique une meilleur répartition des flux de puissance, réduction des courants dans les branches critique, et une amélioration dans la tension et du rendement énergétique.

**Figure 2.23 : Pertes actives totales.**

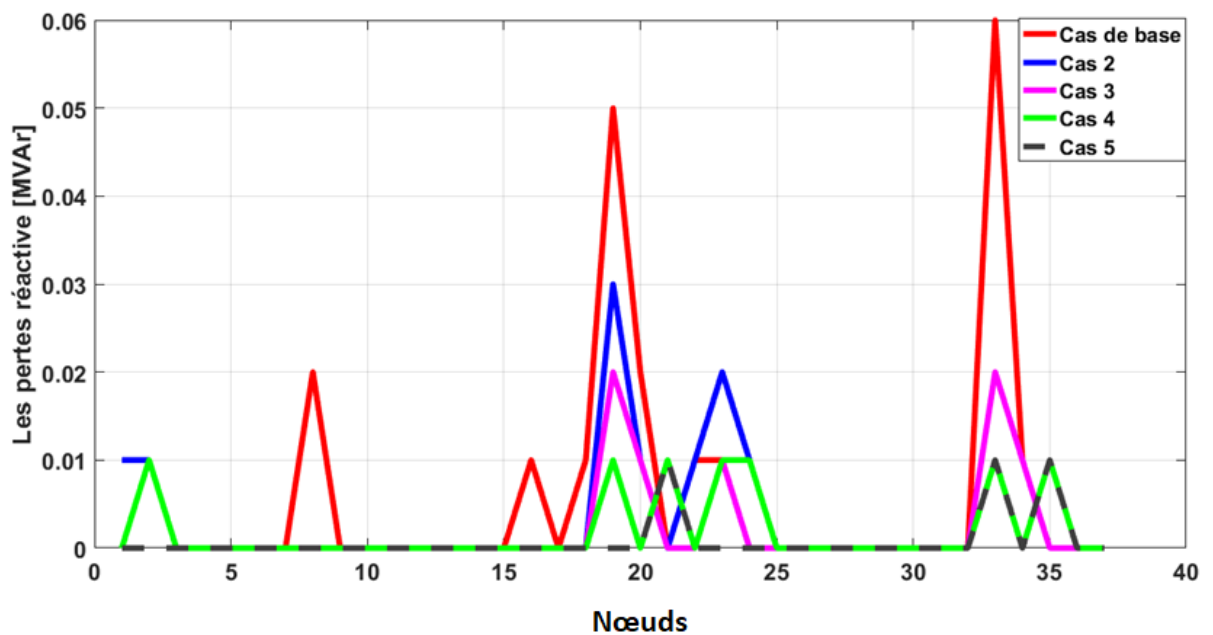


Figure 2.24: Pertes réactives totales.

La figure (2.25) met en évidence une baisse progression des pertes de puissance active (210 kW à 44 kW) accompagnée d'une diminution corrélée des coûts des pertes pour l'ensemble des scénarios, cette évolution souligne l'intérêt économique d'une meilleure gestion des flux énergétique, ces résultats justifient pleinement l'investissement dans des solutions technique ou organisationnelle de réduction des pertes, offrant un retour sur investissement sous forme d'économie annuelles.

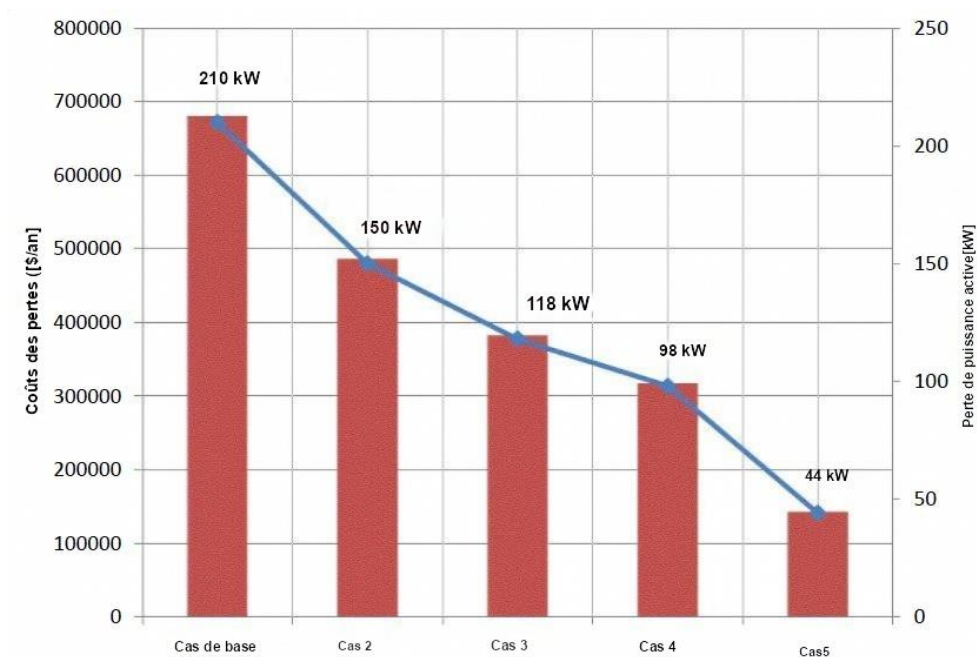


Figure 2.25 : Cout des pertes des différents scénarios.

La figure (2.25) met en évidence l'écart entre le coût lié aux pertes de puissance et le coût total associé à la combinaison stratégique des unités photovoltaïques et des dispositifs D-STATCOM.

Les résultats indiquent que le coût des pertes de puissance atteint 680 625 \$, un montant nettement supérieur au coût combiné des unités intégrées. L'écart, évalué à 482 512 \$, démontre clairement que l'intégration optimale des systèmes photovoltaïques avec les D-STATCOM permet de réaliser un gain économique significatif.

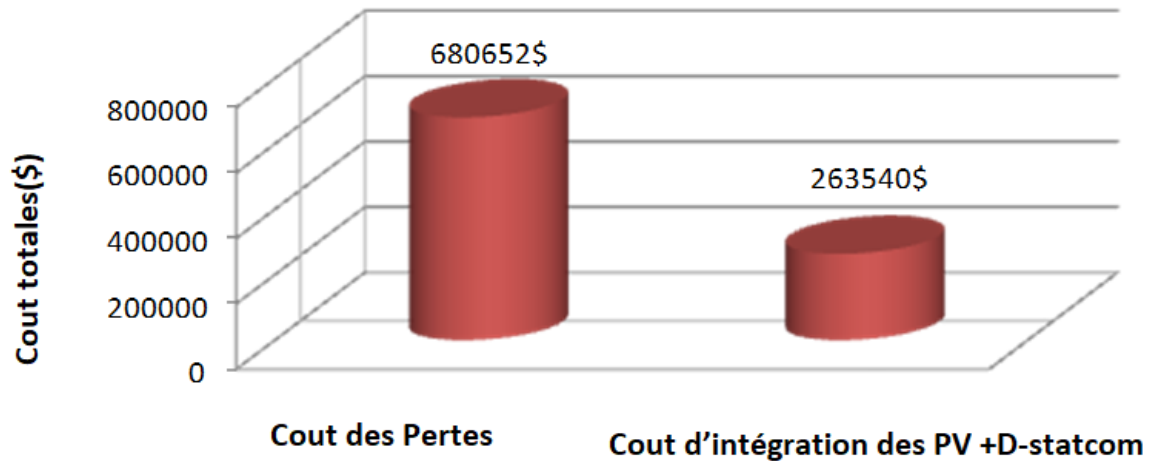


Figure 2.26 : Coût d'investissement.

Le tableau (2.4) présente une étude comparative entre la méthode proposée et d'autres approches issues de la littérature. Les résultats obtenus montrent que la stratégie d'optimisation développée permet une amélioration notable du profil de tension ainsi qu'un renforcement global des performances du réseau.

Tableau2.4 : Comparative de la technique utilisée avec d'autres méthodes.

cas		Méthode proposée	[107]	[108]
Cas de base	Interrupteur ouvert	33 34 35 36 37	33 34 35 36 37	33-34-35-36-37
	Déviat ion de tension(pu)	0.1125	0.27	--
	Tension minimale(pu)	0.9108 (18)	0.9131(18)	0.9052
	Perte totale de puissance active(kW)	210	202.68	202.67
	Réduction des pertes %	--	--	--
Cas 2	Interrupteur ouvert	7 11 14 27 31	7 9 14 32 37	7-9-14-32-37
	Déviat ion de tension (pu)	0.066	0.0621	--
	Tension minimale (pu)	0.9207 (32)	0.9378(32)	0.9343
	Perte totale de puissance active (kW)	150	139.55	139.5
	Réduction des pertes %	29	31.14	31.16
Cas 3	Interrupteur ouvert	7 11 14 27 31	7 14 9 32 37	--
	Déviat ion de tension (pu)	0.0165	0.227	--
	Tension minimale (pu)	0.9595 (18)	0.9479(31)	--
	Perte totale de puissance active(kW)	118	101.82	--
	Réduction des pertes %	53.33	51.59	--
	Interrupteur ouvert	7 11 14 27 31	7 14 9 32 37	--
	Déviat ion de tension (pu)	0.0165	0.0277	--

Cas 4	Tension minimale (pu)	0.9595 (18-33)	0.9479(33)	0.9482
	Perte totale de puissance active (kW)	98	98.10	92.87
	Réduction des pertes %	53.33	51.59	54.17
Cas 5	Interrupteur ouvert	7-11-14-27-31	33-12-10-15-26	--
	Déviation de tension (pu)	0.0015	0.0038	--
	Tension minimale (pu)	0.9904(7)	0.9669(13)	--
	Perte totale de puissance active(kW)	44	35.02	--
	Réduction des pertes %	79.05	82.72	--

Les avantages de cette technique d'optimisation, comparée aux algorithmes génétiques couramment utilisés, peuvent être résumés comme suit :

- Une grande souplesse d'application : L'algorithme Shark Smell Optimisation (SSO) se distingue par sa capacité d'adaptation à divers types de réseaux de distribution électrique.
- Amélioration de la puissance du réseau : Grâce à l'intégration de la technologie FACTS, la méthode contribue à la réduction des coûts d'exploitation tout en optimisant la gestion de l'énergie.
- Les travaux réalisés apportent une contribution significative à la résolution du problème de l'écoulement de puissance optimal en présence de sources d'énergie renouvelable ;
- Les approches techniques mises en œuvre influent positivement sur la fiabilité et la stabilité des systèmes électriques ;
- La technique d'optimisation de la reconfiguration du réseau de distribution, par la recherche d'une nouvelle topologie optimale, a été utilisée afin de garantir l'alimentation de l'ensemble des charges connectées au réseau.

II.9.Conclusion

Dans ce chapitre, l'algorithme (SSO), a été appliqué pour résoudre le problème de reconfiguration optimale d'un réseau de distribution radial intégrant simultanément une génération photovoltaïque(PV) et des compensateurs statiques (D-STATCOM). L'objectif visait est à minimiser conjointement les pertes de puissance actives et réactives, à réduire les coûts énergétique, à améliorer le profil de tension avec la stabilité du système. Tout en respectant les contrainte opérationnelles, avec des réductions de pertes actives et réactives atteignant respectivement 79.05% et 78%, ainsi que le coût des pertes limité à 142613\$ avec une déviation de tension minimal de 0.0015 pu. La tension minimale du réseau initialement inférieure à la norme, s'élève ainsi à 0.9904pu dans ce scénario.

Sur le plan technico-économique, l'intégration conjointes des sources renouvelable et des dispositifs FATCS dans une architecture reconfigurée, offre une efficacité énergétique accrue, une diminution substantielle du coût d'exploitation et une fiabilité renforcer du système de distribution.

CHAPITRE III

MODELISATION DU COMPORTEMENT DYNAMIQUE D'UNE EOLIENNE

III.1 Introduction

L'approvisionnement en énergie durable reste une exigence majeure des sociétés modernes pour répondre à la demande croissante d'énergie, causée par une consommation accrue due à l'expansion démographique et industrielle [109]. Cette augmentation entraîne une utilisation plus importante des combustibles fossiles pour alimenter les centrales électriques conventionnelles [110]. Ces sources d'énergie traditionnelles ne semblent pas constituer une solution appropriée, car elles ont un impact négatif considérable sur l'environnement et la vie humaine [111]. Ce problème a mis en évidence la nécessité de recherche des sources d'énergie alternatives [112]. Les chercheurs mondiaux se concentrent aujourd'hui sur les technologies d'énergies renouvelables, telles que l'énergie solaire et éolienne. Ces sources d'énergie présentent un potentiel naturel immense [113]. De plus elles sont largement réparties à travers le monde. Cependant leur puissance de sortie dépend des conditions climatiques, comme l'ensoleillement et la vitesse du vent.

L'énergie éolienne constitue l'une des meilleures formes d'énergies renouvelables et s'est avérée être l'une des plus économiques et efficaces. Elle est utilisée depuis longtemps. Les éoliennes se divisent principalement en deux types, les éoliennes à vitesse fixe (FSWT) et les éoliennes à vitesse variable (VSWT). Les éoliennes à vitesse variable offrent un rendement énergétique supérieur à celles à vitesse fixe [114, 115]. Dans ce chapitre on vient d'étudier la production et le contrôle de puissance active et mécanique d'une éolienne basée sur une machine asynchrone à double alimentation (MADA).

III.2 Historique de l'énergie éolienne

L'essor des éoliennes remonte à avant le XIX^e siècle, la première éolienne a été construite en Ecosse en 1887 comme illustrée dans la figure (3.1), conçue par le professeur James Blyth destinée à l'éclairage public grâce à l'énergie cinétique du vent, cette innovation inspira rapidement à de nouveaux développements. Dès l'année suivante 1888 l'Américain Charles Brush conçut une turbine éolienne plus puissante capable d'alimenter en électricité sa résidence dans l'Ohio. Trois ans plus tard en 1891 l'ingénieur Poul La Cour introduisit à son tour un modèle innovant ses travaux jetèrent les bases de la technologie de l'éolienne moderne [116-117]. Suite à ces premières réussites les éoliennes commencèrent à se répandre sur le marché avec une adoption rapide dans le secteur agricole. Ainsi, le Danemark comptait déjà en 1900 un parc de 2500 éoliennes représentant une capacité totale de 30 MW, ces installations principalement dédiées aux applications agricoles comme le pompage de l'eau ou la mouture des grains. En 1927, l'industrialisation de l'énergie éolienne franchit une étape décisive avec la création de la première usine « Jacobs Wind » établie à Minneapolis fondée par les frères Jacobs-Joe Marcellus.

Cette entreprise commercialisa des éoliennes principalement conçue pour répondre aux besoins agricoles. En 1941, dans le Vermont le premier réseau électrique local (Castletown) fut connecté à une éolienne d'une puissance nominale d'un mégawatt [118].

En 1975, la NASA initia un programme de recherche et développement consacré aux éoliennes de grande puissance. Ce programme a permis de mettre au point de nombreuses technologies encore aujourd'hui dans les éoliennes à l'échelle industrielle.

L'année 2024 représente un tournant décisif dans le développement éolien mondial avec une capacité de 1135.5 GW à l'échelle globale. Cette croissance entraîne une réduction de coût de plus de tiers par rapport au coût du kWh dans les années 1980.

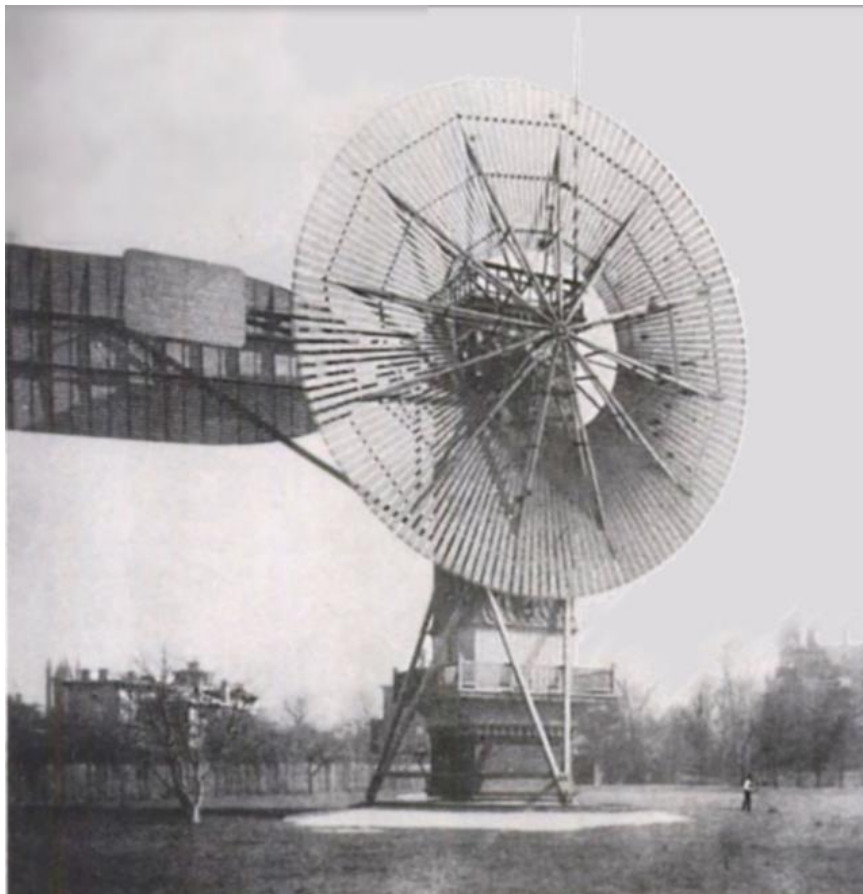


Figure 3.1: La première turbine éolienne dans le monde.

En 2025, l'industrie connaît une avancée majeure avec l'émergence des éoliennes volantes (figure 3.2) (Airborne Wind turbine AWT). Ces systèmes innovants exploitent les vents de haute altitude à l'aide de drones, de cerfs-volants ou de structures aérodynamiques légères, capables de générer de l'électricité entre 300 et 600 mètres d'altitude, là où les vents sont plus réguliers et puissants. Les prototypes développés par des entreprises telles que Kitepower, Makani (Alphabet) ou Skypull ont

démontré un fort potentiel pour réduire les coûts d'installation et étendre la production éolienne dans des zones où l'implantation d'éoliennes conventionnelles reste complexe[119].



Figure 3.2 : Eolienne volante[120]

III.3 Types usuels des turbines éoliennes

Les éoliennes se divisent en deux types principaux, distinguées par l'orientation de leur axe de rotation : celles à axe horizontal et celles à axe vertical, comme le montre la figure (3.3).

Pour une même vitesse du vent, la puissance extraite des éoliennes à axe horizontal est plus élevée que celle d'une éolienne à axe vertical grâce à ses caractéristiques.

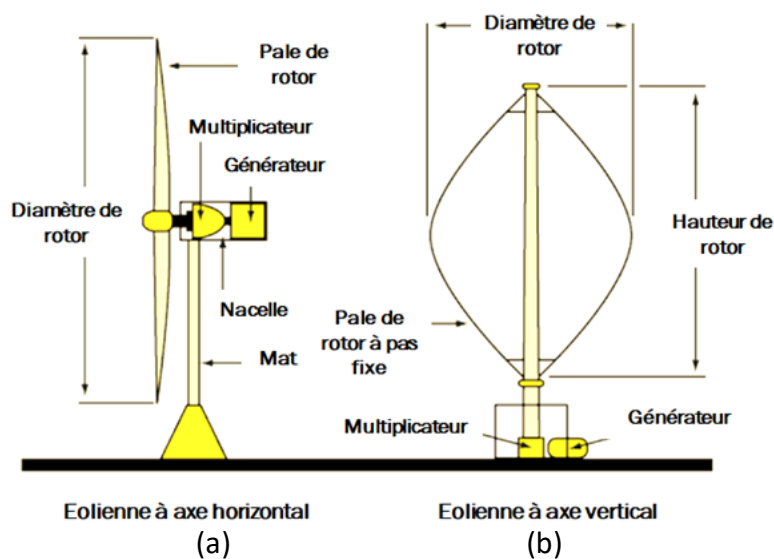


Figure 3.3 : Les deux principaux types d'éoliennes : (a) axe horizontal, (b) axe vertical.

III.4 Principe de fonctionnement

L'énergie cinétique du vent actionne la rotation des pales de l'éolienne convertissant une partie de cette énergie en énergie mécanique. Cette énergie est directement convertie en électricité par un générateur (asynchrone ou synchrone) entraîné par l'arbre principal.

Le générateur peut être connecté au réseau selon deux mode : couplage direct au réseau ou indirect. Lorsque le générateur est connecté directement au réseau (figure 3.4) il fonctionne à vitesse fixe ou à très faible variation pour les machines asynchrones où le glissement permet un ajustement limité. Cette configuration exclut l'usage de machine synchrone car elle nécessite une vitesse rotorique proportionnel à la fréquence du réseau.

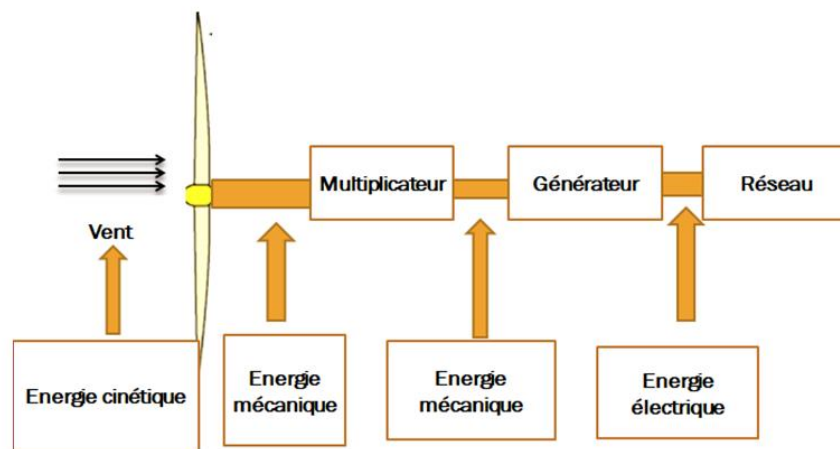


Figure 3.4 : Chaîne de conversion de l'énergie éolienne avec couplage direct.

Dans le cas d'un couplage indirect au réseau un convertisseur d'électronique de puissance est nécessaire afin d'assurer la synchronisation fréquentielle par la conversion de la fréquence variable produit par le générateur en une fréquence stable à celle du réseau (Figure 3.5), et d'autre part le maintien du fonctionnement à vitesse variable [121].

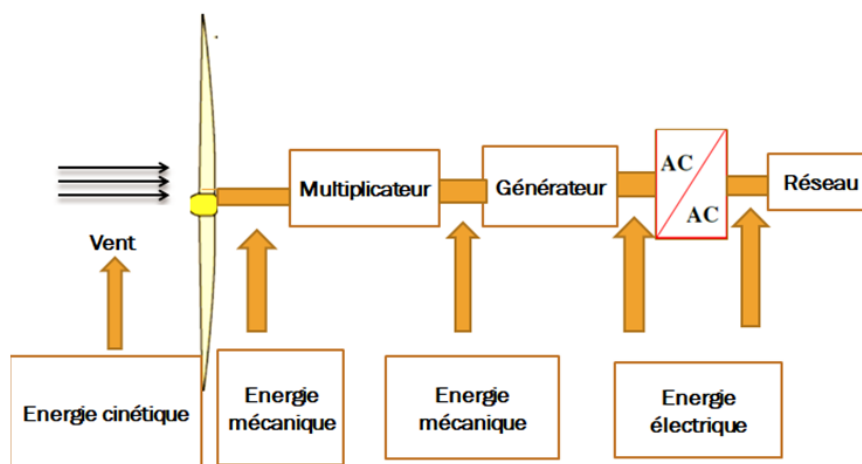


Figure 3.5 : Chaîne de conversion de l'énergie éolienne avec couplage indirect.

III.5 Constitution d'une éolienne

Actuellement, la majorité des installations éolienne à travers le monde utilisent des turbines à axe horizontal à trois pales. Elle est composée de trois parties principales : le mat, le rotor et la nacelle. Cette dernier, contenant la chaîne de conversion mécanique-électrique (multiplicateur et générateur).

III.5.1 Le mât

Le mât ou le tour est une structure rigide et verticale conçu pour supporter la nacelle et le rotor à une altitude adéquate, où les vitesses sont plus fortes et moins turbulents grâce à l'effet de sol. Généralement, fabriqué en acier sous forme de tube il est solidement fixé au sol par des fondations en béton armé. Sa hauteur varie entre 10 et 80 mètre en fonctionne de la taille de l'éolienne et les conditions du site. Typiquement une éolienne d'une puissance 1 MW est généralement équipée d'un mât de 80 mètres soit équivalent d'un immeuble 32 étages [122]. Cette élévation permet de capter des vents plus forts et plus stables, optimisant ainsi la production d'énergie de l'éolienne.

III.5.2 La nacelle

La nacelle est une structure positionnée au sommet du mât. Elle constituée le cœur technique de l'éolienne puisqu'elle abrite l'ensemble des composants mécanique. Son rôle est crucial, elle transforme l'énergie de rotor vers le générateur électrique. Elle contient génératrice un system de freinage qui permet d'arrêter le system en cas de surcharge, et un dispositif d'orientation de la nacelle [123].

III.5.3 Le rotor

C'est la partie tournante de la turbine éolienne, généralement composé des pales et l'arbre primaire et un moyeu pour relie ces derniers, les pales sont composées en matière composite qui sont mise en mouvement par l'énergie cinétique de vent.

Pour les éoliennes de production électrique, le nombre de pales est un paramètre clé de conception peut varie de 1 à 3 pales selon le modèle. Actuellement, le system tripal domine le marché puisqu'il réduit les vibrations par un meilleur équilibrage dynamique ainsi permet de limiter le bruit et la fatigue du rotor par rapport à un système bipale ou mono pale.

III.6 Classement des éoliennes selon leur vitesse de rotation

Les éoliennes se classent en deux grandes catégories selon leur vitesse de rotation :

-  Les éoliennes à vitesse fixe ;
-  Les éoliennes à vitesse variable.

III.6.1 Eolienne à vitesse fixe

Les premières générations d'éoliennes de grande puissance utilisaient une génératrice asynchrone à cage d'écureuil reliée au réseau, sans aucune interface d'électronique de puissance. Un multiplicateur entraînait la génératrice tandis qu'un système d'orientation des pales (pitch control) permettait de réguler la vitesse afin de la garder quasiment constante.

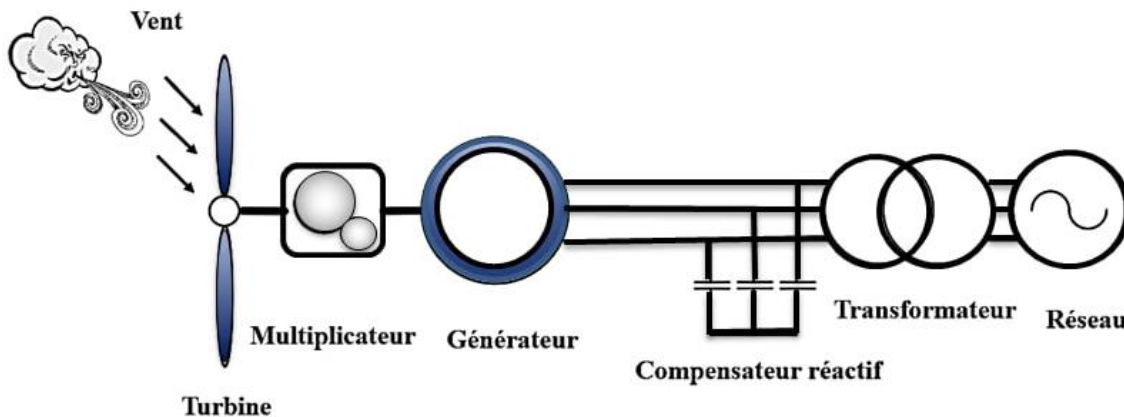


Figure 3.6: Eolienne à vitesse fixe basé sur une machine asynchrone à cage.

III.6.2 Eolienne à vitesse variable

Aujourd'hui, les éoliennes à vitesse variable sont très largement répandues, offrant une production énergétique plus élevée, que l'éolienne à vitesse fixe [124-125]. Les éoliennes à vitesse variable présentent une caractéristique fondamentale distinguant notamment sur leur capacité à maintenir une efficacité maximale de conversion de puissance sur une large gamme de vitesse du vent [126]. Parmi les différentes technologies d'éoliennes à vitesse variable, la MADA a connu un développement significatif ces dernières années. Dans ce travail on s'intéresse principalement sur ce type d'éolienne.

MADA représente plus de 50% des installations éolienne son principal avantage réside dans sa capacité de maintenir l'amplitude et la fréquence de la tension de sortie à une valeur constante indépendamment des variations de vitesse du vent ou de rotation de rotor [127]. MADA est similaire à un moteur asynchrone à rotor bobiné, où le stator est directement connecté au réseau et l'enroulement du rotor est relié au réseau via un convertisseur back to back [128] comme illustré dans la figure (3.7).

Le convertisseur back to back est composé de deux convertisseurs : un convertisseur coté rotor (RSC rotor side converter) et un convertisseur côté réseau (GSC grid side converter).

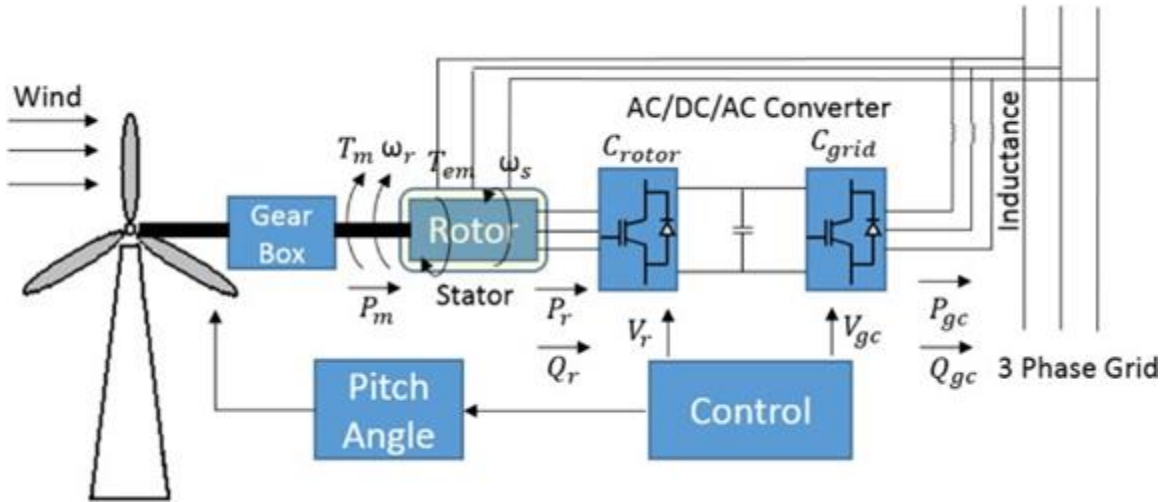


Figure 3.7: Eolienne à vitesse variable basé sur machine asynchrone à double alimentation.

III.7 Modélisation de la turbine éolienne

La modélisation d'une éolienne peut se faire à différents niveaux, mais elle repose principalement sur le calcul de la puissance éolienne extraite et la modélisation des composants mécaniques et électriques. Pour une modélisation complète, il faut aussi prendre en compte les paramètres du vent, souvent décrits par une distribution de probabilité.

III.7.1 Modélisation de l'énergie cinétique du vent

La turbine capte l'énergie cinétique du vent et la transforme en énergie mécanique. La puissance mécanique récupérable sur l'éolienne est donnée par l'expression suivante [129] :

$$P_t = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot v^3 \quad (3.1)$$

Avec: ρ [kg/m³] : la masse volumique de l'air (approximativement 1.225 kg/m³ à la pression atmosphérique et à 15°C), R [m] : rayon des pales, C_p : Coefficient de puissance, λ : Coefficient de la vitesse relative (le rapport entre la vitesse linéaire à l'extrémité des pales d'éolienne et la vitesse de vent), β [degré]: l'angle de calage, v [m/s] : vitesse de vent.

Le coefficient λ est définie par :

$$\lambda = \frac{\Omega_t \cdot R}{v} \quad (3.2)$$

Où Ω_t [rad/s] est la vitesse de rotation de la turbine.

La turbine éolienne ne peut pas extraire la totalité de la puissance disponible dans le déplacement de la masse d'air. Le coefficient de puissance C_p est alors défini comme le ratio entre la puissance mécanique et la puissance total de vent. Il est défini comme [130] :

$$C_p(\lambda, \beta) = \frac{P_t}{P_{vent}} = \frac{P_t}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v^3} \quad (3.3)$$

On peut écrire l'expression mathématique de $C_p(\lambda, \beta)$ sous la forme suivante :

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3\beta - C_4 \right) e^{-\frac{C_5}{\lambda_i}} + C_6\lambda \quad (3.4)$$

Avec λ_i représente la vitesse spécifique réduite est donnée par :

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + C_7\beta} - \frac{C_8}{\beta^3 + 1} \quad (3.5)$$

Les valeurs numériques des coefficients C_1 jusqu'à C_8 d'un modèle aérodynamique standard sont les suivantes:

$$C_1=0.5176, C_2=116, C_3=0.4, C_4=5, C_5=21, C_6=0.0068, C_7=0.08, C_8=0.035.$$

III.7.2 Modélisation du multiplicateur

La partie mécanique de la turbine se compose de 3 pales de longueur R , monté sur un arbre de transmission tournant à une vitesse Ω_t (rad/s) relié à un multiplicateur ce multiplicateur entraine ensuite une génératrice électrique [131]. Il est modélisé par les équations suivantes :

$$C_g = \frac{C_t}{G} \quad (3.6)$$

$$\Omega_{turbine} = \frac{\Omega_g}{G} \quad (3.7)$$

Où : C_g est le couple issu du multiplicateur, C_t est le couple mécanique [Nm], G est le gain du multiplicateur et Ω_g est la vitesse mécanique de la génératrice.

Le moment d'inertie total ramené sur l'arbre est donné par :

$$J = \frac{J_t}{G^2} + J_g \quad (3.8)$$

Avec : J_t [kg.m²] le moment d'inertie de la turbine et J_g le moment d'inertie de la génératrice.

Le couple mécanique appliqué au rotor est exprimé par [132]:

$$C_{em} = \frac{J d\Omega_g}{dt} = C_g - C_t - C_r \quad (3.9)$$

$$C_r = -f \cdot \Omega_g \quad (3.10)$$

$$f = \frac{f_t}{G^2} + f_g \quad (3.11)$$

Avec : C_r le couple de frottement d'origine visqueuse qui est caractérisé par un coefficient de frottement visqueuse f , f_t le coefficient de frottement de la turbine et f_g le coefficient de frottement de la génératrice.

L'équation du système mécanique de l'ensemble turbine et génératrice est donnée par :

$$C_g - C_{em} = \left(\frac{J_t}{G^2} + J_g \right) \cdot \frac{d\Omega_g}{dt} + \left(\frac{f_t}{G^2} + f_g \right) \cdot \Omega_g \quad (3.12)$$

III.7.3 Modèle mathématique du system MADA

Le schéma du circuit électrique équivalent de la MADA dans le référentiel d-q (repère de Park) illustré dans la figure (3.8) suivante :

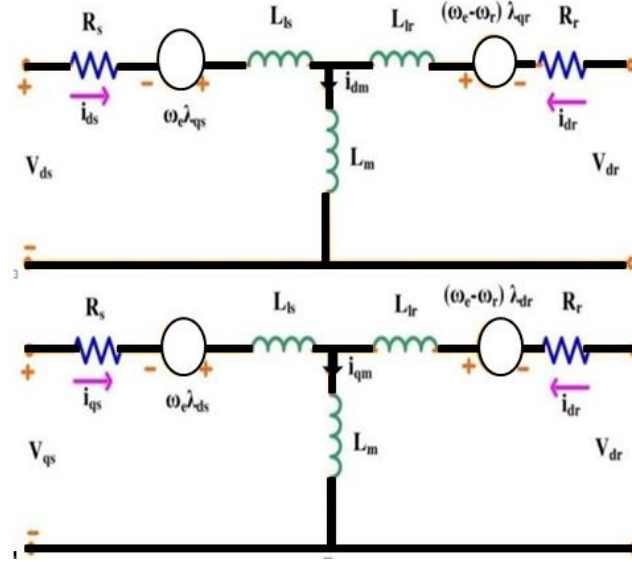


Figure 3.8 : Circuit équivalent du MADA.

Les équations dynamiques doivent être prises en compte pour analyser précisément le comportement réel de la MADA pour obtenir des résultats plus réalistes.

Les équations des tensions statoriques et rotoriques sont exprimés par [133] :

$$V_{ds} = R_s i_{ds} + \frac{d\varphi_{ds}}{dt} - \omega_s \varphi_{qs} \quad (3.13)$$

$$V_{qs} = R_s i_{qs} + \frac{d\varphi_{qs}}{dt} + \omega_s \varphi_{ds} \quad (3.14)$$

$$V_{dr} = R_r i_{dr} + \frac{d\varphi_{dr}}{dt} - \omega_r \varphi_{qr} \quad (3.15)$$

$$V_{qr} = R_r i_{qr} + \frac{d\varphi_{qr}}{dt} + \omega_r \varphi_{dr} \quad (3.16)$$

Les flux statoriques et rotoriques sont définis par :

$$\varphi_{ds} = L_s i_{ds} + L_m i_{dr} \quad (3.17)$$

$$\varphi_{qs} = L_s i_{qs} + L_m i_{qr} \quad (3.18)$$

$$\varphi_{dr} = L_r i_{dr} + L_m i_{ds} \quad (3.19)$$

$$\varphi_{qr} = L_r i_{qr} + L_m i_{qs} \quad (3.20)$$

Avec :

- V_{ds}, V_{qs}, V_{dr} et V_{qr} [V]: les tensions statoriques et rotoriques dans le repère de Park ;
- $\varphi_{ds}, \varphi_{qs}, \varphi_{dr}$ et φ_{qr} [Wb] : les flux statoriques et rotoriques dans le repère de Park ;
- i_{ds}, i_{qs}, i_{dr} et i_{qr} [A]: les courants statoriques et rotoriques dans le repère de Park ;
- R_s et R_r [Ω] : les résistances des bobinages statoriques et rotoriques respectivement ;

- L_s et L_r [H]: les inductances statoriques et rotoriques respectivement;
- ω_s et ω_r [rad/s]: les pulsations statoriques et rotoriques de la MADA.

III.7.3.1 Expressions des puissances active et réactive

Les puissances active et réactive, au niveau du stator et du rotor s'expriment par les relations suivantes :

$$P_s = \frac{3}{2}(V_{ds}i_{ds} + V_{qs}i_{qs}) \quad (3.21)$$

$$P_r = \frac{3}{2}(V_{dr}i_{dr} - V_{qr}i_{qr}) \quad (3.22)$$

$$Q_s = \frac{3}{2}(V_{qs}i_{ds} - V_{ds}i_{qs}) \quad (3.23)$$

$$Q_r = \frac{3}{2}(V_{qr}i_{dr} + V_{dr}i_{qr}) \quad (3.24)$$

III.7.3.2 Mode de fonctionnement de la MADA

La MADA peut fonctionner à la fois en mode moteur ou en mode générateur, ce mode de fonctionnement n'est pas imposé par sa vitesse de rotation mais par la gestion des puissances actives au stator et au rotor. En mode moteur, la puissance mécanique fournie par la turbine est convertie en énergie électrique et injectée au réseau. L'inversion du flux de puissance au niveau du stator marquant le passage du mode moteur au mode générateur [134].

En mode moteur hypo-synchrone, la machine tourne à une vitesse inférieure à sa vitesse synchrone. Pour maintenir ce régime, une double alimentation en puissance est nécessaire : le stator est alimenté directement par le réseau, tandis que le convertisseur fournit de l'énergie au rotor la puissance injectée au rotor est défini par la puissance de glissement. Elle est intégralement dissipée au sein de la machine pour produire le couple moteur à basse vitesse en dessous de la vitesse de synchronisme [135].

Lors du fonctionnement du moteur en mode hyper-synchrone, la vitesse de rotation est supérieure à vitesse de synchronisme. Dans ce cas, la puissance est apportée au stator par le réseau, tandis que la puissance de glissement est extraite du rotor par le convertisseur puis réinjectée dans le réseau. Ainsi, bien que la machine fonctionne en mode moteur une partie de l'énergie est récupérée, ce qui rend le fonctionnement plus efficace au-dessus de la vitesse de synchronisme [136].

Lors du fonctionnement en mode génératrice hypo-synchrone la vitesse de rotation est inférieure à la vitesse de synchronisme. La puissance mécanique fournie par la turbine est transformée en puissance électrique, laquelle est injectée au réseau via le stator. Parallèlement, le rotor absorbe de la puissance électrique du réseau à travers le convertisseur. Cette puissance est la puissance de

glissement, elle sert à magnétiser le rotor et ainsi assurer la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique en régime hypo-synchrone.

Le mode génératrice en hyper-synchrone désigne un état de fonctionnement de la MADA où fonctionnant à une vitesse supérieure à sa vitesse synchrone, ainsi elle convertit l'énergie mécanique en énergie électrique. Dans ce mode, la puissance est alors injectée vers le réseau à la fois par le stator et par le rotor.

Le tableau (3.1) synthétise les différents modes et régime de fonctionnement de la MADA, tel qu'illustrés dans les quatre quadrants de la figure (3.9).

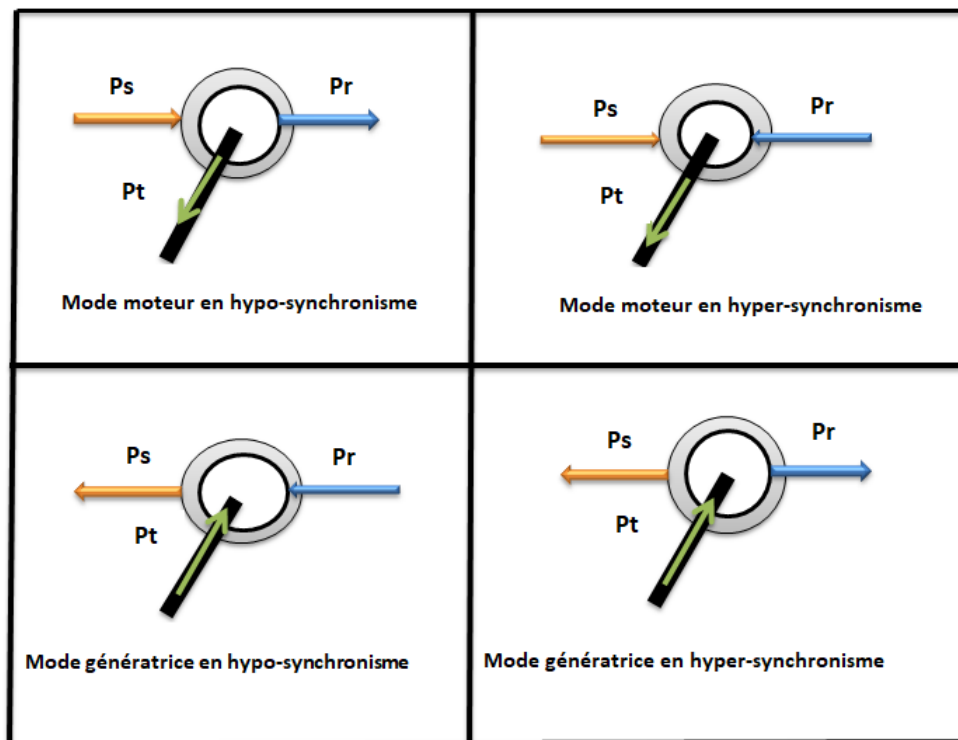


Figure 3.9 : Différents modes de fonctionnement de la MADA.

Tableau 3.1 : Différents mode et régime de fonctionnement de la MADA

Mode de fonctionnement	Moteur	Génératrice
Hypo-synchrone $P_s = P_t - P_r$	$P_t > 0$ $P_s > 0$ $P_r > 0$	$P_t < 0$ $P_s < 0$ $P_r > 0$
Hyper-synchrone $P_t = P_s + P_r$	$P_t < 0$ $P_s > 0$ $P_r < 0$	$P_t < 0$ $P_s < 0$ $P_r < 0$

III.8 Système de contrôle de la puissance de la MADA

La fonction principale du contrôle de puissance est d'assurer la protection de l'éolienne, en limitant la puissance mécanique captée lors de vents violents. Plusieurs techniques permettant au contrôle de puissance comme le système de l'angle de calage des pales.

III.8.1 Effet de l'angle de calage des pales sur la production d'énergie

L'angle de calage définit l'orientation des pales par rapport à son plan de rotation, la puissance extraite est régulée en ajustant cet angle.

Le principe de régulation peut être décrit par l'ajustement du calage qu'il s'agisse d'une orientation des pales face au vent (mise en drapeau) ou contre le vent (décrochage actif), cette modification impact directement les forces aérodynamiques de portance et de traînée permettent ainsi de maîtriser l'énergie captée [137].

Le contrôleur d'angle de calage des pales repose sur quatre mécanismes principaux :

III.8.1.1 Contrôle de calage passif

Le contrôle de calage passif est un système de régulation de puissance le plus simple consiste à fixer l'angle des pales de manière permanente pour extraire un maximum de puissance à une vitesse du vent nominal spécifique. Au-dessous ou en dessus de cette vitesse le profil aérodynamique des pales décroche (post-Stall) ce qui réduit naturellement leur portance et donc la puissance mécanique générée.

III.8.1.2 Contrôle de calage actif

Le contrôle actif des calages est un système d'orientation des pales qui utilise des actionneurs (électrique ou hydraulique) pour faire pivoter l'ensemble des pales intégralement ou partiellement afin d'assurer un suivi de point de puissance maximum (maximum power point tracking MPPT) à faible vent et une régulation précise de la puissance en vent fort, garantissant la sécurité et la stabilité ainsi protégeant la structure et les composants électriques.

III.8.1.3 Contrôle par décrochage passif

Le contrôle par décrochage passif est un mécanisme de limitation de puissance en vent fort, il repose sur une conception spécifique de la pale et de son attache au moyeu de manière à ce qu'elle se tord sous l'action des charges aérodynamiques. Cette torsion passive réduit les performances aérodynamiques et donc la puissance générée.

III.8.1.4 Contrôle par décrochage actif

Le contrôle par décrochage actif consiste sur les modèles de forte puissance (supérieure à 1 MW) son principe repose sur l'inclinaison active des pales dans le sens qui favorise leur décrochage aérodynamique, une stratégie opposée de celle utilisée dans le contrôle de calage actif.

Les deuxièmes et quatrièmes mécanismes sont spécifiquement implémentés dans les éoliennes à vitesse variable comme la MADA, dont le fonctionnement se divise en quatre zones distinctes, comme présenté dans la figure (3.10).

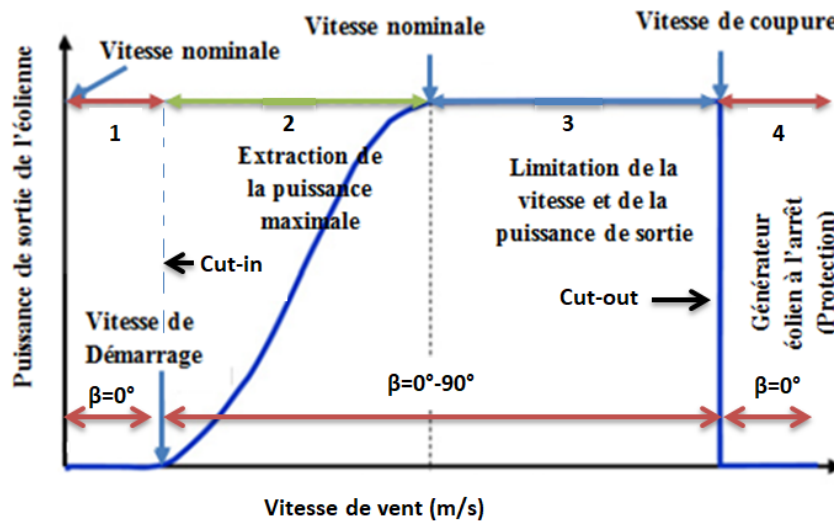


Figure 3.10 : Caractéristique de puissance d'une éolienne.

Dans la région 1, la vitesse du vent est inférieure à la vitesse de démarrage (cut-in). La puissance disponible étant insuffisante, la production est nulle. La région 2 représente la zone de suivi du maximum de puissance (MPPT). Une fois la vitesse de cut-in dépassée, le contrôleur d'angle de calage maximise l'efficacité aérodynamique pour extraire un maximum de puissance [137].

Dans la région 3, la vitesse du vent est supérieure à la vitesse nominale. Le contrôleur d'angle de calage maintient la puissance mécanique à sa valeur nominale par ajustement actif des pales. Enfin, dans la région 4 la vitesse du vent excède la vitesse de coupure (cut-out). Pour des raisons de sécurité la turbine cesse son fonctionnement pour éviter toute surcharge structurelle [138].

Les angles de calage sont contrôlés à l'aide de différentes méthodes, notamment le régulateur proportionnel-intégral (PI) représenté sur la figure (3.11).

L'angle de calage reste fixé à zéro degré tant que la vitesse du vent demeure inférieure à sa valeur nominale. Dès que cette dernière dépasse la valeur nominale, la puissance générée excède la puissance nominale, dans ce cas le régulateur PI réagit alors en augmentant l'angle de calage afin de réguler la puissance générée et la ramène à sa valeur nominale.

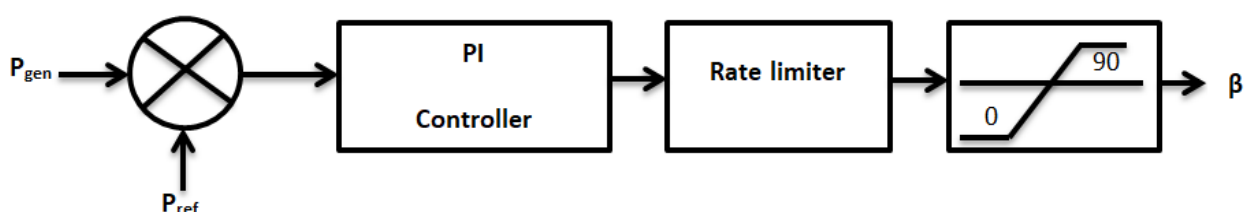


Figure 3.11: Schéma bloc du contrôleur d'angle de pale.

Le modèle standard d'un régulateur Proportionnel-Intégral (PI) qui agit sur l'écart de vitesse ou de puissance du générateur est défini par :

$$\beta_{cmd} = K_p(\omega_{m,ref} - \omega_m) + K_i \int (\omega_{m,ref} - \omega_m) dt \quad (3.25)$$

Où:

- β_{cmd} : est l'angle de calage commandé ;
- $\omega_{m,ref}$: est la vitesse de référence (la vitesse nominale);
- K_p, K_i : sont les gains du régulateur PI.

Cette commande est envoyée à un actionneur servo, qui peut être modélisé avec un limiteur de taux et un retard du premier ordre pour représenter le temps de réponse physique du mécanisme de calage :

$$\frac{d\beta}{dt} = \frac{1}{\tau}(\beta_{cmd} - \beta) \quad (3.26)$$

Où : τ est la constante de temps de l'actionneur.

III.9 Etude expérimentale de l'influence de l'angle de calage sur le système éolien

L'influence de l'angle de calage des pales sur la puissance générée par la turbine peut être démontrée expérimentalement en laboratoire, la figure (3.12) représente le schéma de connexion de la maquette de central éolienne LUCAS-NULLE GmbH utilisée.

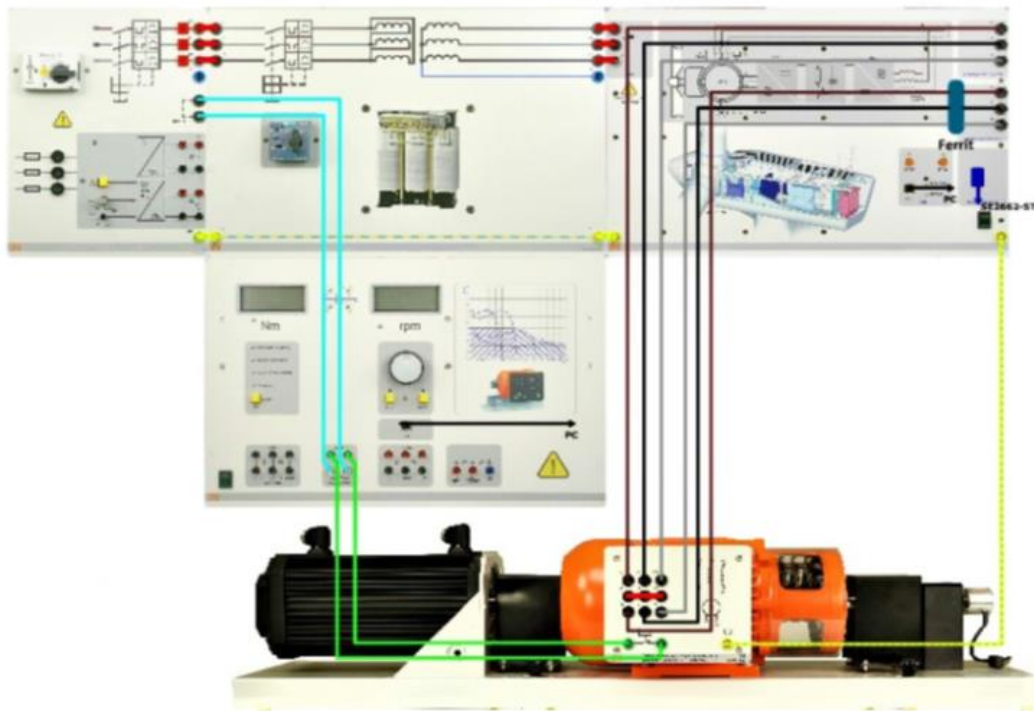


Figure 3.12 : Schéma unifilaire de raccordement du MADA.

Tous les scénarios d'intérêt pratique sont simulés sous différents profils de vitesse du vent à l'aide du régulateur de l'éolienne. Le modèle LUCAS-NULLE GmbH comprend les composants suivants :

- Une unité de contrôle d'éolienne ;
- Un générateur MADA triphasé d'une puissance nominale de 1 KW avec une tension assignée de 400/230 V ;
- Un transformateur triphasé de puissance nominal 1kVA ;
- Alimentation programmable à tension de sortie variable (0-240 V) avec limitation de courant réglable (0-10 A) ;
- Une unité de synchronisation ;
- Un codeur incrémental pour mesurer la vitesse du vent;
- Compteurs triphasés de mesure électrique.

La figure (3.13) illustre le montage expérimental du centrale éolienne, la MADA est capable de fonctionner à différentes vitesses rotorique. Le bobinage statorique du MADA est connecté directement au réseau électrique, tandis que le bobinage rotorique est relié à des convertisseurs de puissance dont la puissance nominale atteint approximativement 30% de celle du générateur. Dans cette étude, nous étudierons l'influence de la variation de la vitesse du vent à l'aide du logiciel « Active Servo » sur l'angle de calage des pales et la puissance extraite, les mesures réelles sont capturée à l'aide d'un dispositif de contrôle appelé multimètre numérique analogique.

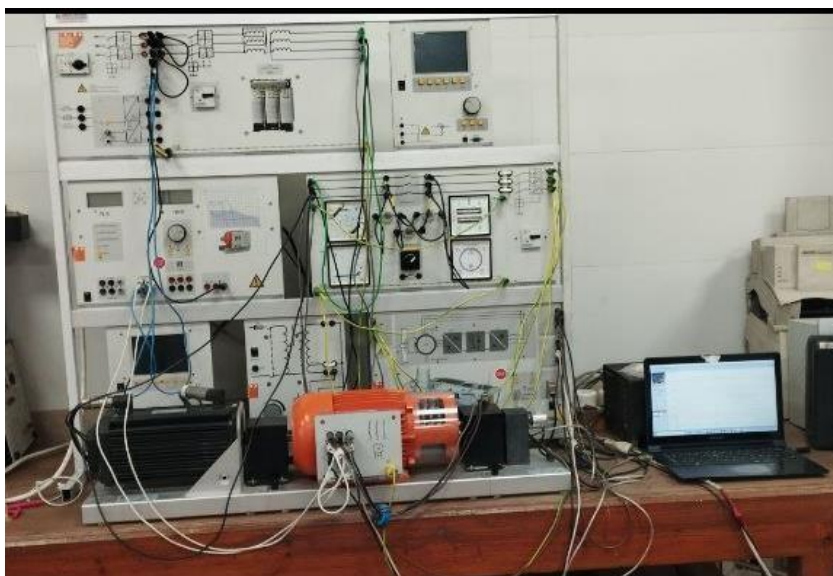


Figure 3.13 : Installation expérimental d'une de la MADA.

La figure (3.14) représente le modèle de simulation sous Matlab de l'installation expérimental, puis effectuer une analyse comparative entre les résultats numériques et ceux de l'étude expérimentale.

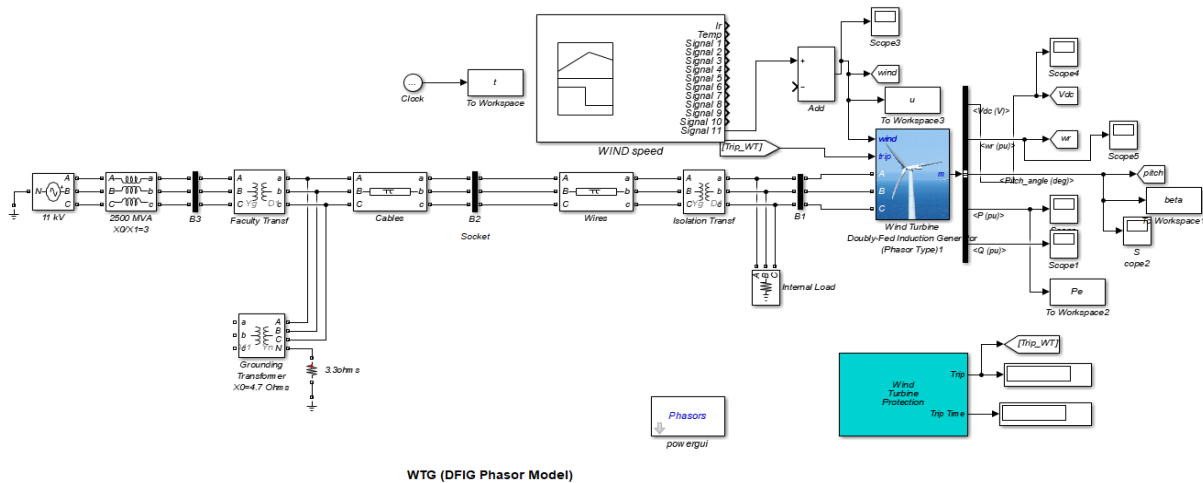


Figure 3.14 : Modèle Simulink de l'étude expérimental.

La figure (3.15) montre la variation de la puissance mécanique P_t en fonction de la vitesse de rotation du générateur. On y constate que la vitesse nominale est fixée à 9 m/s. La ligne rouge correspond à la puissance de sortie mesurer. Pour des vitesses inférieures à la vitesse de démarrage (0.7 pu), la turbine est hors service ne produit aucune énergie. Les courbes ABCD illustrent la stratégie de poursuite de la puissance maximale implémentée par le régulateur d'angle de calage lorsque la puissance éolienne disponible est insuffisante pour atteindre la puissance nominale de la turbine. Le point D représente le régime nominal. Dans ce cas la puissance est atteinte et le contrôleur d'angle de calage maintient cette puissance indépendamment des variations de vitesse de vent.

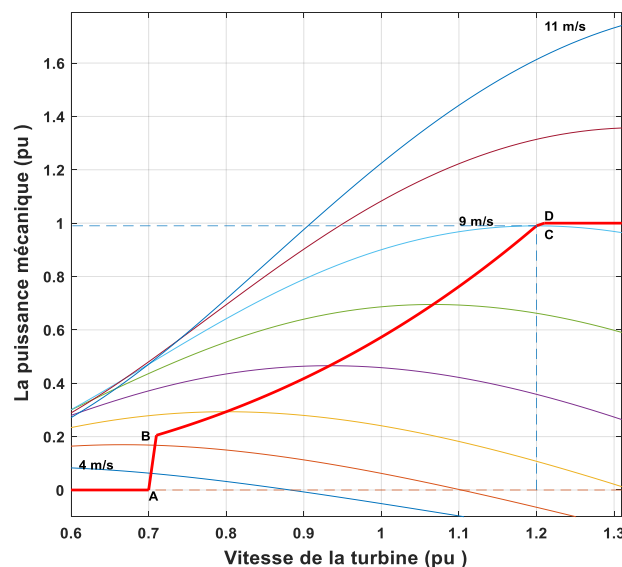


Figure 3.15 : Variation de la puissance mécanique en fonction de la vitesse de vent.

III.10 Interprétation des résultats

La réponse dynamique de l'éolienne est étudiée grâce à l'application de différents profils du vent pour quantifier son impact sur l'angle de calage et la puissance extraite et la réponse de la puissance active générée par la MADA. Pour ce travail, nous avons réalisé trois séries de tests.

III.10.1 résultat du premier test

Le premier test consiste à appliquer un profil du vent de type échelon sur le système et analyser sa réponse comme le montre la figure (3.16)

- à $t = 10$ s, la vitesse du vent passe de 5 à 9 m/s ;
- à $t = 40$ s, la vitesse du vent passe de 9 à 5 m/s

Il est à noter, à travers l'analyse de la figure (3.16) que la vitesse du vent varie dans la plage opérationnelle entre 5 m/s et la vitesse nominale de 9 m/s. Durant cette phase, l'angle de calage demeure constant à sa valeur aérodynamique optimale de 0° , comme confirmé par la figure (3.17). La figure 3.18 présente l'évolution de la puissance mécanique de la MADA, où il apparaît une cohérence générale entre les résultats simulés et expérimentaux, bien que la courbe expérimentale révèle une montée plus progressive accompagnée de fluctuation significatives, traduisant l'influence des conditions réelles de fonctionnement. Entre 5 s et 15 s, la puissance mécanique passe rapidement d'une valeur faible à une valeur proche de 1 pu, qu'elle parvient à maintenir de façon relativement stable jusqu'à environ 40s. À partir de ce point, une diminution rapide vers 0.2 pu est observée, traduisant l'impact direct de la variation de la vitesse du vent sur la puissance délivrée. Par ailleurs la figure (3.19) illustre la puissance active injectée au réseau électrique, laquelle est limitée à 1 kW. Cette puissance est fluctuante selon la dynamique du vent et son influence sur la dynamique de conversion énergétique.

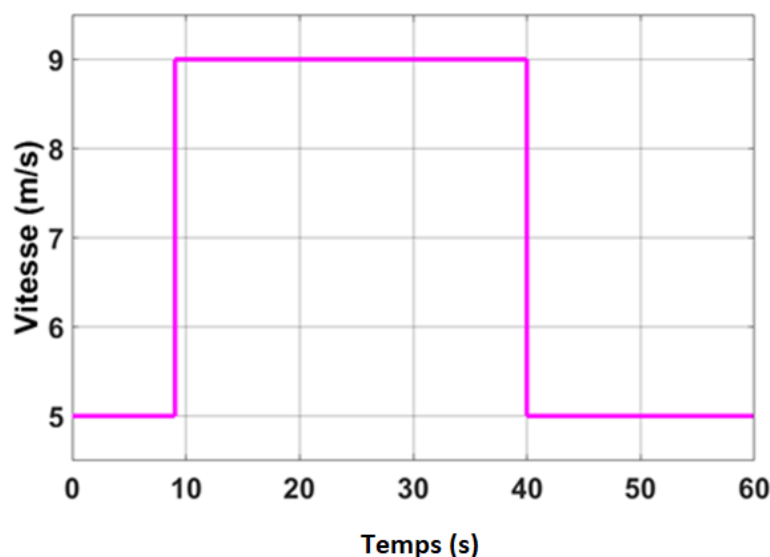


Figure 3.16 : Profil du vent.

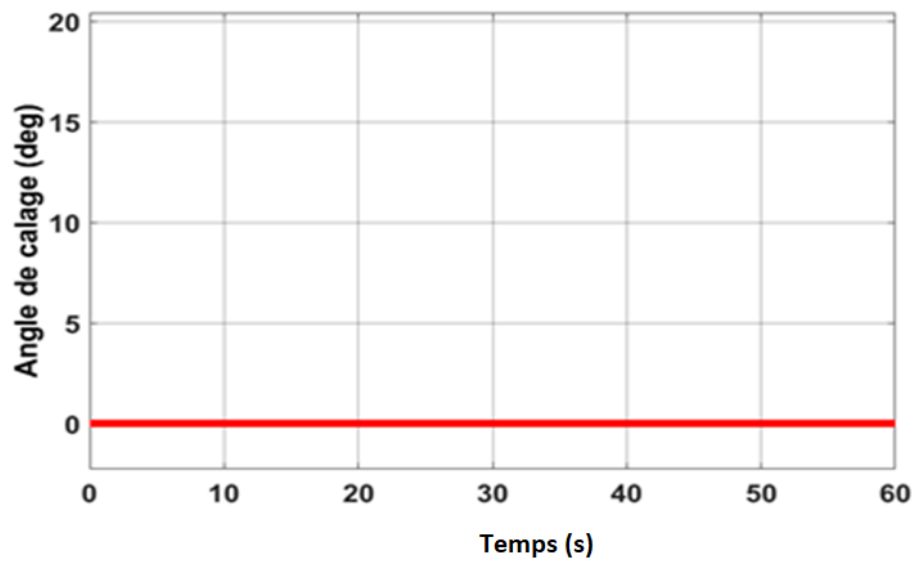


Figure 3.17 : Angle de calage.

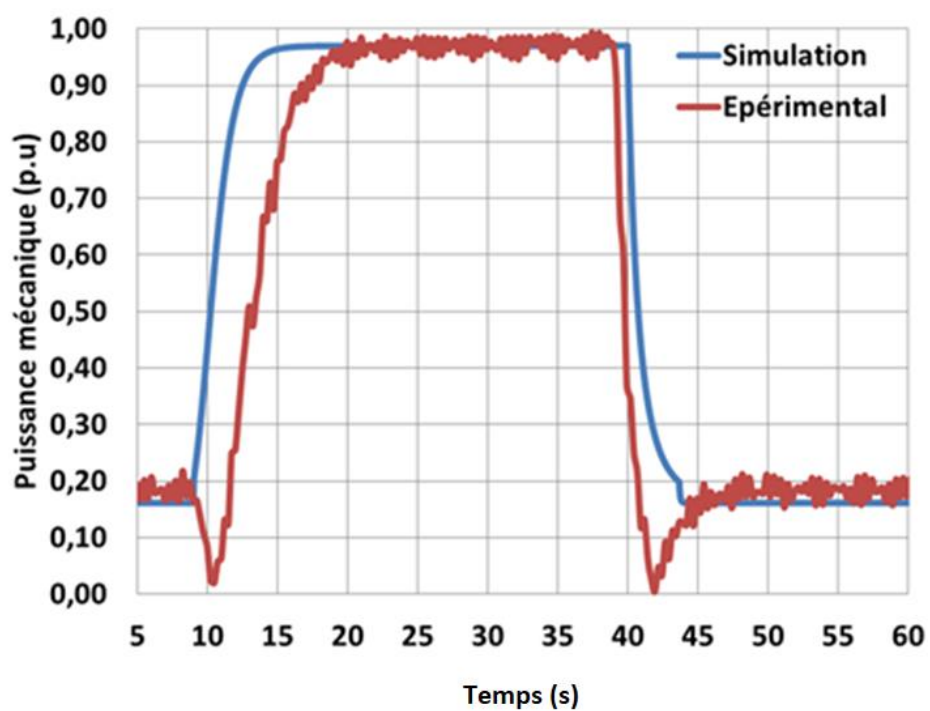


Figure 3.18 : Réponse de la puissance mécanique de la MADA.

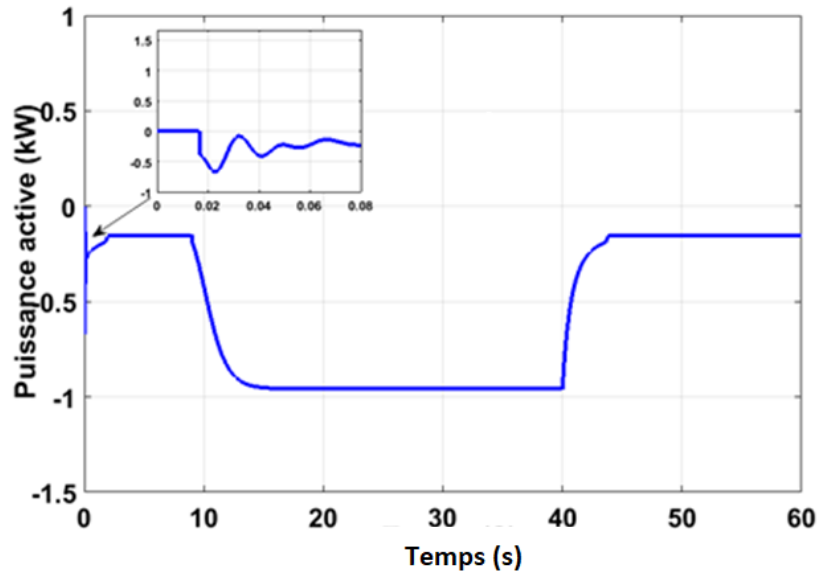


Figure 3.19: Réponse de la puissance active de la MADA.

III.10.2 Résultat du deuxième test

Dans le deuxième test un profil du vent variable en quatre paliers simulant différentes conditions du vent:

- Intervalle 0-10 s : vent modéré à 5 m/s ;
- Intervalle 10-20s : le vent est à 2 m/s ;
- t=20 s la vitesse passe de 2m/s à 7m/s jusqu'à t=40s
- de 40 à 60 s : vitesse du vent modéré à 5m/s.

La figure (3.20) représente la variation de vitesse du vent où dans la plage entre 10 et 20 s diminué à 2m/s cette valeur est en dessous de la vitesse de démarrage, durant ces variation l'angle de calage est constante à 0° comme le montre la figure (3.21). Cela signifie que la régulation par calage des pales n'intervient pas.

La puissance mécanique présentée dans la figure (3.22), lorsque la vitesse du vent est faible, en particulier durant l'intervalle 10 à 20 s la puissance mécanique qu'elle soit issue de la simulation ou des mesures expérimental demeure à un niveau négligeable proche de zéro. Dès que le vent renforce comme c'est le cas entre 20 et 40 s la puissance mécanique atteint une valeur maximale d'environ 0.5 pu. Par la suite, la vitesse du vent décline à nouveau autour de 5m/s entre 60 et 40 s la puissance mécanique chute proportionnellement, qui se stabilise autour de 1.5 pu.

La figure (3.23) représente la puissance active générée au réseau on observe que la puissance active change avec le changement de la vitesse de vent, pendant l'intervalle entre 10 et 20s la vitesse du vent est inférieure à la vitesse de démarrage de l'éolienne dans ces condition la machine tourne avec

une vitesse de rotation est pratiquement constante, mais insuffisante pour permettre une production significative. Par conséquent la puissance active générée est très négligeable devant la puissance nominale. A l'instant $t=20$ s la vitesse du vent augmente brusquement qui permet à l'éolienne de produire suffisamment de la puissance active générée vers le réseau électrique.

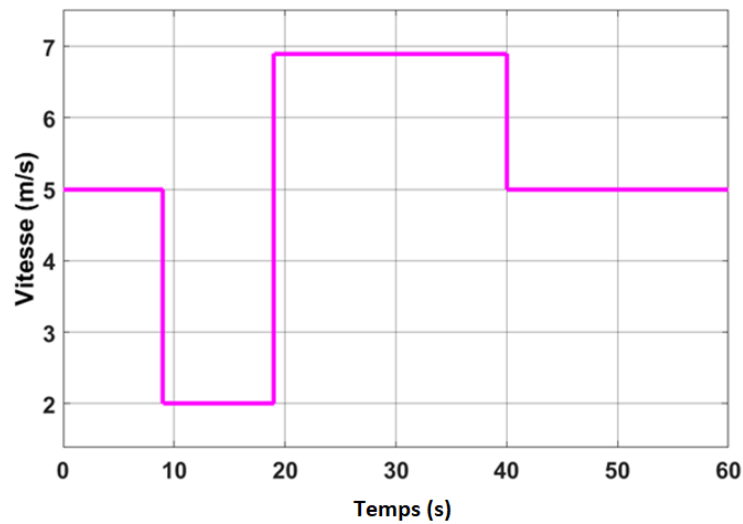


Figure 3.20 : Profile du vent

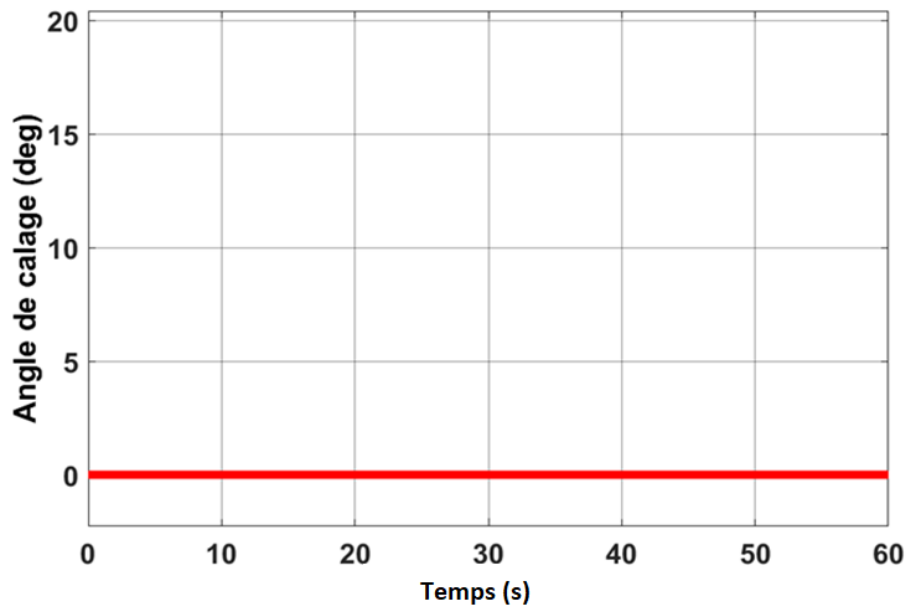


Figure 3.21 : Angle de calage.

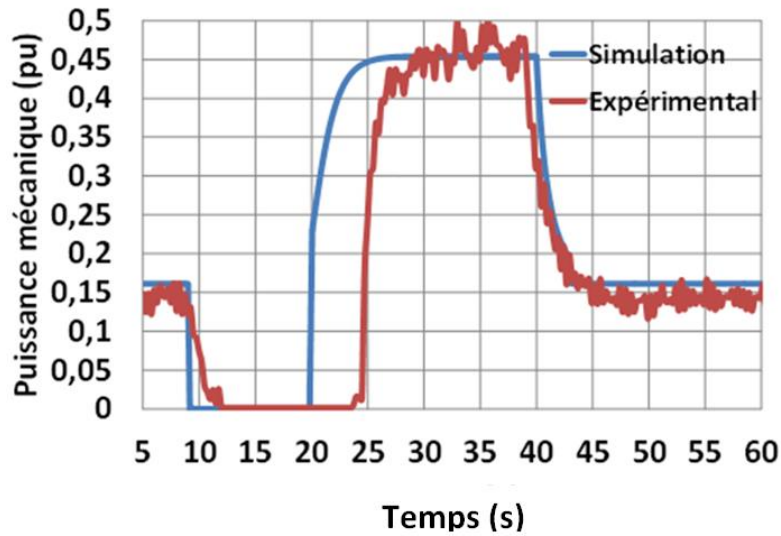


Figure 3.22 : Variation de la puissance mécanique de la MADA

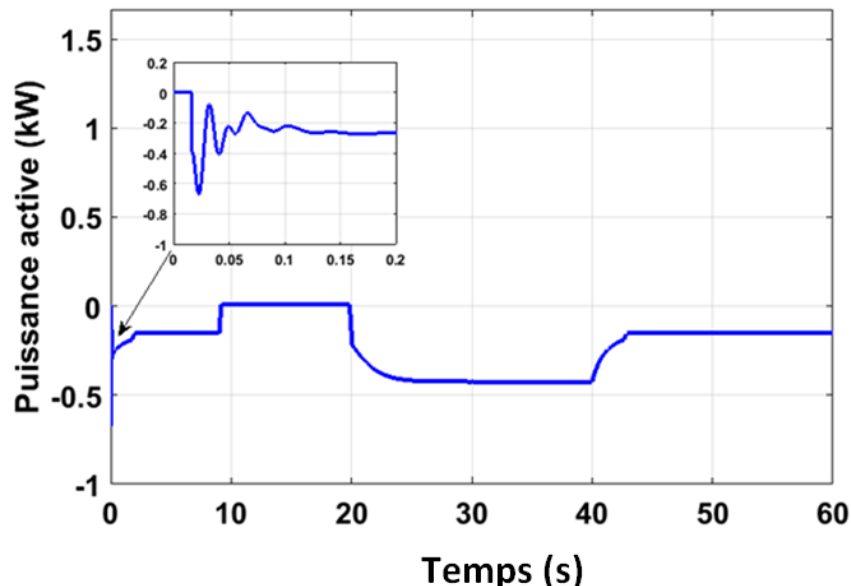


Figure 3.23 : Réponse de la puissance active de la MADA.

III.10.3 Résultats du troisième test

La troisième étude analyse la réponse dynamique de l'éolienne soumise un profil de vitesse du vent de forme trapézoïdale tel qu'illustre dans la figure (3.24). L'angle de calage des pales, la puissance mécanique et la puissance active générée par la MADA sont illustrés respectivement dans les figures (3.25 – 3.27).

Durant l'intervalle [0-120s], la vitesse du vent varie de 5 à 7m/s puis atteint la vitesse nominale 9m/s dans cette plage l'angle de calage gardé sa position à 0° , la puissance mécanique et la puissance active générée par la MADA augmente proportionnellement à la jusqu'à atteindre leur

valeur maximal , à l'instant $t=20s$ la vitesse du vent dépasse sa valeur nominal à $12m/s$ on observe alors le système de calage des pales s'active et suit les fluctuation des de la vitesse du vent afin de maintenir la puissance générée au niveau nominal où la puissance mécanique reste constante à 1 pu tandis que la puissance active limitée à 1 kW, à l'instant $t=40s$ la vitesse du vent redescend à $9 m/s$. En conséquence, les puissances mécanique et active diminuent, et l'angle de calage des pales revient progressivement à sa position initiale.

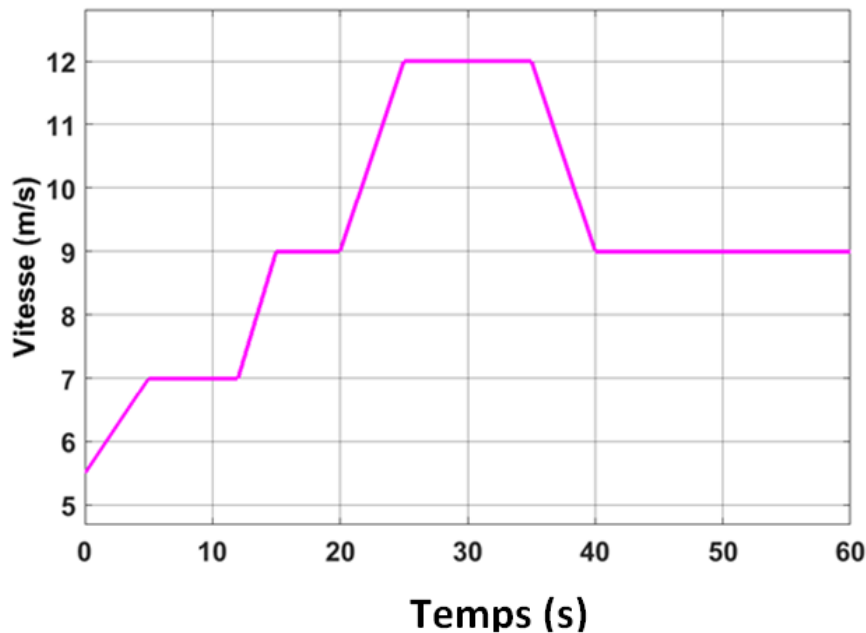


Figure 3.24 : Profile du vent.

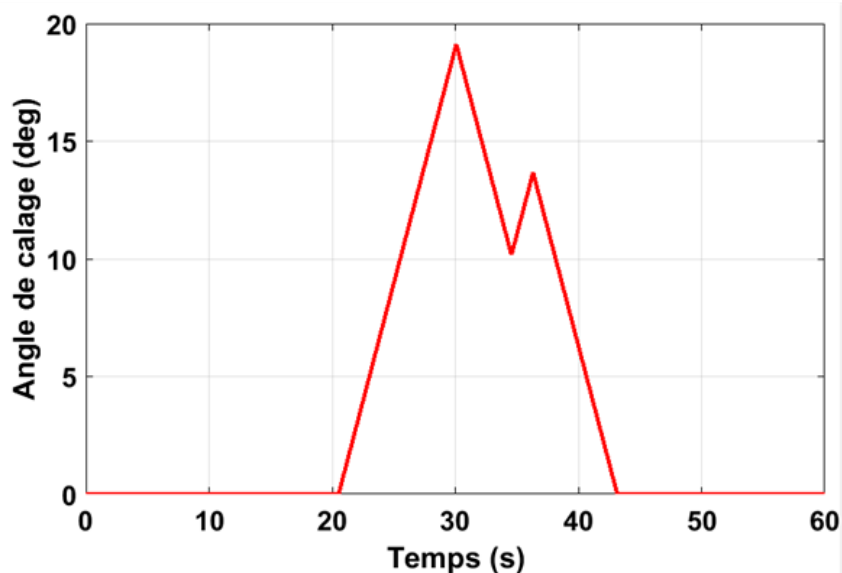


Figure 3.25 : Angle de calage.

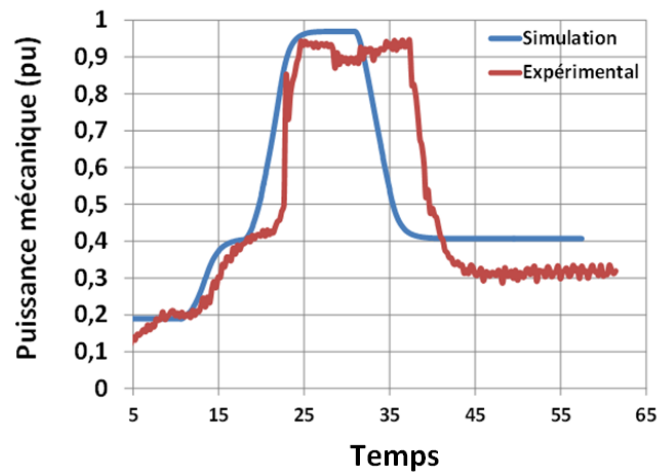


Figure 3.26 : Réponse de la puissance mécanique de la MADA.

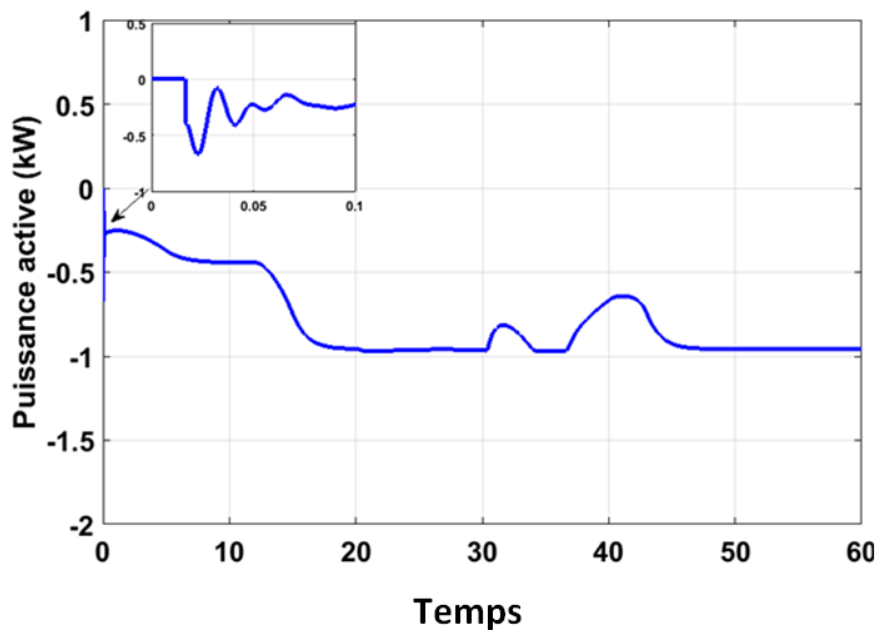


Figure 3.27 : Réponse de la puissance active de la MADA

III.11 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons traité la modélisation d'un système éolien à vitesse variable basé sur une MADA, laquelle devenue parmi les sources d'énergie électrique les plus utilisées au monde. Dans un premier temps, nous avons présenté l'évolution des énergies éoliennes et la modélisation de différentes constitutions du système éolien.

Ensuite nous sommes intéressés à étudier l'impact direct des profils de vitesse du vent sur le comportement dynamique de la MADA. Les résultats obtenus montrent une cohérence entre la

simulation et l'expérimental, où en dessous de la vitesse de démarrage l'éolienne ne génère aucune puissance, tandis que dans la plage de fonctionnement entre la vitesse de démarrage et la vitesse nominale la puissance active et mécanique augmente proportionnellement avec la vitesse de vent, grâce à un calage des pales fixé à zéro qui permet de suivre le point de puissance maximale. Au-delà de la vitesse nominale le mécanisme d'orientation des pales s'active pour maintenir la puissance à sa valeur admissible et garantir la stabilité de la machine.

D'après les résultats on constate que la régulation d'angle de calage des pales présente un moyen performant pour maintenir la puissance au niveau nominal aussi optimise l'efficacité énergétique et garantir la sûreté de fonctionnement de l'ensemble du système. L'originalité de ce travail réside dans la validation expérimentale du modèle à travers la maquette pédagogique LUCAS-NULLE GmbH, ce qui dépasse une simple approche théorique. Cette démarche duale renforce la crédibilité scientifique du modèle de contrôle implémenté et confirme sa pertinence pour l'optimisation énergétique et la protection des éoliennes modernes.

Enfin, afin d'évaluer la performance globale du système dans un contexte d'intégration multi-sources, le chapitre suivant sera consacré à l'analyse technico-économique d'un système hybride éolienne-photovoltaïque. Cette étude permettra d'examiner la rentabilité, la fiabilité et l'optimisation énergétique du couplage entre les deux sources renouvelables, en vue d'une exploitation plus durable et plus efficace des ressources énergétiques.

CHAPITRE IV

ANALYSE TECHNICO - ECONOMIQUE DU SYSTEME HYBRIDE

IV.1 Introduction

De nos jours, les ressources énergétiques renouvelable constituent l'une des solution les plus prometteuse pour répondre aux nombreux défis apparus depuis la fin de l'ère des combustibles fossiles, ce qui pousse le monde vers l'utilisation d'énergie durable tell que l'énergie éolienne et solaire [139]. Le problème de ces sources d'énergie réside dans leur caractère intermittent et stochastique [140]. La puissance fournie varie constamment en fonction de rayonnement solaire et la vitesse du vent en raison de cette intermittence. Ces sources lorsqu'elles sont utilisées individuellement ne sont ni totalement fiable ni suffisamment rentable pour assurer un approvisionnement électrique stable [141]. Cette variabilité intrinsèque pose de sérieux défis pour la stabilité du réseau et la sécurité énergétique [142]. Un système photovoltaïque autonome ne peut pas produire d'électricité la nuit et voit sa production chuter considérablement pendant les périodes nuageuses. De même, l'énergie éolienne est soumise à des périodes de calme imprévisible [143]. Ce décalage entre les profils de production et consommation crée la nécessité de solutions sophistiquées afin de garantir un approvisionnement continu et fiable [144].

Pour surmonté ces limites, un système hybride combinant une alternative appropriée pour améliorer la fiabilité, car ces sources se complètent naturellement [145]. Pour satisfaire la demande de charge et stocker l'excédent d'énergie des bancs de batteries sont généralement ajoutés au système, fonctionne en mode autonome. En mode connecté au réseau, celui-ci à la fois le rôle de source et de récepteur en ça de déficit d'excédent de puissance [146].

L'objectif principal de ce chapitre, est de déterminer le nombre optimal de la composition des composants d'un système hybride connecté au réseau publique, en tenant compte des considérations économiques. Pour cela, une optimisation par essaim des particules (PSO) a été utilisée, en visant la minimisation de coût d'énergie électrique. L'étude s'appuie sur des données horaires réelles relevées sur site, concernant la demande d'électricité de la willaya de Sétif étudiée sous différentes conditions météorologiques.

IV.2 Système hybride

Le système hybride proposé intégrant des sources photovoltaïques et éoliennes connectées au réseau électrique comme montre la figure (4.1). Le système proposé fonctionne selon différents modes. L'électricité générée par les panneaux solaires et les éoliennes est prioritairement utilisée pour couvrir les besoins énergétiques de la région étudiée, avec tout excès de puissance est stocker dans les batteries. Une fois les batteries sont complètement chargées, le surplus est injecté dans le réseau public et vendue. Si le système hybride ne peut pas couvrir le besoin énergétique et le réserve des batteries épuisée le complément nécessaire est alors acheté de l'énergie du réseau électrique.

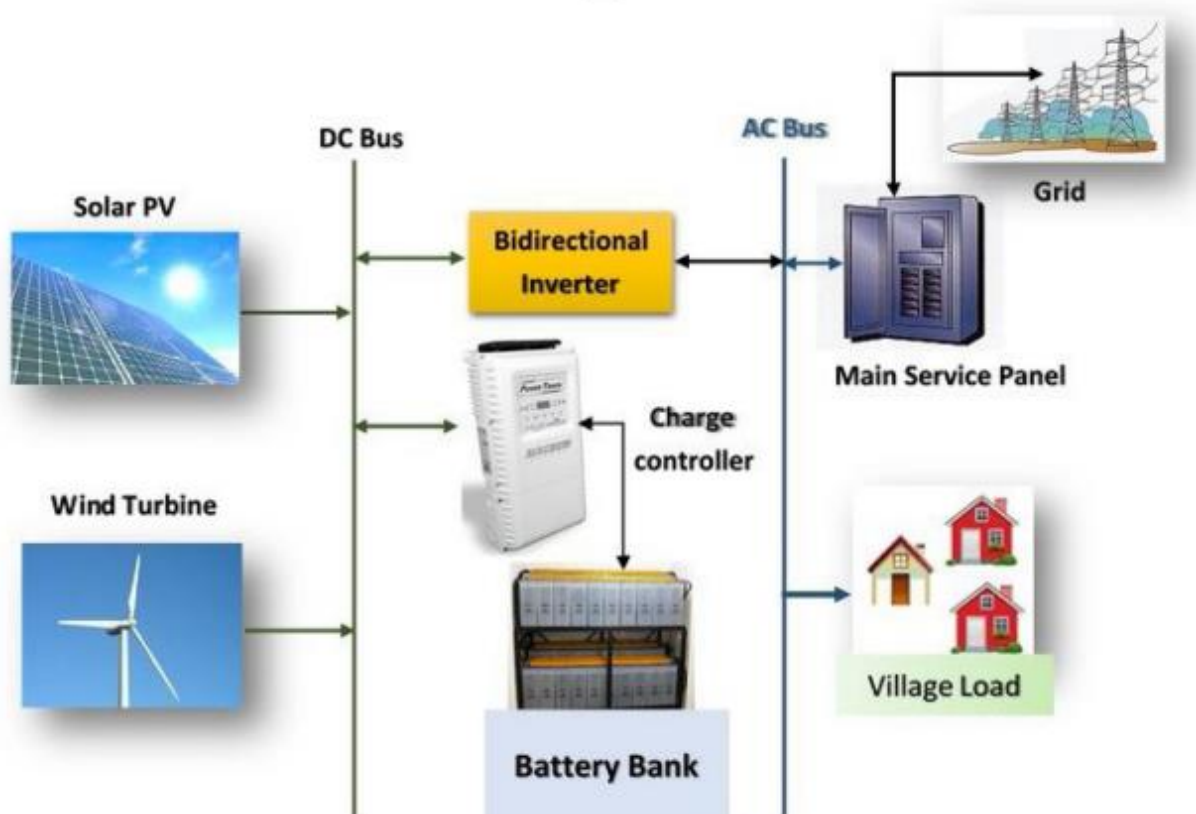


Figure 4.1: Système hybride connecté au réseau.

La conception d'un tel système hybride nécessite une modélisation rigoureuse de chacun de ses composants. Cette modélisation mathématique constitue le fondement sur lequel repose tant l'analyse de performance que le processus d'optimisation

Le système de gestion d'énergie fonctionne selon une logique décisionnelle hiérarchisée qui optimise l'utilisation des sources renouvelables disponibles. L'algorithme évalue en permanence la puissance photovoltaïque (PPV), la puissance éolienne (P_w) et l'état de charge des batteries (SOC) pour déterminer le mode de fonctionnement le plus efficace. La priorité est donnée à l'énergie solaire lorsqu'elle suffit à couvrir la demande, puis à la combinaison solaire-éolien si nécessaire. En cas d'insuffisance des ressources renouvelables, le système bascule intelligemment entre le réseau électrique et les batteries selon le niveau de charge disponible, tout en assurant la recharge optimale du stockage. L'organigramme suivant détaille cette séquence décisionnelle et les actions associées pour chaque scénario opérationnel.

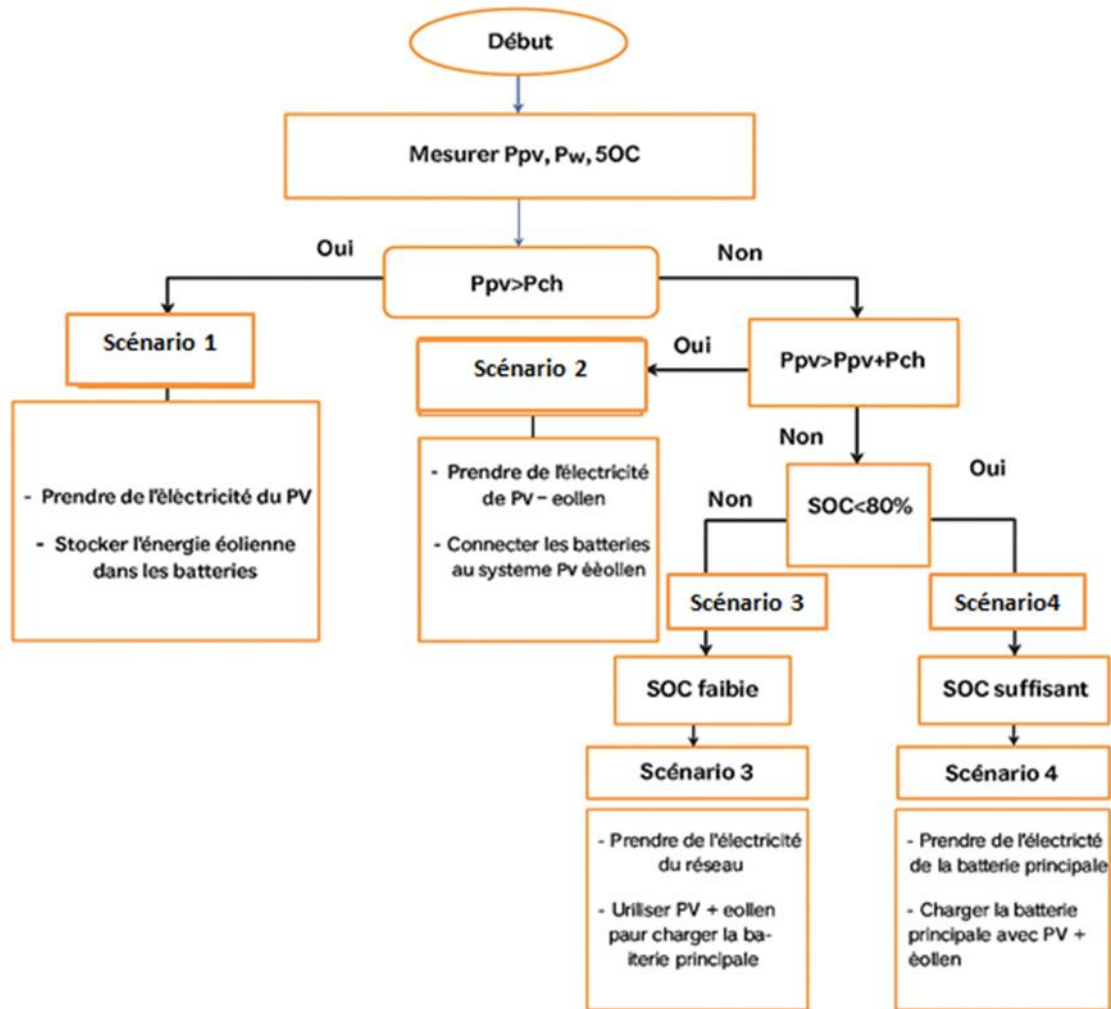


Figure 4.2 : La stratégie de gestion de l'énergie

IV.3 Modélisation mathématique des composants

La modélisation mathématique des différents composants de système hybride proposé est donnée dans la partie suivante :

IV.3.1 Panneau photovoltaïque

La production d'énergie des panneaux photovoltaïques peut être estimée à l'aide du modèle mathématique de l'équation (4.1) [147]:

$$P_{pv} = P_{pvN} * \left(\frac{G}{G_{ref}} \right) * [1 + K_T(T_c - T_{ref})] \quad (4.1)$$

La puissance de sortie totale produite par l'ensemble des panneaux photovoltaïque est calculée comme suit :

$$P_{totpv} = P_{pv} * N_{pv} \quad (4.2)$$

Avec :

- P_{pvN} : la puissance nominale des panneaux photovoltaïque dans les conditions de référence ;
- G : le rayonnement solaire (W/m^2) ;
- G_{ref} : le rayonnement solaire dans les conditions de température normale ($G_{ref}=1000W/m^2$) ;
- K_T : coefficient de température des panneaux photovoltaïque ($K_T= -3,7 *10^{-3} /C^{\circ}$) ;
- T_C : la température de cellule ($T_C=T_{amb}+ (0.0256) G$) ;
- T_{amb} : la température de l'air ambiante ;
- T_{ref} : la température dans les conditions de référence ($T_{ref} =25 C^{\circ}$).
- N_{pv} : le nombre des panneaux photovoltaïque.

IV.3.2 Modélisation du système éolienne

La vitesse du vent et les caractéristiques de la hauteur du moyeu sont les deux paramètres essentiels pour calculer la puissance générée par une éolienne, celle-ci est définie par l'équation suivante [148] :

$$V_2 = V_1 \left(\frac{H_1}{H_2} \right)^{\alpha} \quad (4.3)$$

Avec :

- V_1 : représente la vitesse du vent à une hauteur de référence H_1
- V_2 : est la vitesse du vent à la hauteur du moyeu H_2
- α : le coefficient de friction ($\alpha=0.2$)

La puissance de sortie du générateur éolienne est estimée à l'aide de l'équation suivante [149] :

$$P_{wt} = \begin{cases} N_{wt} * \eta_{wt} * P_{rwt} * \frac{(V^3 - V_{ci}^3)}{(V_r^3 - V_{ci}^3)}, & V < V_r \\ N_{wt} * \eta_{wt} * P_{rwt}, & V_r < V < V_{co} \\ 0, & V \leq V_{ci} \text{ ou } V \geq V_{co} \end{cases} \quad (4.4)$$

Avec

- N_{wt} : représente le nombre des turbines éolienne ;
- η_{wt} : l'efficacité des éoliennes ;
- P_{rwt} : la puissance maximale de la turbine éolienne.

IV.3.3 Stockage d'énergie par batterie

Le système de batterie permet de stocker le surplus d'énergie générée par les sources renouvelables, lorsque leur production excède la demande. Cette énergie stockée est ensuite restituée pour alimenter la charge lorsque la production renouvelable est insuffisante.

L'état de charge de la batterie (SOC) est déterminé par l'expression (4.5) [150] :

$$SOC(t) = SOC(t-1) * (1 - \sigma_{BT}) + \frac{P_{BT_ch}(t-1) \Delta t * \eta_{BT_ch} * \eta_{rect}}{E_{BT_cap}} - \frac{P_{BT_dc}(t-1) \Delta t}{E_{BT_cap} * \eta_{BT_dc} * \eta_{inv}} \quad (4.5)$$

Avec :

- σ_{BT} : le taux d'autodécharge horaire de la batterie ;
- $P_{BT_ch/dc}$: la puissance de charge/décharge de la batterie ;
- $\eta_{BT_ch/dc}$: le rendement de charge/décharge de la batterie ;
- η_{rect} : le rendement de redresseur ;
- η_{inv} : le rendement de l'onduleur.

L'état de charge $SOC(t)$ à toute heure t de l'année dépend de son état à l'heure précédent et des variations d'énergie entre $(t-1)$ et t .

L'état de charge de la batterie doit être maintenu dans une plage de fonctionnement prédéfinie :

$$SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{max} \quad (4.6)$$

$$SOC_{max} = N_{BT} * E_{BT_cap} \quad (4.7)$$

$$SOC_{min} = SOC_{max}(1 - DOD) \quad (4.8)$$

Où

- E_{BT_cap} : représente la capacité nominale de la batterie
- SOC_{max} : désigne l'état de charge maximale autorisé pour la batterie ;
- SOC_{min} : représente l'état de charge maximale autorisé pour la batterie ;
- N_{BT} : est le nombre de batteries dans le système ;
- DOD (Depth of Discharge) : correspond à la profondeur de décharge.

L'évaluation de la viabilité du système passe par une analyse économique approfondie. Celle-ci permet de quantifier la performance du système selon des critères financiers standardisés.

Quand la demande de charge est plus grande que la puissance produite, la capacité des batteries au temps t peuvent être exprimée comme suit:

$$C_{bat}(t) = C_{bat}(t-1) * (1 - \sigma) + (P_L(t) / \eta_{ond} - P_{pv}(t)) \quad (4.9)$$

Notons que, la capacité de la batterie maximale prend la valeur de la capacité nominale de la batterie et la capacité minimum est déterminée par la profondeur de la charge.

La valeur maximale de l'état de charge est égale à 1, et le minimum est déterminé par le maximum de profondeur de décharge.

Selon les caractéristiques des fabricants, la durée de vie des batteries peut être prolongée au maximum si la profondeur de décharge prend les valeurs de 30 - 50%.

La capacité de stockage est une fonction de la charge demandée et de son autonomie. Elle peut être estimée par la relation suivante:

$$C_{bat} = \frac{c_{bat}}{V_b} = \frac{E_L \cdot N_a}{\rho_{bat} \cdot F_{dech} \cdot DOD} \text{ [Wh]} \quad (4.10)$$

Avec C_{bat} est la capacité de stockage de la batterie, N_a est le nombre de jours d'autonomie et V_b la tension du système.

Quand la puissance du générateur PV est plus grande que la charge, les batteries sont à l'état de charge. Le courant de charge des batteries au temps t peut être décrit par [29]:

$$I_{bat} = \frac{P_{pv}(t)}{V_{bat}(t)} - \frac{E_L(t)/\eta_{inv}}{V_{bat}(t)} \quad (4.11)$$

Quand la puissance du générateur PV ne peut pas rencontrer la demande de la charge, le courant de décharge des batteries est :

$$I_{bat} = \frac{E_L(t)/\eta_{inv}}{V_{bat}(t)} - \frac{P_v}{V_{bat}(t)} \quad (4.12)$$

Le rendement de la batterie se calcule par la relation (4.13) suivante :

$$\eta_{bat} = \frac{P_{fourni}}{P_{incid}} \quad (4.13)$$

En pratique, le rendement est considéré constant égale à 85%, la tension nominale est de 2V et la capacité est de l'ordre de 100 A/h. donc la puissance fournie par une batterie peut s'écrire comme suit :

$$P_{fourni} = P_{incid} \cdot \eta_{bat} \quad (4.14)$$

où P_{incid} est la puissance du générateur.

IV.4 Analyse économique des paramètres d'optimisation

Pour un système hybride conçu, l'évaluation économique est l'un des facteurs clés pour garantir une configuration optimale et des bénéfices économique acceptable.

Parmi les indicateurs couramment utilisés sont les suivants :

- ✚ La probabilité de perte de puissance (loss power supply probability LPSP) : Cette probabilité est un indicateur de fiabilité pour évaluer la performance des systèmes énergétique.

L'équation (4.15) est utilisée pour calculer la LPSP [151] :

$$LPSP = \frac{P_{ch} - P_{pv} - P_{wt}}{P_{ch}} \quad (4.15)$$

- ✚ Coût d'actualisé net (net present cost NPC) : Il permet d'actualiser le coût d'un système énergétique. IL représente un outil économique pour comparer la valeur actuelle de l'ensemble du coût totale de l'installation sur sa durée de vie totale (équation 4.16) [152]:

$$NPC = \frac{C_{ann,tot}}{CRF(i,N)} \quad (4.16)$$

Avec

- $C_{ann,tot}$: représente le coût annualisé total du system (\$/ans) ;
- $CRF(i,N)$: est le facteur de récupération de capital (CRF) ;
- i : le taux d'actualisation annuel (taux d'intérêt réel) ;
- N : désigne la durée de vie du projet.

Le facteur de récupération de capital (capital recovery factor CRF) est déterminé par l'équation (4.17) :

$$CRF(i, N) = \frac{i(1+i)^N}{i(1+i)^N - 1} \quad (4.17)$$

Où le taux d'intérêt réel peut être calculé à l'aide de l'équation suivante :

$$i = \frac{i' - f}{1 - f} \quad (4.18)$$

Avec :

- i est le taux d'intérêt réel
- i' représente le taux d'intérêt nominal (annuel) ;
- f est le taux d'inflation annuel.

Coût actualisé de l'énergie

Le coût de l'électricité également appelé coût d'actualisé de l'énergie (levelizedcost of energy LCOE). Il est considéré comme un indicateur économique le plus utilisé pour évaluer la rentabilité des systèmes hybrides d'énergie renouvelable.

LCOE est formulé à l'aide l'équation (4.19) suivante [153] :

$$LCOE = \frac{NPC}{P_{ch}} * CRF \quad (4.19)$$

Avec les modèles techniques et économiques définis, la recherche de la configuration optimale du système peut être abordée. L'algorithme d'optimisation par essaim particulaire (PSO) a été sélectionné pour cette tâche complexe en raison de ses propriétés remarquables.

IV.5 Algorithme d'optimisation par essaim particulaire multi-objectif

L'optimisation par essaim particulaire (OEP), est une méthode d'optimisation stochastique qui utilise une population de solutions candidates pour développer une solution optimale au problème. Cet algorithme a été proposé par Russel Eberhart et James Kennedy en 1995 [154]. Elle s'inspire à l'origine du monde des vivants, plus précisément du comportement social des animaux évoluant en essaim, tels que les bancs de poissons et les groupe d'oiseaux [155].

En effet, on peut observer chez ces animaux des dynamiques de déplacement relativement complexes, alors qu'individuellement chaque individu a une « intelligence » limitée, et ne dispose que d'une connaissance locale de sa situation dans l'essaim. L'essaim de particules correspond à

une population d'agents simples, appelés particules. Chaque particule est considérée comme une solution du problème, où elle possède une position x_i et une vitesse v_i (déplacement). De plus, chaque particule possède une mémoire lui permettant de se souvenir de sa meilleure performance P_{best} (en position et en vitesse) et de la meilleure performance atteinte par les particules de l'essaim P_{gbest} .

Le déplacement d'une particule est influencé par les trois composantes suivantes figure (4.3) :

- ✓ **Une composante d'inertie** : la particule tend à suivre sa direction courante de déplacement.
- ✓ **Une composante cognitive** : la particule tend à se diriger vers le meilleur site par lequel elle est déjà passée.
- ✓ **Une composante sociale** : la particule tend à se fier à l'expérience de ses congénères et, ainsi, à se diriger vers le meilleur site déjà atteint par les autres particules.

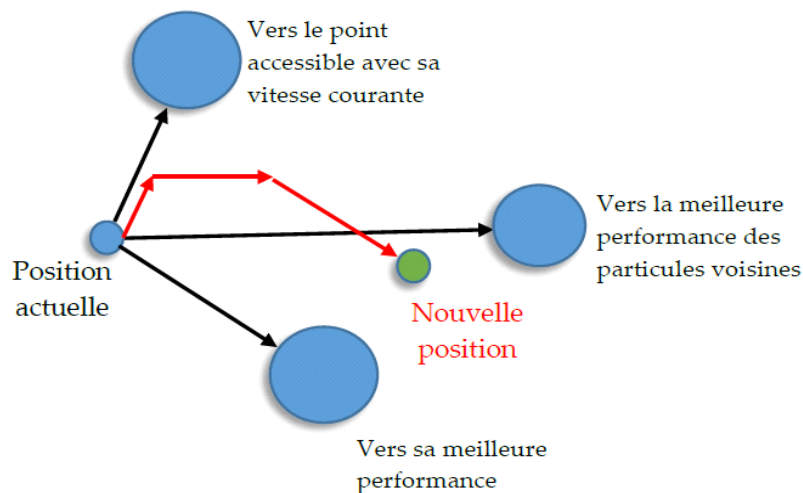


Figure 4.3: Schéma de principe du déplacement d'une particule [156].

La mise en œuvre de l'algorithme d'optimisation requiert la définition précise des caractéristiques technique et économique des équipements sélectionnés.

La procédure typique pour son implémentation dans le système hybride est la suivante :

1 Initialisation

- La taille de population ($N_p = 100$)
- Le facteur d'inertie ($w = 0.99$)
- Les coefficients d'accélération ($c_1 = c_2 = 2$)

2 Définir la dimension des variables de recherche

- Bornes inférieure et supérieure du nombre de systèmes photovoltaïques.
- Bornes inférieure et supérieure du nombre d'éoliennes.
- Bornes inférieure et supérieure du nombre de parcs de batteries.

- 3 Initialiser la population de particules dont les positions X_i et les vitesse V_i à Zéro.
 - $X_i = [N_{pv}, N_{wt}, N_{batt}], V_i = 0$
- 4 Calcule la nouvelle vitesse et la nouvelle position de chaque particule selon les équations suivantes :

$$v_i(t+1) = wv_i(t) + c_1r_1(p_{best_i} - x_i(t)) + c_2r_2(p_{gbest} - x_i(t)) \quad (4.16)$$

$$x_i(t+1) = x_i(t) + v_i(t+1) \quad (4.17)$$
- 5 Calculer le meilleur fitness de population initiale et comparer par la précédente pour trouver la meilleure de toutes les populations.
- 6 Incrémentation des nombre d'itération $t=t+1$
- 7 Si le critère d'arrêt est satisfait alors passer à la 8^{eme} étape si non aller à la 4^{eme} étape
- 8 La position enregistrée est la solution optimale.

IV.6 Module photovoltaïque

Les principales technologies de modules photovoltaïques sont le monocristallin, le polycristallin et l'amorphe, qui se distinguent par leur structure et leur efficacité. Le monocristallin offre le meilleur rendement, le polycristallines est le plus répandu et l'amorphe est plus flexible et moins cher, bien que moins efficace. D'autres technologies incluent les couches minces, les cellules organiques, et les cellules multi-jonctions ou tandem.

Le modèle TOPBiHiKu7 de module photovoltaïque a été retenu pour l'application dans cette étude, il s'agit d'un module monocristallin fabriqué par Candian Solar.

Les spécifications techniques et économiques du modèle de module photovoltaïque sélectionné sont présentées dans le tableau (4.1).

Tableau4.1 : Spécification technique et économique de module photovoltaïque

Fabricant	Canadian Solar
Modèle	TOPBiHiKu7
Type de module	Monocristallin bifacial
Puissance (W)	715
Rendement de module	23
Température	-40 jusqu'à 85 C°
Poids (kg)	37.8
Dimensionnement (mm)	2384*1303*33
Surface (m ²)	3.107
Duré de vie (ans)	30
Coutd'installation	160\$/kW
Cout de remplacement	96\$/kW an
Cout d'opération et maintenance O&M	6\$/ kW an

IV.7 Turbine éolienne

L'éolienne choisie pour cette étude est l'éolienne de modèle Ryseenergy E20 avec une puissance de 20 kW, fabriqué par l'entreprise Ryseenergy. Les spécifications techniques et économiques du modèle de l'éolienne sélectionné sont présentées dans le tableau (4.2).

Tableau4.2: Spécification technique et économique de l'éolienne

Fabriquant	Ryse energy
Modèle	Ryse energy
Puissance maximale (kW)	20
Puissance nominale (kW)	18
Vitesse de démarrage (m/s)	2
Vitesse de décrochage (m/s)	11
Hauteur (m)	36
Température	-20° jusqu'à 50 C°
Durée de vie (ans)	20
Coût d'installation	8990 \$/turbine
Coût de remplacement	89.9 \$/turbine
Coût d'opération et maintenance O&M	9 \$/turbine /an

IV.8 Résultat de la simulation de système hybride

Ce travail a été réalisé sur une partie de la wilaya de Sétif, elle est située dans le Nord-Est de l'Algérie, dont les coordonnées géographiques sont 36°11 Nord, et 5°25 Est avec une altitude de 1100m au-dessous du niveau de la mer. Ces données confèrent à ce site des caractéristiques météorologiques intéressantes pour les applications en énergie renouvelable.

IV.8.1 Site d'étude

Une des points originaux de cette recherche, est l'application des résultats de recherche scientifique sur notre ville pour avoir des influences positives sur notre société en particulier et sur l'humanité en général.

Sétif est un lieu de passage obligé et un carrefour incontournable reliant l'Est et l'Ouest du pays. Située à 300 km d'Alger, d'une superficie de 6549,64 km et à une altitude de 1100m au-dessus du niveau de la mer, elle est voisine de Béjaïa et Jijel par le nord, M'Sila et Batna par le sud, Mila à l'est et à l'ouest par Borj Bou Arréridj. Composée de 60 communes réparties en 20 daïras. Elle rivalise par son dynamisme économique et sa créativité qui éclipsent parfois son patrimoine historique et culturel séculaire.

La figure (4.4) représente la localisation de Sétif. La wilaya de Sétif bénéficie d'un niveau d'ensoleillement très favorable avec plus de 3000 heures de soleil par an (figure 4.5). Tandis que le potentiel éolien à Sétif est modéré avec des vitesses de vent variable influencé par son relief et sa

position géographique, où la vitesse moyenne mesurée à 10 m de hauteur est autour de 8 à 9 km/h, ce qui fait un emplacement favorable au déploiement du système systèmes hybrides (P V & éolienne) performant comme le montre la figure (4.6).

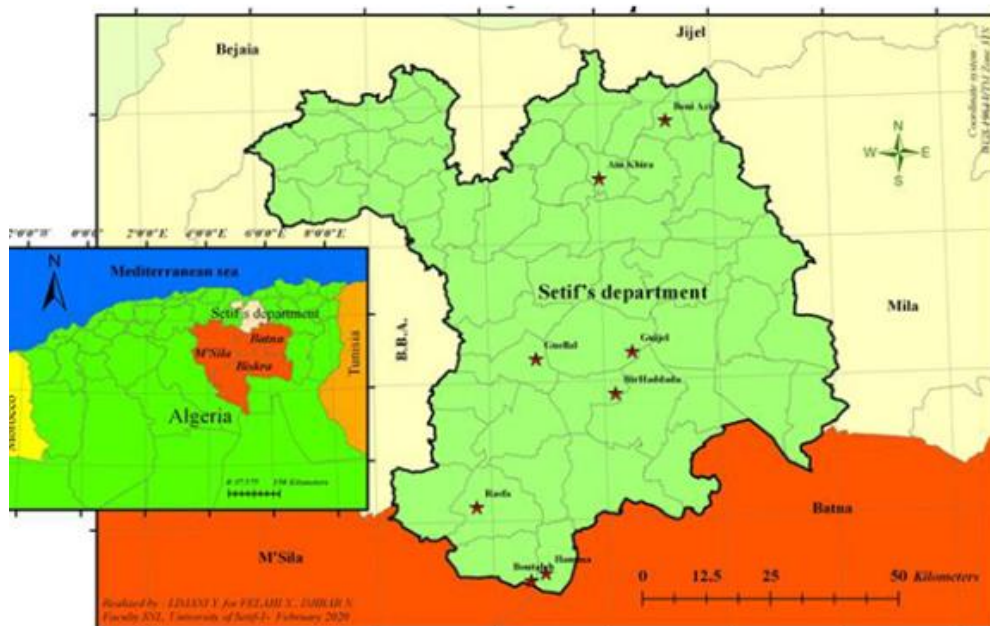


Figure 4.4 : Localisation de Sétif en Algérie.

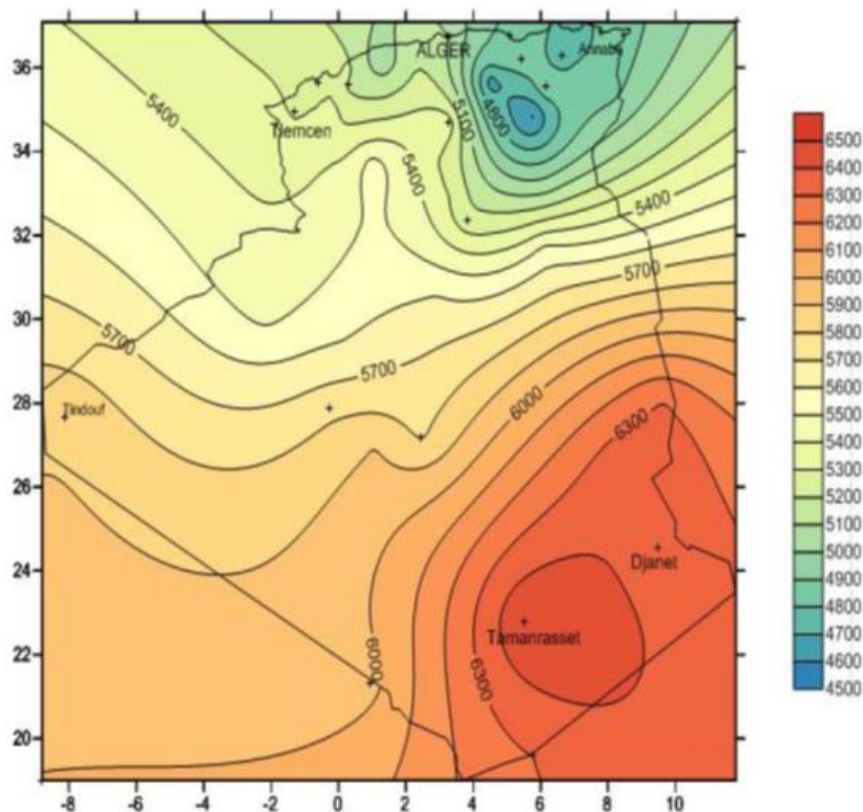


Figure 4.5 : Irradiation globale sur un plan horizontal an Algérie (kWh/m²/jour).

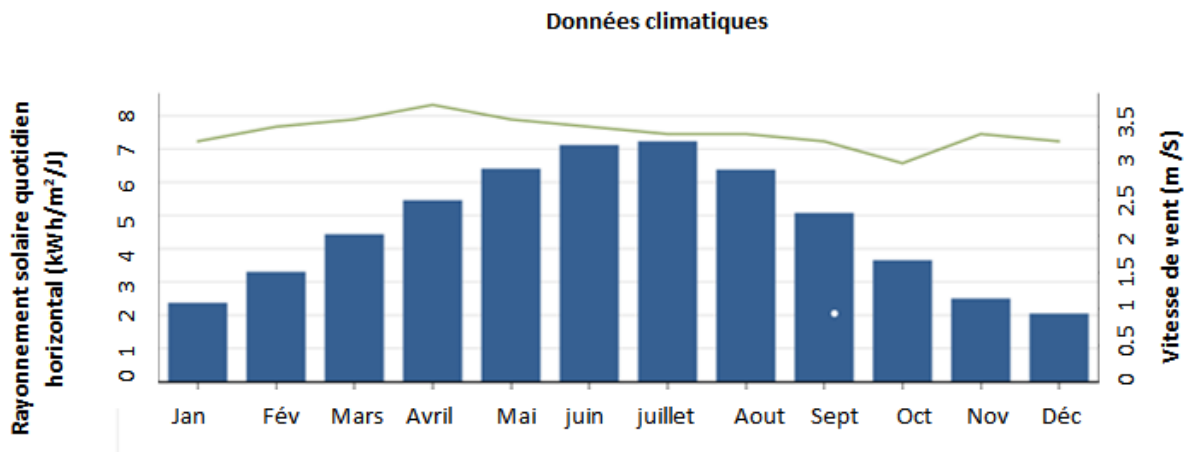


Figure 4.6 : Variation moyenne annuelle de la vitesse de vent et du rayonnement solaire pour la zone d'étude.

IV.8.2 Puissances demandée et produite

La figure (4.7) illustre la variation mensuelle de la charge sur les sept premiers mois de l'année 2024. Les premiers mois de Janvier à Mars affichent généralement une demande élevée en raison des besoins de chauffage. Au mois Avril la demande de l'électricité est diminuée ce qui rend la charge stable. Dès au début de l'été à partir de Mai à juillet on constate une augmentation notable de la demande.

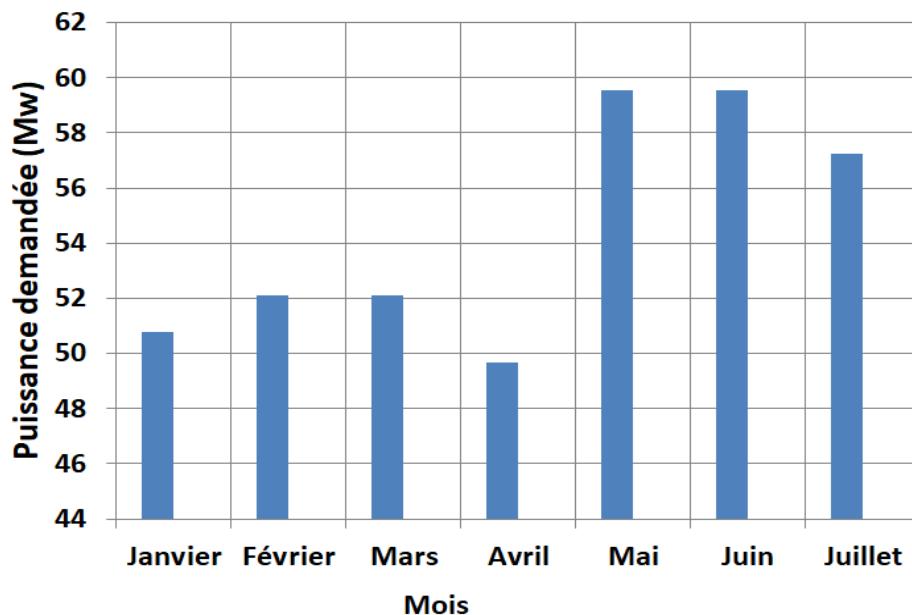


Figure4.7 : Profile de charge mensuelle.

Dans cette étude, l'algorithme d'optimisation PSO est utilisé pour déterminer la configuration optimale du système hybride, incluant le nombre d'éoliennes et de panneaux photovoltaïque, ainsi

le calcul des aspects économiques sachant que le taux d'intérêt est 8% et le taux d'inflation représente 5%.

La figure (4.8) montre la consommation journalière en 2 janvier 2024. La puissance journalière produite par le système photovoltaïque et celle produite par les turbines éoliennes sont illustrées dans les figures (4.9 - 4.10) respectivement.

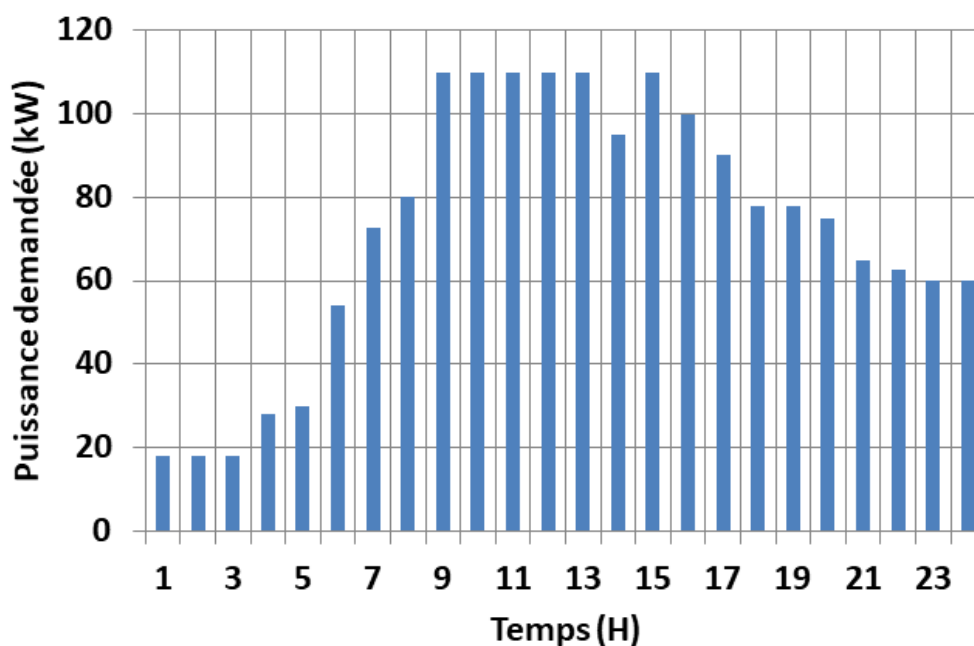


Figure 4.8: Profile de charge journalière.

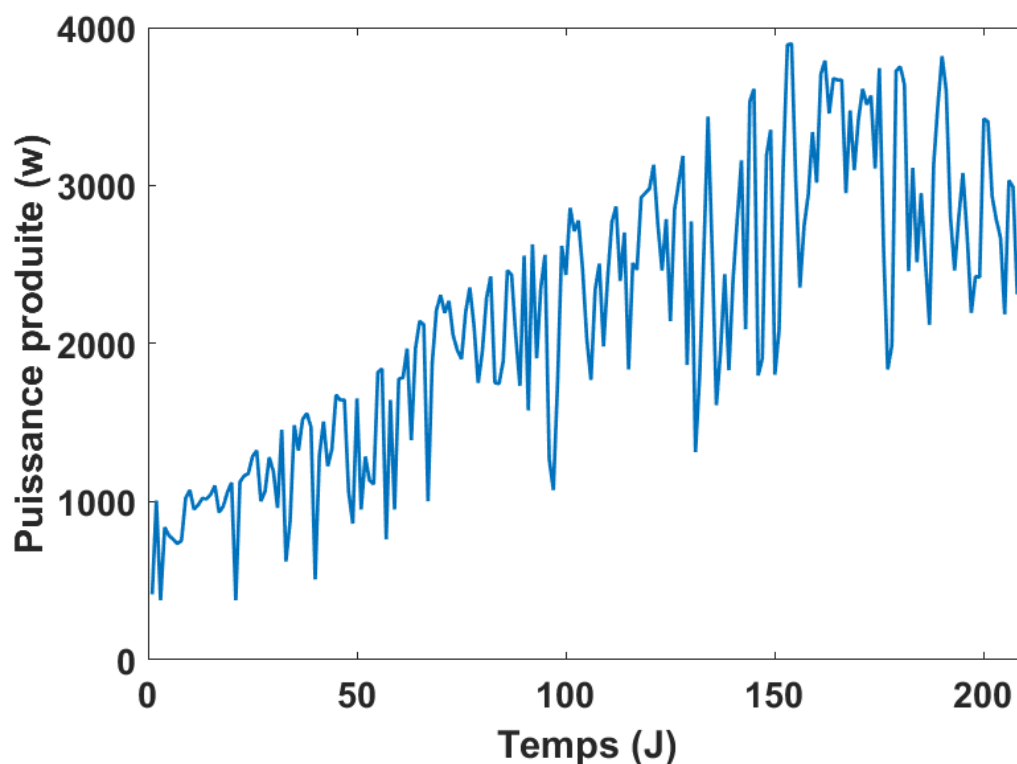


Figure 4.9 : Puissance produite par système photovoltaïque

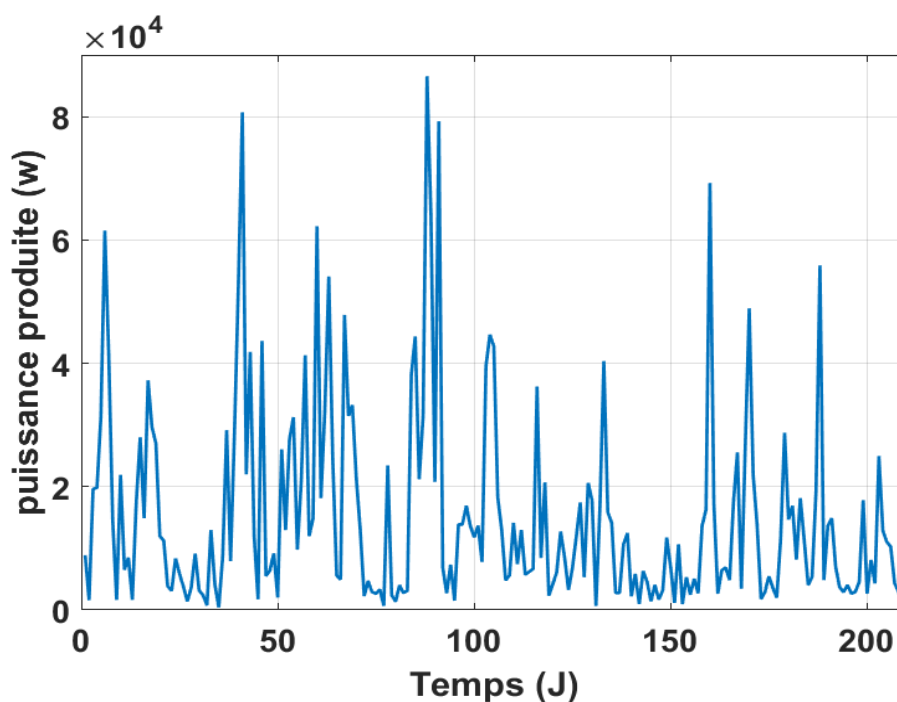


Figure 4.10 : Puissance produite par système éolienne.

La figure (4.11) illustre la répartition horaire de l'énergie dans le système hybride solaire et éolienne connecté au réseau.

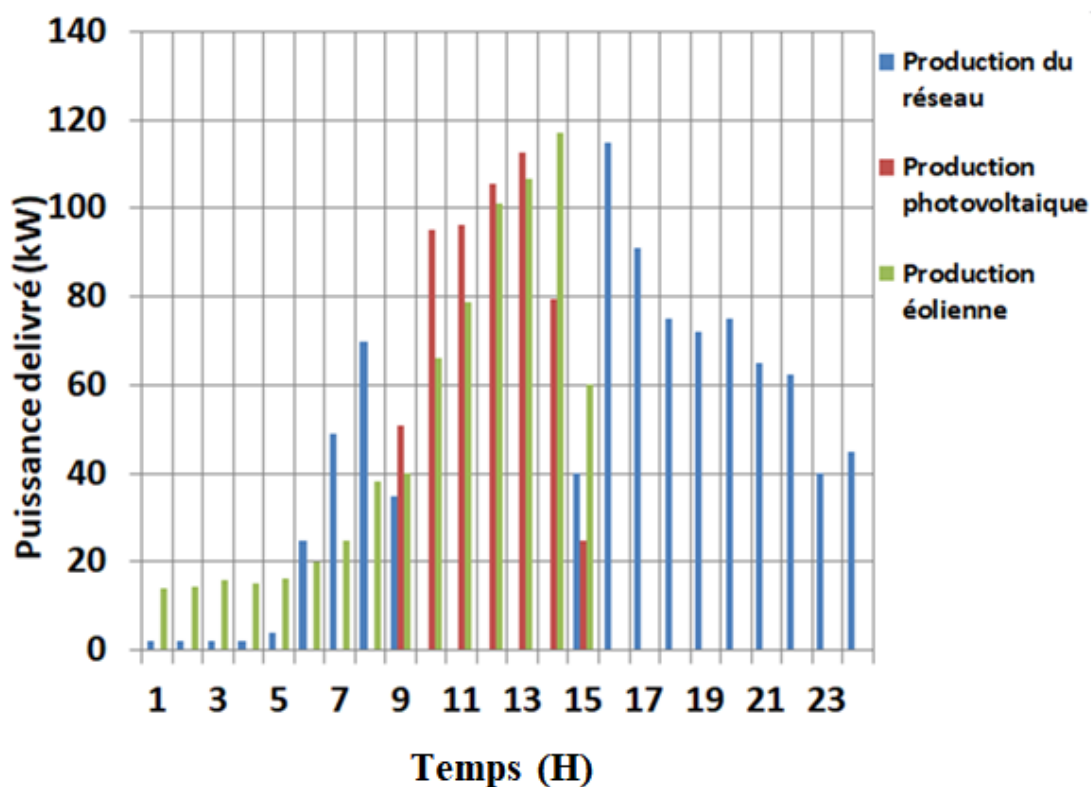


Figure 4.11: Puissance produite par le système hybride.

La production photovoltaïque démarre vers 9h augmente rapidement pour atteindre un pic proche de 120 kW vers midi correspond au moment où le rayonnement est le plus directe et le plus intense, puis redescend et s'éteint vers 15 :00 h. Tant que la production éolienne est plus variable, elle ne dépend pas de l'heure mais des conditions météorologiques, présente des crêtes tout le long de la journée.

On constate que le réseau électrique sert à fournir l'électricité pendant la nuit et tôt le matin diminué fortement quand le solaire monte, puis remonte en soirée lorsque la production renouvelable baisse. Donc, le stockage des batteries serait utile pendant les jours d'autonomie et les jours sans soleil. Le tableau (4.3) représente les commutations horaires qui décrivent pour chaque plage horaire l'état qualitatif des sources. Les niveaux sont donnés qualitativement :

H = élevé, M = moyenne, L = faible, 0 = nul (Off), 1= On.

Le tableau (4.3) met en évidence le fonctionnement quotidien d'un système hybride associant production solaire, éolienne et alimentation par le réseau public. Durant la nuit profonde, de minuit à cinq heures, l'énergie solaire est naturellement inexistante, tandis que l'éolien assure une production élevée. Le réseau n'intervient qu'en appoint faible pour garantir l'équilibre de la charge. A l'aube, entre cinq et sept heures, le vent reste présent mais de façon modérée, et la demande en électricité augmente.

Le réseau doit alors fournir une puissance importante pour compléter la production éolienne.

De sept à neuf heures, le soleil commence à contribuer faiblement et l'éolien reste moyen. Le réseau fournit d'abord une puissance élevée, puis réduit progressivement son apport à mesure que la production renouvelable s'accroît. Le milieu de journée, de neuf à treize heures, constitue la période d'autonomie maximale : L'ensoleillement et le vent atteignent tous deux niveaux élevés, rendant inutile tout appel au réseau. C'est la fenêtre idéale pour recharger les batteries ou alimenter des charges non prioritaires. En début d'après-midi, de treize à quinze heures, la production solaire varie rapidement, probablement en raison de passages nuageux. Malgré ces fluctuations, la puissance moyenne reste suffisante pour maintenir l'alimentation sans recourir au réseau. Enfin, de quinze heures jusqu'à la fin de la soirée, l'absence de soleil et la chute du vent imposent un basculement complet sur le réseau public.

Tableau 4.3 : Tableau de commutation de système hybride.

Heure	Solaire	Eolienne	Réseau
00:00-05:00	0	H(1)	L(1)
05:00-07:00	0	M(1)	H(1)
07:00-09:00	L(1)	M(1)	H → L(1)
09:00-13:00	H(1)	H(1)	0
13:00-15:00	H → L	H → L	M(1)
15:00-23:00	0	0	H(1)

Cette analyse illustre la complémentarité naturelle entre le solaire et l'éolien : l'éolien domine la nuit, le solaire prend le relais en journée, et le réseau assure la continuité lorsque les deux sources renouvelables sont insuffisantes. Elle montre également l'importance du stockage de l'excédent produit en milieu de journée, afin de réduire la dépendance au réseau pendant les longues heures de soirée et de nuit.

IV.8.3 Modélisation de stockage

Le stockage d'énergie présente de nombreux avantages. C'est important dans la gestion de l'énergie. Il contribue à réduire le gaspillage d'énergie et à augmenter l'efficacité d'utilisation de l'énergie [82, 83] des systèmes de traitement. Le stockage de formes d'énergie secondaire telles que la chaleur et l'électricité contribue à réduire la quantité d'énergie primaire consommée (combustibles fossiles) pour les générer.

Vue la grande diversité de type d'éléments de batterie ainsi le nombre très varie de paramètres qui interviennent, une représentation très empirique du comportement de la batterie peut être établie. Le système de stockage utilisé dans une installation photovoltaïque est une batterie d'accumulateur au plomb. Jusqu'à maintenant, il existe plusieurs modèles de la charge de batterie ont été proposés. Dans cette étude, nous avons utilisé un modèle décrit par qui permet de calculer la capacité de stockage en fonction de la puissance produite par le générateur photovoltaïque et la charge demandée.

La figure (4.12) décrit la relation entre le voltage, courant et l'état de charge. Ce modèle basé sur le schéma électrique simplifié.

Pour n batteries en séries, nous pouvons écrire l'équation:

$$V_{bat}(t) = n_b \cdot V(t) + n_b \cdot I_{bat}(t) \cdot R_{bat}(t) \quad (4.18)$$

où $V_{bat}(t)$ est la tension de circuit ouvert au temps t , V et $R_{bat}(t)$ est la résistance interne de batterie en Ohms.

La tension de circuit ouvert est exprimée comme un logarithme de la fonction de l'état de charge :

$$V_{co}(t) = V_F + b \cdot \log(SOC(t)) \quad (4.19)$$

Où V_F est la force électromotrice ; b est une constante empirique.

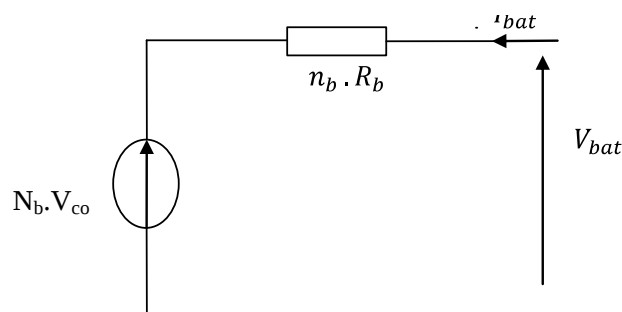


Figure 4.12: Schéma électrique simplifié d'une batterie.

La variation de V_{co} en fonction de l'état de charge (SOC) est représentée par la figure (4.13).

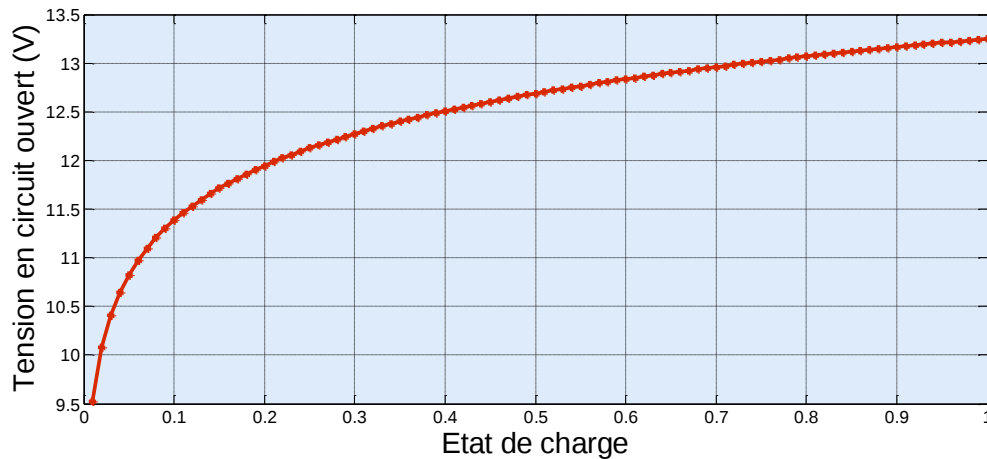


Figure 4.13 : Variation de la tension en mode de charge en fonction de l'état de charge.

La variation de la résistance interne d'une batterie $R_{bat}(t)$, est principalement dû à deux composants, à savoir, la résistance de l'électrode $R_{électrode}$ et la résistance de électrolyte $R_{électrolyte}$:

$$R_{bat}(t) = R_{électrolyte} + R_{électrode} \quad (4.20)$$

La variation de $R_{électrode}$ et $R_{électrolyte}$ en fonction de l'état de charge SOC peut être exprimée par :

$$R_{électrode} = r_1 + r_2 \cdot (SOC(t)) \text{ et } R_{électrolyte} = [r_3 - r_4(SOC(t))]^{-1} \quad (4.21)$$

où r_1 , r_2 , r_3 , et r_4 sont des constantes empiriques, ces constantes ont des valeurs différentes pour le mode de charge et décharge.

Pour une batterie de plomb acide, les paramètres sont regroupés dans le tableau (4.4) suivant:

Tableau 4.4: Caractéristique de batterie plomb acide.

Paramètres	Mode de charge	Mode de décharge
V_F	13.250 V	12.662 V
b	0.810	0.724
r_1	0.062 Ohms	0.055 Ohms
r_2	0.046 Ohms	-0.010 Ohms
r_3	95.638 Ohms ⁻¹	4.270 Ohms ⁻¹
r_4	52.671 Ohms ⁻¹	4.270 Ohms ⁻¹

IV.8.4 Analyse économique

Le tableau (4.4) présente la configuration optimale obtenue, ainsi que les principaux indicateurs économiques tels que le coût annuel, le coût actualisé net (NPC) et le coût actualisé de l'énergie (LCOE).

Tableau 4.5 : Spécification économique des composants de système

Nombre de photovoltaïque	620
Nombred'éolienne	30
Nombre de batterie (48v,200Ah)	200
Nombred'onduleur	3
Coutannuelle (photovoltaïque)	9010,6 \$/an
Coutannuelle(Eolienne)	13890 \$
NPC (photovoltaïque)	173282,05 \$
NPC (Eolienne)	434062,05 \$
LCOE	0.0299 \$/kwh

Afin d'évaluer la performance économique du système hybride proposé, une analyse de coût actualisé a été réalisée à partir des données issues de la simulation d'optimisation par essaim particulaire (PSO). Cette analyse tient compte des coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance de chaque composant du système.

Le tableau (4.4) présente les principales caractéristiques économiques du système hybride combinant énergie photovoltaïque et éolienne. Ce système comprend 620 panneaux solaires, 30 éoliennes, 200 batteries de stockage et 3 onduleurs. Le cout de la filière photovoltaïque d'élève à 9010,6\$ tandis que celui de la filière éolienne atteint 13890\$, ce qui traduit un investissement plus important pour la partie éolienne. Le cout net actualisé (NPC) confirme cette différence : il est estimé à 173282,05\$ pour les installations photovoltaïques contre 434062,05 pour les éoliennes. Malgré ces montants plus élevés, le système affiche un cout actualisé de l'énergie (LCOE) très faible, de l'ordre de 0.0299 \$/kWh, indiquant une production électrique particulièrement économique.

IV.9 Conclusion

Ce chapitre a présenté l'étude de la conception, de la modélisation et de l'optimisation d'un système hybride photovoltaïque-éolienne connecté au réseau. Un algorithme d'optimisation par essaim particulaire (PSO) a été mis en œuvre afin de déterminer la configuration la plus performante sur les plans technique et économique. L'application au site de la ville de Sétif a mis en évidence un potentiel solaire très favorable et un gisement éolien modéré mais exploitable, permettant une complémentarité naturelle entre les deux sources. Les simulations montrent que la production éolienne prédomine la nuit, tandis que le photovoltaïque assure la couverture diurne, le réseau public n'intervient qu'en appoint lors des déficits simultanés. Le stockage par batterie joue un rôle important pour lisser les fluctuations et réduire la dépendance au réseau. L'optimisation réalisée par le PSO a conduit à une configuration 'meilleure solution' composée de 620 modules photovoltaïques, 30 éoliennes, 200 batteries et 3 onduleurs. Sur le plan économique, le système

atteint un cout actualisé de l'énergie très base (0.0299 \$/kWh), confirmant sa rentabilité et sa viabilité pour une transition énergétique durable.

Ces performances démontrent la viabilité financière et technique d'un tel système. Le solaire, moins couteux, constitue la base de la production, tandis que l'éolien apporte une contribution décisive lors des périodes de faible ensoleillement, assurant ainsi un approvisionnement continu, fiable et durable.

CONCLUSION GENERALE

La demande mondiale en systèmes d'alimentation électrique renouvelable croît constamment depuis trente ans. Aujourd'hui, l'industrie mondiale des énergies renouvelables repose essentiellement sur les besoins des régions isolées en alimentation électrique fiable et peu coûteuse.

L'utilisation de l'électricité issue des énergies renouvelables permet de réduire les émissions de gaz à effet de serre, de diversifier le mix énergétique et de limiter la dépendance aux combustibles fossiles. L'intégration et l'exploitation de ces systèmes présentent toutefois plusieurs défis. Les recherches sur les techniques les plus performantes pour intégrer les dernières avancées en matière d'énergies renouvelables et de réseaux intelligents restent limitées. Cette contribution des travaux de thèse de doctorat, explore diverses techniques d'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux intelligents, notamment les systèmes de contrôle et de protection avancés, les systèmes intelligents de stockage et de gestion de l'énergie, les améliorations des infrastructures de réseau et le développement des nouveaux modèles de configurations. Les résultats mettent en évidence la complexité de ces systèmes. Parmi ces défis figurent notamment les problèmes de stabilité du réseau et l'intermittence de la production d'énergie renouvelable.

Nous constatons, que Les gestionnaires de réseau d'électricité optimisent la production des centrales des jours et heures en avance. L'imprévisibilité de l'alimentation renouvelable peut provoquer des déséquilibres qui entraînent des variations coûteuses de la production prévue et peut nuire à la stabilité des réseaux électriques. Le démarrage de générateurs conventionnels afin de compenser une diminution de la production renouvelable peut prendre plusieurs heures, conduit à plus de pollution de l'air, induit un entretien plus fréquent des centrales et perturbe le planning d'autres générateurs conventionnels à cause des variations de production par les sources intermittentes qui sont mises en ligne. Des problèmes similaires sont causés par l'arrêt d'unités classiques parfois nécessaire pour équilibrer une augmentation imprévue de la production renouvelable.

Pour assurer la qualité de l'énergie et la fiabilité du réseau électrique, il est recommandé de développer des nouvelles méthodes de gestion, aussi bien économiques que techniques. Ces nouvelles stratégies permis de tirer le meilleur parti des interconnexions électriques existantes. Les progrès peuvent se mesurer à l'aide de plusieurs critères. Fondamentalement, l'intérêt économique des interconnexions résidait auparavant dans l'observation que les pointes de consommation ne survenaient pas au même moment dans des pays limitrophes. La pointe du

pays A pouvait donc être satisfaite par des centrales disponibles dans le pays B à un coût inférieur aux moyens de pointe du pays A. Ce raisonnement Peut se transposer aux énergies renouvelables. Des recherches affirment que le vent ne souffle pas au même moment en A et en B ; lorsqu'il souffle en A, il devient légitime d'exporter les excédents du pays A vers le pays B. Donc, l'objectif visé par les interconnexions se limitait à la sécurité d'approvisionnement, le ratio à prendre en compte serait capacité d'interconnexion sur capacité appelée lors des pointes de consommation. Car, La consommation ne constitue pas le critère déterminant pour la construction des ouvrages : leur dimensionnement dépend soit de la puissance appelée à la pointe, soit de la puissance à recevoir, venant des unités de production.

Les analyses menées ont également démontré que des innovations voient le jour le long de quatre axes essentiels au sein des réseaux électriques mondiaux :

- ✓ Technologies génériques : technologies qui jouent un rôle clé dans l'intégration des énergies renouvelables variables.
- ✓ Modèles économiques : modèles innovants qui créent des analyses de rentabilisation pour de nouveaux services améliorant la flexibilité des systèmes et encourageant une plus grande intégration des technologies dans le domaine des énergies renouvelables.
- ✓ Organisation du marché : nouvelles structures de marché et modifications du cadre réglementaire visant à encourager la flexibilité et la valeur des services nécessaires dans un système énergétique fondé sur les énergies renouvelables, en vue de stimuler de nouvelles opportunités économiques.
- ✓ Exploitation du système : façons innovantes d'exploiter le système électrique, en permettant l'intégration d'une plus forte proportion d'énergies renouvelables variables dans la production d'électricité.

Nous pouvons conclure, que la transition énergétique est un élément essentiel de la lutte contre le réchauffement climatique. Mais elle pourrait en revanche avoir des conséquences négatives sur la biodiversité. Tentons de comprendre, pour mieux anticiper et concevoir une transition énergétique écologiquement souhaitable. Donc, la compréhension des nombreux phénomènes physiques mis en jeu dans l'implémentation des nouvelles technologies dans le domaine des énergies renouvelables possédant de fortes interactions peut difficilement être acquise en multipliant les études expérimentales et numériques. Donc, Une modélisation précise de ces phénomènes physiques, suivie d'une simulation numérique, s'avère nécessaire. La modélisation s'appuiera sur une analyse dimensionnelle rigoureuse permettant la détermination des nombres adimensionnels pertinents et facilitant la résolution numérique en utilisant le logiciel Matlab.

Pour améliorer notre système et de valoriser les contributions et les recherches dans le domaine de l'intégration et de l'interconnexion des énergies renouvelables, il serait envisageable de tester les nouvelles technologies apparues sur le marché. L'ensemble de ces études peut être poursuivi et complété par des perspectives pouvant contribuer à l'amélioration des micros réseaux :

- ✓ Associer des dispositifs de stockage et des générateurs diesel.
- ✓ Pour assurer une plus grande disponibilité en énergie, plusieurs ressources renouvelables peuvent être interconnectées ensemble (éolien – photovoltaïque – générateur diesel – piles à combustibles).
- ✓ Étudié les techniques de recherche du point de puissance maximale (techniques dites MPPT) pour la chaîne de photovoltaïque.
- ✓ Étudié la gestion des systèmes multi sources et de réaliser des optimisations sur des
- ✓ critères de minimisation du coût.

REFERENCE BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] F. Manwell, J. G. McGowan, A. L. Rogers, "Wind energy explained: theory, design and application". First edition, John Wiley & Sons, Ltd, 2009.
ISBN:9781119994367
<https://doi.org/10.1002/9781119994367>
- [2] R. Soler, "L'énergie solaire, des fondamentaux aux technologies d'aujourd'hui et de demain". Edition Lavoisier, Paris, 2019.
ISBN : 978-2-7430-2395-9
- [3] L. C. Voumik, T. Sultana, "Impact of urbanization, industrialization, electrification and renewable energy on the environment in BRICS: fresh evidence from novel CS-ARDL model". J. Heliyon, Vol. 8, n°. 11, p11457, 2022.
<https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2022.e11457>.
- [4] Pan, S. Xu, A. H.Z, Syed "Environmental impact of energy imports: Natural resources income and natural gas production profitability in the Asia-Pacific Economic Cooperation Countries" Volume 15, Issue 2, 2024.
<https://doi.org/10.1016/j.gsf.2023.101756>
- [5] A. G. Olabi, KH. Elsaïs, KH. Obaideen, M.A. Abdelkareem, H. Rezk, T. Wilberforce, H.M. Moghrabie, E.A. Sayed, "Renewable energy systems: Comparisons, challenges and barriers, sustainability indicators, and the contribution to UN Sustainable Development Goals," Int. J. Thermofluids, vol. 20, p. 100498, 2023.
<https://doi.org/10.1016/j.ijft.2023.100498>
- [6] International Renewable Energy Agency. Renewable Energy and Jobs—Annual Review 2021. 2021. Available online:
https://www.irena.org/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Oct/IRENA_RE_Jobs_2021.pdf (accessed on 1 December 2024).
- [7] F. J. M. M. Nijssse, J.F. Mercure, N. Ameli, F. Larosa, S. Kuthari, J. Rickman, P. Vercoulen, H. Pollit, "The momentum of the solar energy transition," Nature Commun., vol. 14, no. 1, p. 6542, 2023.
<https://doi.org/10.1038/s41467-023-41971-7>
- [8] Y. Latreche, H. Bouchekara, F. Kerrou, k. Naidu, H. Mokhlis, M. S. Javaid, "Comprehensive review on the optimal integration of distributed generation in distribution systems," J. Renewable Sustainable Energy, vol. 10, no. 5, 2018.
<https://doi.org/10.1063/1.5020190>
- [9] S. Aljishi, S. Alyami, E. Alghorabi, H. Faltakh, H. Zentou, M. Abdelnaby, N.K. Al-Saleem, G.I. Ameerah, F. Alhajri, "Techno-Economic Assessment of Hybrid Renewable Energy Systems for Direct Air Capture in Saudi Arabia", Sustainability, Vol. 17, No. 17, p. 7659, 2025.
<https://doi.org/10.3390/su17177659>

- [10] T. Wei, H. Li, J. Miao, "Integration and Development Path of Smart Grid Technology: Technology-Driven, Policy Framework and Application Challenges", *Processes*, Vol. 13, No. 8, p. 2428, 2025.
<https://doi.org/10.3390/pr13082428>
- [11] D. Emilien, "Réseau électrique intelligent pour les nouveaux usages", *Micro et nanotechnologies / Microélectronique*, Université de Perpignan, 2019.
- [12] H. SEBAA, "Contribution à l'optimisation de l'insertion des énergies renouvelables dans un réseau électrique intelligent (Smart Grid) ", Thèse de doctorat en sciences, option : Réseaux électriques, Université de Sétif 1, 2019.
- [13] H. Hmida, "Transition énergétique : les nouvelles technologies renouvelables et intelligentes pour un développement plus soutenable dans les pays du sud", Thèse de doctorat, Université de Pau et des Pays de l'Adour ; Université Tunis El Manar, 2023.
- [14] F. Kouadra, "Études des variations rapides de tension pour le raccordement d'une production décentralisée dans un réseau MT ", Mémoire de magister, Université des Frères Mentouri, Constantine, 2009.
- [15] J. Bruschi, "Caractérisation du phénomène d'îlotage non-intentionnel dans les réseaux de distribution", Thèse de doctorat, Université Grenoble Alpes, 2016.
- [16] C. Duc Pham, "Détection et localisation de défauts dans les réseaux de distribution HTA en présence de génération d'énergie dispersée", Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2005.
- [17] W. López-Castrillón, H. H. Sepúlveda, C. Mattar, "Off-grid hybrid electrical generation systems in remote communities: Trends and characteristics in sustainability solutions", *Sustainability*, Vol. 13, p. 5856, 2021.
<https://doi.org/10.3390/su13115856>
- [18] D. Marín, "Intégration des éoliennes dans les réseaux électriques insulaires", Thèse de doctorat, École Centrale de Lille, France, 2009.
- [19] S. Grillo, V. Musolino, L. Piegari, E. Tironi, C. Tornelli, "DC islands in AC smart grids", *IEEE Transactions on Power Electronics*, Vol. 29, No. 1, pp. 89–98, 2014.
- [20] V. Courtecuisse, "Supervision d'une centrale multisource à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique", Thèse de doctorat, École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, Paris, France, 2008.
- [21] J. Lemaire, R. Castro, F. Montemor, "Empowering remote and off-grid renewable energy communities: Case studies in Congo, Australia, and Canada", *Energies*, Vol. 17, p. 4848, 2024.
- [22] L. Al-Ghussain, M. Abujubbeh, A. Darwish Ahmad, A. M. Abubaker, O. Taylan, M. Fahrioglu, N. K. Akafuah, "100% renewable energy grid for rural electrification of remote

areas: A case study in Jordan', *Energies*, Vol. 13, p. 4908, 2020.

<https://doi.org/10.3390/en13184908>.

[23] M. A. F. Garcia, "Interaction des réseaux de transport et de distribution en présence de production décentralisée", Thèse de doctorat, Institut Polytechnique de Grenoble, France, 2008.

[24] J. Samuel, N. Solomon, C. Joseph, D. William, Y. Emmanuel, "Impact and integration techniques of renewable energy sources on smart grid operations: A systematic review", *Scientific African*, Vol. 29, p. e02845, 2025.

<https://doi.org/10.1016/j.sciaf.2025.e02845:su13115856>.

[25] A. Drees, P. N. Papadopoulos, J. V. Milanović, "A framework to assess the effect of reduction in inertia on system frequency response", in *Proc. IEEE PES General Meeting*, Boston, MA, USA, Jul. 2016.

<https://doi.org/10.1109/pesgm.2016.7741695>.

[26] O. Richardot, "Réglage coordonné de tension dans les réseaux de distribution à l'aide de production décentralisée", Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, France, 2006.

[27] A. Aoun, N. Kashmar, M. Adda, H. Ibrahim, "From bottom-up towards a completely decentralized autonomous electric grid based on the concept of a decentralized autonomous substation", *Electronics*, Vol. 13, p. 3683, 2024.

<https://doi.org/10.3390/electronics.13183683>

[28] A. Davigny, "Participation aux services systèmes de fermes d'éoliennes à vitesse variable intégrant du stockage inertiel d'énergie", Thèse de doctorat, Université des Sciences et Technologies de Lille, France, 2007.

[29] G. Fusco, M. Russo, M. De Santis, 'Decentralized voltage control in active distribution systems: Features and open issues', *Energies*, Vol. 14, p. 2563, 2021.

<https://doi.org/10.3390/en14092663>.

[30] D. Marín, "Intégration des éoliennes dans les réseaux électriques insulaires", Thèse de doctorat, École Centrale de Lille, France, 2009.

[31] M. Crape, "Commande et régulation des réseaux électriques", Paris, France: Hermes Science Publ., Lavoisier, 2003.

[ISBN: 2-7462-0606-4](https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.06.022)

[32] S. L. L. Wynn, T. Boonraksa, P. Boonraksa, W. Pinthurat, B. Marungsri, "Decentralized energy management system in microgrid considering uncertainty and demand response", *Electronics*, Vol. 12, p. 237, 2023.

<https://doi.org/10.3390/electronics12010237>.

[33] M. M. Kyaw, V. K. Ramachandramurthy, "Fault ride through and voltage regulation for grid connected wind turbine", *Renewable Energy*, Vol. 36, No. 1, pp. 206–215, 2011.

<https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.06.022>.

- [34] M. H. J. Bollen, F. Hassan, "Integration of Distributed Generation in the Power System: Power Quality Issues", Hoboken, NJ, USA: Wiley-IEEE Press, 2011.
- [35] Y. Ueda, T. Oozeki, K. Kurokawa, K. Kitamura, Y. Miyamoto, M. Yokota, S. Nishikawa, "Analytical results of output restriction due to the voltage increasing of power distribution line in grid-connected clustered PV systems", IEEE PV Specialists Conference, 2005, pp. 1631–1634.
- [36] E. Caamaño-Martín, H. Laukamp, M. Jantsch, T. Erge, J. Thornycroft, H. De Moor, B. Gaiddon, "Interaction between photovoltaic distributed generation and electricity networks", Progress in Photovoltaics: Research and Applications, Vol. 16, No. 7, pp. 629–643, 2008.
- [37] J. Hossain, A. Mahmud, "Renewable Energy Integration: Challenges and Solutions", Springer, Singapore, 2014.
- [38] F. Blaabjerg, R. Teodorescu, M. Liserre, A. V. Timbus, "Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems", IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 53, No. 5, pp. 1398–1409, 2006.
- [39] IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, IEEE Standard 1547, 2003.
- [40] Canadian Standards Association General Use Power Supplies, CSA C22.2 No. 107.101, 2001.
- [41] F. Blaabjerg, R. Teodorescu, M. Liserre, and A. V. Timbus, "Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems," IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 53, no. 5, pp. 1398–1409, 2006.
<https://doi.org/10.1109/TIE.2006.881997>
- [42] T. A. Short, "Electric power distribution handbook", Boca Raton, FL, USA: CRC Press, 2014.
<https://doi.org/10.1201/b16106>
- [43] M. P. Hajiabbas and M. I. Behnam, "Optimization of power system problems: Methods, algorithms and MATLAB codes", 1st ed., Cham, Switzerland: Springer, 2020.
<https://doi.org/10.1007/978-3-030-39253-4>
- [44] M. Parol, J. Wasilewski, T. Wojtowicz, B. Arendarski, P. Komarnicki, "Reliability analysis of MV electric distribution networks including distributed generation and ICT infrastructure," Energies, vol. 15, no. 14, p. 5311, 2022.
<https://doi.org/10.3390/en15145311>
- [45] J. Jasiūnas, P. D. Lund, and J. Mikkola, "Energy system resilience – A review," Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 150, p. 111476, 2021.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111476>

- [46] I. Al-Wesabi, F. Zhijian, P. C. Bosah, and H. Dong, "A review of Yemen's current energy situation, challenges, strategies, and prospects for using renewable energy systems," *Environ. Sci. Pollut. Res.*, vol. 29, no. 36, pp. 53907–53933, 2022.
<https://doi.org/10.1007/s11356-022-21369-6>
- [47] W. Rohouma, M. Metry, R. S. Balog, A. A. Peerzada, M. M. Begovic, and D. Zhou, "Analysis of the capacitor-less D-STATCOM for voltage profile improvement in distribution network with high PV penetration," *IEEE Open J. Power Electron.*, vol. 3, pp. 255–270, 2022.
<https://doi.org/10.1109/OJPEL.2022.3167548>
- [48] H. Liao, "Review on distribution network optimization under uncertainty," *Energies*, vol. 12, no. 17, p. 3369, 2019.
<https://doi.org/10.3390/en12173369>
- [49] Y. Thangaraj and R. Kuppan, "Multi-objective simultaneous placement of DG and DSTATCOM using novel lightning search algorithm," *J. Appl. Res. Technol.*, vol. 15, no. 5, pp. 477–491, 2017.
<https://doi.org/10.1016/j.jart.2017.05.008>
- .
- [50] A. F. El-Salam, M. Beshr, and M. Eteiba, "A new hybrid technique for minimizing power losses in a distribution system by optimal sizing and siting of distributed generators with network reconfiguration," *Energies*, vol. 15, no. 5, p. 3351, 2018.
<https://doi.org/10.3390/en11123351>
- [51] S. R. Salkuti, "Optimal allocation of DG and D-STATCOM in a distribution system using evolutionary based Bat algorithm," *Int. J. Adv. Comput. Sci. Appl.* vol. 12, no. 4, pp. 360–365, 2021.
<https://doi.org/10.14569/IJACSA.2021.0120445>
- .
- [52] M. A. Green, "Solar cell efficiency tables (Version 63)," *Prog. Photovolt.: Res. Appl.*, vol. 31, no. 1, pp. 3–12, 2023.
<https://doi.org/10.1002/pip.3750>
- [53] L. MEDEKHEL. "Contribution à la production de l'énergie solaire et à l'intégration du système photovoltaïque dans les réseaux électriques en vue d'améliorer leurs performances énergétiques". Diss. Faculté des Sciences et de la technologie, 2025.
- [54] R. Benslimane, "Contribution à l'étude de l'intégration des systèmes photovoltaïques dans les réseaux électriques : Modélisation, dimensionnement et analyse technico-économique", Thèse de doctorat, Université de Tlemcen, Algérie, 2021.
- [55] International Energy Agency, "Renewables 2023: Analysis and forecast to 2028". Paris, France: IEA, 2023.

<https://www.iea.org/reports/renewables-2023>

- [56] Kh. Ben Abdallah "Le transport routier énergiquement durable : état des lieux, modélisation et aide à la décision publique en Tunisie". Economies et finances. Université du Littoral Côte d'Opale, Université de Sousse (Tunisie). Faculté des sciences économiques et de gestion, 2015.
- [57] K. Helali. "Modelisation d'une cellule photovoltaïque: etude comparative". Diss. Université Mouloud Mammeri, 2012.
- [58] K. M. Cherfi, "Commande d'un système photovoltaïque alimentant un filtre actif de puissance connecté au réseau ", Thèse de doctorat, Univ. Yahia Farès de Médéa, Algérie, 2023.
- [59] C. H. Tran, " Améliorations d'une chaîne de conversion de l'énergie solaire en électricité autonome en vue d'application dans les pays en voie de développement ", Thèse de doctorat, Univ. de Reims Champagne-Ardenne, France, 2019.
- [60] Y. Lahiouel, "Conception d'un système de supervision d'une installation photovoltaïque dédié à la détection et à la localisation des défauts à l'aide de techniques intelligentes ", Thèse de doctorat, Univ. Ferhat Abbas – Sétif 1, Algérie, 2024.
- [61] L. Anne, P. Cumulnel, J. P. Braun, et B. Faraggi, Cellules solaires : Les bases de l'énergie photovoltaïque, 5^e éd. Paris, France : Dunod, 2010.
<https://doi.org/10.3917/dunod.anne.2010>
- [62] B. Bendib, " Une nouvelle approche de modélisation et de commande des systèmes photovoltaïques autonomes ", Thèse de doctorat, Univ. Ferhat Abbas – Sétif 1, Algérie, nov. 2017.
- [63] M. Jbilou, "Étude, simulation et réalisation d'un onduleur pour système photovoltaïque ", Thèse de doctorat, Univ. Djillali Liabès, Algérie, 2019.
- [64] IEEE, " Definition of FACTS (Flexible AC Transmission Systems) ", IEEE Power & Energy Society. [En ligne]. Disponible.
- [65] H. Boudjella, " Contrôle des puissances et des tensions au moyen de dispositifs FACTS (SVC) ", Mémoire de magister, Univ. Sidi Bel-Abbès, Algérie, 2008.
- [66] F. Boussadia, " Amélioration de la stabilité d'un réseau électrique par FACTS – Application au réseau algérien ", Mémoire de magister, Univ. Sétif 1, Algérie, 2018.
- [67] N. G. Hingorani and L. Gyugyi, Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems. New York, NY, USA : IEEE Press, 2000.
- [68] K. R. Padiyar, FACTS Controllers in Power Transmission and Distribution. New Delhi, India : New Age International, 2007.

- [69] Y. H. Song and A. T. Johns, "Flexible AC Transmission Systems (FACTS) ". London, U.K. : IET, 1999.
- [70] E. Acha, C. R. Fuerte-Esquivel, H. Ambriz-Perez, et C. Angeles-Camacho, "FACTS: Modelling and Simulation in Power Networks". Chichester, U.K. : Wiley, 2004.
- [71] R. M. Mathur and R. K. Varma, "Thyristor-Based FACTS Controllers for Electrical Transmission Systems". New York, NY, USA : IEEE Press, 2002.
- [72] Y. Yang, "Analysis of UPFC steady-state power flow regulation capabilities and application in grid planning" *Energies*, vol. 13, no. 17, p. 4419, 2020, <https://doi.org/10.3390/en13174419>.
- [73] A. Dakhli, "Amélioration de la stabilité et de la qualité de l'énergie électrique par l'intégration des dispositifs FACTS de type STATCOM ", Thèse de doctorat, Univ. de Tunis El Manar, Tunisie, 2021.
- [74] S. K. Sharma, M. Kumar, and R. K. Pachauri, "A comprehensive analysis of STATCOM for power quality enhancement in power systems" *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 146, p. 108769, 2023, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108769>
- [75] S. R. Ghatak, S. Sannigrahi, and P. Acharjee, "Comparative performance analysis of DG and DSTATCOM using improved PSO based on success rate for deregulated environment, " *IEEE Syst. J.*, vol. 12, no. 3, pp. 2791–2802, 2017 <https://doi.org/10.1109/JSYST.2017.2720862>
- [76] S. A. Taher and S. A. Afsari, "Optimal location and sizing of DSTATCOM in distribution systems by immune algorithm, " *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 60, pp. 34–44, 2014,
- [77] P. Kumar, R. K. Agarwal, and V. Kumar, "Hybrid FACTS controllers for enhanced stability and power flow management: A review, " *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 151, p. 109097, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2023.109097>
- [78] A. Singh and S. C. Srivastava, "Application of Interline Power Flow Controller (IPFC) for optimal power flow in transmission networks with renewables, " *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 213, p. 108698, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108698>
- [79] H. Li, M. R. Al Rashidi, and A. M. Massoud, "Recent advancements in Unified Power Flow Controller (UPFC) applications for modern power systems, " *IEEE Access*, vol. 12, pp. 11532–11549, 2024. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2024.3354899>.

- [80] S. Sen, "Optimal allocation of UPFC based on healthy and stressed system conditions," *Sustain. Energy, Grids Netw.*, vol. 35, p. 101111, 2023, <https://doi.org/10.1016/j.segan.2023.101111>
- [81] R. Zhang, Y. Wang, and X. Li, "Advanced capacity-expansion-type unified power flow controllers: Control, optimization, and applications, " *Energies*, vol. 18, no. 4, p. 766, 2025. <https://doi.org/10.3390/en18040766>.
- [82] Yahiaoui Merzoug, " Contrôle optimal des puissances réactives et des tensions dans un réseau d'énergie électrique par dispositifs FACTS", Thèse de doctorat, univ Mohamed Boudiaf d'Oran, 2014.
- [83] F. Katiraei and J. R. Agüero, "Solar PV integration challenges, " *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 9, no. 3, pp. 62–71, May 2011. <https://doi.org/10.1109/MPE.2011.940579>
- [84] B. Kroposki et al., "Power quality issues on high penetration photovoltaic systems," in *Proc. IEEE PES General Meeting, Vancouver, BC, Canada, 2013*, pp. 1–5, <https://doi.org/10.1109/PESMG.2013.6672945>.
- [85] P. Kundur, "Power System Stability and Control". New York, NY, USA: McGraw-Hill, 1994.
- [86] International Electrotechnical Commission, IEC 61000: Electromagnetic compatibility (EMC).
- [87] IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces, IEEE Standard 1547-2018, 2018.
- [88] S. M. Mueen, R. Takahashi, T. Murata, and J. Tamura, "Integration of STATCOM with Wind Farm for Grid Power Evacuation Enhancement, " *Electr. Power Compon. Syst.*, vol. 37, no. 10, pp. 1095–1110, 2009. <https://doi.org/10.1080/15325000902940356>
- [89] M. A. Mahmud, H. R. Pota, and M. J. Hossain, "Nonlinear control for interconnected microgrids with distributed generators, " *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 6, pp. 2962–2970, 2014. <https://doi.org/10.1109/TSG.2014.232396>.
- [90] B. Zhang, Y. Wang, Y. Zhao, and X. Li, "Shared, energy storage-assisted and tolerance-based alliance strategy for renewable power generators," *Appl. Energy*, vol. 345, p. 121012, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121012>

- [91] C. Djabali and T. Bouktir, "Simultaneous allocation of multiple distributed generation and capacitors in radial network using genetic-salp swarm algorithm," *Electr. Eng. Electromech.*, no. 4, pp. 59–66, 2020.
<https://doi.org/10.20998/2074-272X.2020.4.08>
- [92] H. Prasad, K. Subbaramaiah, and P. Sujatha, "Optimal DG unit placement in distribution networks by multi-objective whale optimization algorithm & its techno-economic analysis," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 214, p. 108869, 2023.
<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108869>
- [93] O. Bouketir, H. Sebaa, and T. Bouktir, "Optimal integration of distributed generation in a radial distribution system using bw/fw sweep and PSO algorithm," *Adv. Eng. Forum*, vol. 35, pp. 94–101, 2020.
<https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AEF.35.94>
- .
- [94] H.Mubarak, M.A.Muhammad, N.Mansor, H.Mokhlis, S.Ahmad, T.Ahmed, and M.Sufyan, " Operational Cost Minimization of Electrical Distribution Network during Switching for Sustainable Operation. " *Sustainability*, 14(7), 4196. ,(2022).
<https://doi.org/10.3390/su14074196>
- [95] R. Chi, Z. Li, X. Chi, Z. Qu, and H. Tu, "Reactive Power Optimization of Power System Based on Improved Differential Evolution Algorithm, " *Math. Probl. Eng.*, vol. 2021, p. 6690924, 2021.
<https://doi.org/10.1155/2021/6690924>
- [96] A. Eladl, M. I. Basha, and A. A. ElDesouky, "Techno-economic multi-objective reactive power planning in integrated wind power system with improving voltage stability," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 214, p. 108917, 2023.
<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108917>
- [97] P. Moghari, R. M. Chabanloo, and H. Torkaman, "Distribution system reconfiguration based on MILP considering voltage stability, " *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 222, p. 109523, 2023.
<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2023.109523>
- [98] F. Spertino, A.Coicia, A.Mazza, M.Nobil, A.Russo, G.chicco, "Voltage control in low voltage grids with independent operation of on-load tap changer and distributed photovoltaic inverters, " *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 211, p. 108187, 2022.
<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108346>

- [99] O. D. Montoya, A. Garces, and W. Gil-González, "Minimization of the distribution operating costs with D-STATCOMS: A mixed-integer conic model," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 212, p. 108346, 2022.
<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108346>
- [100] N. A. Kamarzaman, S. I. Sulaiman, and I. R. Ibrahim, "Adaptive mechanism for enhanced performance of shark smell optimization, " *J. Electr. Electron. Syst. Res. (JEESR)*, vol. 18, pp. 9–17, 2021.
<https://doi.org/10.24191/jeesr.v18i1.002>
- [101] S. Mohammad-Azari, O. Bozorg-Haddad, and H. Chu, "Shark smell optimization (SSO) algorithm, " in *Advanced Optimization by Nature-Inspired Algorithms*, Singapore: Springer, 2018, vol. 720, pp. 93–103.
- [102] O. Abedinia, N. Amjady, and G. Hasemi, "A new metaheuristic algorithm based on shark smell optimization, " *Complexity*, vol. 21, no. 5, pp. 97–116, 2016.
<https://doi.org/10.1002/cplx.21634>
- [103] N. Gnanasekaran, S. Chandramohan, and P. S. Sathish, "Optimal placement of capacitors in radial distribution system using shark smell optimization algorithm, " *Ain Shams Eng. J.*, vol. 7, no. 2, pp. 907–916, 2016.
<https://doi.org/10.1016/j.asej.2016.01.006>
- [104] L. Wang, X. Wang, Z. Sheng, and S. Lu, "Multi-objective shark smell optimization algorithm using incorporated composite angle cosine for automatic train operation," *Energies*, vol. 13, no. 3, p. 714, 2020.
<https://doi.org/10.3390/en13030714>
- [105] A. Khodabakhshian and M. H. Andishgar, "Simultaneous placement and sizing of DGs and shunt capacitors in distribution systems by using IMDE algorithm, " *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 82, pp. 599–607, Nov. 2016.
<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.04.002>
- [106] A. Khodabakhshian, & M.H. Andishgar, "Simultaneous placement and sizing of DGs and shunt capacitors in distribution systems by using IMDE algorithm". *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 82, 599-607(2016).
<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.04.002>
- [107] K.S. Sambaiah, T. Jayabarathi, "Optimal reconfiguration of distribution network in presence of D-STATCOM and photovoltaic array using a metaheuristic algorithm". *Euro. J. Elect. Eng. Comp. Sci*, 4, nr 5, 1-15, 2020.
<http://dx.doi.org/10.24018/ejece.2020.4.5.244>

- [108] R.Rajaram, K. S. Kumar, N.Rajasekar, "Power system reconfiguration in a radial distribution network for reducing losses and to improve voltage profile using modified plant growth simulation algorithm with Distributed Generation (DG) ", Energy Reports, 1,116-122,(2015).
<https://doi.org/10.1016/j.egy.2015.03.002>
- [109] M. P. Kazmierkowski, "Renewable Energy Devices and Systems with Simulations in MATLAB and ANSYS", IEEE Ind. Electron. Mag., vol. 12, no. 2, pp. 80–83, 2018,
<https://doi.org/10.1109/MIE.2018.2827859>
- [110] J. Zhang, "Energy access challenge and the role of fossil fuels in meeting electricity demand, Promoting renewable energy capacity for sustainable development, " Geosci. Front., vol. 15, no. 5, p. 101873, 2024.
<https://doi.org/10.1016/j.gsf.2024.101873>
- [111] C. Huang, C.Liu, M.Zhong, H.Sun, Y. Zhang , "Research on wind turbine location and wind energy resource evaluation methodology in port scenarios, " Sustainability, vol. 16, no. 3, p. 1074, 2024, <https://doi.org/10.3390/su16031074>
- [112] B. A. Belayneh and M. B. Tuka, "Performance analysis of doubly fed induction generator in wind energy conversion system by controlling active and reactive power," Res. Square, prépublication, 2022,
<https://doi.org/10.21203/rs.3.rs-2152568/v1>
- [113] C. W. Gellings, "The concept of demand-side management for electric utilities," Proc. IEEE, vol. 73, no. 10, pp. 1468–1470, 1985.
<https://doi.org/10.1109/PROC.1985.13318>
- [114]M.A.Boumerid Beshila, A.Allali, M Denai, "Modeling,Simulation and Control of a Doubly-Fed Induction Generator for Wind Energy, Conversion Systems".International Journal of Power Electronics and Drive Systems(IJPEDS),vol.11,no3,pp1197-1210,2020.
<https://doi.org/10.11591/ijpeds.v11.i3.pp1197-1210>
- [115] “Systems,” Int. J. Power Electron. Drive Syst. (IJPEDS), vol. 11, no. 3, pp. 1197–1210, 2020,
<https://doi.org/10.11591/ijpeds.v11.i3.pp1197-1210>
- [116] M. EL-Shimy, "Sustainable Energy Technologies and Systems". Saarbrücken, Germany: LAP Lambert Academic Publishing, 2019,
<https://doi.org/10.6084/m9.figshare.9661271>
- [117] D. Sharpe, T. Burton, N. Jenkins, and E. Bossanyi, "Wind Energy Handbook", 1st ed. Chichester, U.K.: Wiley, 2013.
ISBN 978-0-470-69975-1

- [118] T. M. Letcher, Ed., Wind Energy Engineering: A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines. London, U.K.: Academic Press, 2017.
- [119] A. Cherubini, A. Papini, R. Vertechy, & M. Fontana. Airborne wind energy systems: A review of the technologies. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 51, 1461–1476. (2015).
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.053>
- [120] <https://www.altaeros.com>
- [121] L. Moreau, "Modélisation, Conception et commande de génératrices à réluctance variable basse vitesse", Thèse de Doctorat, Université de Nantes, France, 2005.
- [122] A. Davigny, "Participation aux services systèmes de fermes éoliennes à vitesse variable intégrant du stockage inertiel d'énergie", Thèse de Doctorat, Université des Sciences et Technologies de Lille, France, 2007.
- [123] H. Ibrahim, A. Ilinca, R. Younès, J. Perron, and T. Basbous, "Study of a hybrid wind-diesel system with compressed air energy storage", in Proc. IEEE Canada Electr. Power Conf. (EPC), Montreal, QC, Canada, 2007, pp. 320–325.
<https://doi.org/10.1109/EPC.2007.4520350>
- [124] G. K. Mekdes and B. T. Milkias, "Power control of wind energy conversion system with doubly fed induction generator", J. Energy, vol. 2022, p. 8679053, 2022,
<https://doi.org/10.1155/2022/8679053>
- [125] N. Ullah and Y. T. Oh, "Mathematical Modeling and Simulation of DFIG Wind Turbine and Comparison with Industrial Data", Amer. Sci. Res. J. Eng. Technol. Sci. (ASRJETS), vol. 14, no. 1, pp. 236–249, 2015.
[ISSN \(Online\) 2313-4402](https://doi.org/10.2313/ASRJETS.2015.14.1.236-249)
- [126] M. K. Johari, M. Jalil, and M. F. M. Shariff, "Comparison of horizontal axis wind turbine (HAWT) and vertical axis wind turbine (VAWT) ", Int. J. Eng. Technol., vol. 7, no. 4.13, pp. 74–80, 2018.
[10.14419/ijet.v7i4.13.21333](https://doi.org/10.14419/ijet.v7i4.13.21333)
- [127] Nasim. F, Khatoon. S, Ibraheem. I, Urooj. S, Shahid. M, Ali. A, and Nasser. N, "Hybrid ANFIS-PI-Based Optimization for Improved Power Conversion in DFIG Wind Turbine", Sustainability, vol. 17, no. 6, p. 2454, 2025,
<https://doi.org/10.3390/su17062454>
- [128] M. Gao, L. Jian, L. Wei and Y. Xiao, "A Stochastic Programming Based Scheduling and Dispatch for Smart Grid with Intermittent Wind Power", Global Journal of Technology Optimization, Vol. 7, 2016.
<https://doi.org/10.4172/2229-8711.1000191>

- [129] F. Z. Mansouri, M. Bendjaber, and M. Benyounes, "Sliding mode performance control applied to a DFIG system for a wind energy production", *Int. J. Electr. Comput. Eng. (IJECE)*, vol. 10, no. 6, pp. 6139–6152, 2020.
<https://doi.org/10.11591/ijece.v10i6.pp6139-6152>
- [130] Mohod. Sh.M , Aware. M.V. "Simulation of wind power with front-end converter into interconnected grid system". *Journal of Industrial Engineering and Management*, vol. 2, no 2, p.407-417,2009.
<https://doi.org/10.3926/jiem..v2n2.p407-4176152>
- [131] P.C. Sekhar, S. Mishra, T.Sugeno "fuzzy-based incremental conductance algorithm for maximum power point tracking of a photovoltaic generating system". *IET Renewable Power Generation*, 2014, vol. 8, no. 8, pp. 900-914
<https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2013.021910>
- [132] M. Arbaoui, A. Essadki, T. Nasseer, and H. Chalawane, "Comparative analysis of ADRC & PI based controller used in wind turbine driving a DFIG, " *Int. J. Renew. Energy Res*, vol. 7, no. 4, pp. 1633–1643, 2017.
- [133] J. Morren and S. W. H. de Haan, "Short-circuit current of wind turbines with doubly fed induction generator, " *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 22, no. 1, pp. 174–180, 2007.
<https://doi.org/10.1109/TEC.2006.889615>
- [134] F. Kaddour, "Systèmes des énergies renouvelables et leurs intégrations dans les réseaux électriques," Thèse de Doctorat, Université des Sciences et de la Technologie Mouhamed Boudiaf d'Oran, Algérie, 2017.
- [135] L. Riachy, " Contribution à la commande d'un onduleur multiniveaux destinée aux énergies renouvelables, en vue de réduire le déséquilibre dans les réseaux électriques ", Thèse de Doctorat, Normandie Univ., France, 2018.
- [136] A. T. Azzouz, " Modélisation et commande d'un système de conversion d'énergie éolienne à base d'une MADA ", Thèse de Doctorat, Univ. Mohamed Khider–Biskra, Algérie, 2015.
- [137] M. A. Abdullah, A. H. M. Yatim, C. W. Tan, and R. Saidur, "A review of maximum power point tracking algorithms for wind energy systems ", *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 5, pp. 3220–3227, 2012.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.02.016>
- [138] K. Masita, A. N. Hasan, T. Shongwe, and H. A. Hilal, "Deep Learning in Defect Detection of Wind Turbine Blades: A Review ", *IEEE Access*, vol. 13, pp. 98399–98425, 2025.
<https://doi.org/10.1109/ACCESS.2025.3569799>

- [139] T.Z. Ang, M. Salem, M. Kamarol, H. Shekhar Das, M. Alhuyi Nazari, N. Prabakaran, "A comprehensive study of renewable energy sources: Classifications, challenges and suggestions, *Energy Strategy Reviews*", Volume 43, 100939, 2022.
<https://doi.org/10.1016/j.esr.2022.100939>
- [140] D. L. Contreras, J. M. Cañedo, and D. P. Montoya, "A modified power flow algorithm in power systems with renewable energy sources", in *Proc. North Amer. Power Symp. (NAPS)*, Morgantown, WV, USA, 2017, pp. 1–6.
<https://doi.org/10.1109/NAPS.2017.8107266>
- [141] M. Dali, J. Belhadj, and X. Roboam, "Hybrid solar–wind system with battery storage operating in grid-connected and standalone mode: Control and energy management – Experimental investigation", *Energy*, vol. 35, no. 6, pp. 2587–2595, 2010.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.03.005>
- [142] A. Khan, M. Bressel, A. Davigny, D. Abbes, and B. O. Bouamama, "Comprehensive Review of Hybrid Energy Systems: Challenges, Applications, and Optimization Strategies", *Energies*, vol. 18, no. 10, p. 2612, 2025.
<https://doi.org/10.3390/en18102612>
- [143] N. Quirola and J. Cepeda, "Energy Production Assessment of Intermittent Renewable Generation Projects from a Stochastic Perspective ", *Eng. Proc.*, vol. 77, p. 20, 2024.
<https://doi.org/10.3390/engproc2024077020>
- [144] A. F. Schiochet, P. R. Duailibe Monteiro, T. T. Borges, J. A. Passos Filho, and J. G. de Oliveira, "Photovoltaic Power Intermittency Mitigating with Battery Storage Using Improved WEEC Generic Models ", *Energies*, vol. 17, p. 5166, 2024.
<https://doi.org/10.3390/en17205166>
- [145] S. Ergun, A. Dik, R. Boukhanouf, and S. Omer, "Large-Scale Renewable Energy Integration: Tackling Technical Obstacles and Exploring Energy Storage Innovations", *Sustainability*, vol. 17, p. 1311, 2025.
<https://doi.org/10.3390/su17031311>
- [146] A. Giedraityte, S. Rimkevicius, M. Marciukaitis, V. Radziukynas, and R. Bakas, "Hybrid Renewable Energy Systems" A Review of Optimization Approaches and Future Challenges", *Appl. Sci.*, vol. 15, no. 4, p. 1744, 2025.
<https://doi.org/10.3390/app15041744>
- [147] H. Yang, Z. Wei, and C. Li, "Optimal design and techno-economic analysis of a hybrid solar–wind power generation system ", *Appl. Energy*, vol. 86, pp. 163–169, 2009.
- [148] A. A. Z. Diab, H. M. Sultan, and O. N. Kuznetsov, "Optimal sizing of hybrid solar/wind/hydroelectric pumped storage energy system in Egypt based on different meta-heuristic techniques ", *Environ. Sci. Pollut. Res.*, vol. 27, pp. 32318–32340, 2020.
- [149] F. S. Mahmoud, A. M. Abdelhamid, A. Al Sumaiti, A.-H. M. El-Sayed, and A. A. Z. Diab, "Sizing and Design of a PV-Wind-Fuel Cell Storage System Integrated into a Grid Considering the Uncertainty of Load Demand Using the Marine Predators Algorithm ", *Mathematics*, vol. 10, p. 3708, 2022

<https://doi.org/10.3390/math10193708>

- [150] H. H. Mousa, A.-R. Youssef, and E. E. Mohamed, " Variable step size P&O MPPT algorithm for optimal power extraction of multi-phase PMSG based wind generation system" *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 108, pp. 218–231, 2019.
- [151] A. Malheiro, P. M. Castro, R. M. Lima, and A. Estanqueiro, "Integrated sizing and scheduling of wind/PV/diesel/battery isolated systems ", *Renew. Energy*, vol. 83, pp. 646–657, 2015.
- [152] P. Marocco, D. Ferrero, A. Lanzini, and M. Santarelli, "The role of hydrogen in the optimal design of off-grid hybrid renewable energy systems", *J. Energy Storage*, vol. 46, p. 103893, 2022.
- [153] M. S. Javed, A. Song, and T. Ma, " Techno-economic assessment of a stand-alone hybrid solar-wind-battery system for a remote island using genetic algorithm ", *Energy*, vol. 176, pp. 704–717, 2019.
- [154] A. Singh, P. Baredar, and B. Gupta, "Computational Simulation & Optimization of a Solar, Fuel Cell and Biomass Hybrid Energy System Using HOMER Pro Software ", *Procedia Eng.*, vol. 127, pp. 743–750, 2015.
- [155] S. A. Taha, Z. S. Al-Sagar, M. A. Abdulla Abdulsada, M. Alruwaili, and M. A. Ibrahim, " Design of an Efficient MPPT Topology Based on a Grey Wolf Optimizer-Particle Swarm Optimization (GWO-PSO) Algorithm for a Grid-Tied Solar Inverter Under Variable Rapid-Change Irradiance ", *Energies*, vol. 18, 2025.
- [156] A. L. Galal, S. Fang, I. Al-Wesabi, K. M. AboRas, K. Ameer, H. Kotb, H. Z. Al Garni, and A. A. Mas'ud, " A High Speed MPPT Control Utilizing a Hybrid PSO-PID Controller under Partially Shaded Photovoltaic Battery Chargers ", *Sustainability*, vol. 15, no. 4, p. 3578, 2023.

ملخص:

تقدم الأطروحة ثلاث مساهمات أساسية تتعلق بتطوير الطاقات المتجددة ودمجها في شبكة التوزيع. المساهمة الأولى تتناول إعادة تكوين شبكة IEEE 33-BUS وتحسين موقع وحجم المولدات الكهروضوئية وأجهزة FACTS (D-STATCOM) باستخدام خوارزمية تحسين رائحة القرش (SSO)، مما يسمح بتحسين أداء الشبكة الكهربائية. المساهمة الثانية تركز على دراسة تجريبية لتأثير زاوية الميل لشفرات توربينات الرياح على الطاقة المستخرجة من أجل الحفاظ على المولد وضمان إنتاج مستقر، بينما تتعلق المساهمة الثالثة بالتقييم الاقتصادي وتطوير نموذج شبكة كهربائية موزعة مستدامة في محافظة سطيف، محسناً بواسطة خوارزمية تحسين سرب الجسيمات (PSO)، وتحديد إعادة التكوين الأكثر كفاءة من حيث تكلفة الطاقة، والتكلفة الحالية الصافية، والموثوقية. تُظهر النتائج أن التخطيط الدقيق لهذه المنشآت يحسن الكفاءة، ويقلل الخسائر، ويضمن إنتاجاً صديقاً للبيئة.

الكلمات المفتاحية: الطاقة المتجددة، الفوتوفولطية، D-statcom، خوارزمية تحسين رائحة القرش، توربين الرياح، خوارزمية تحسين سرب الجسيمات، تكلفة الطاقة، التكلفة الحالية الصافية؛

Résumé :

Cette thèse présente trois contributions essentielles relatifs au développement des énergies renouvelable et leur intégration dans le réseau de distribution. La première contribution traite de la reconfiguration du réseau IEEE 33-BUS et l'optimisation de de l'emplacement et dimensionnement des générateurs photovoltaïques et de dispositifs FACTS (D-STATCOM) à l'aide de l'algorithme d'optimisation par l'odorat du requin (SSO), ce qui permet à l'amélioration des performances du réseau électrique, la deuxième contribution s'attache à une étude expérimentale de l'impact de l'angle de calage des pales d'éolienne sur la puissance extraite afin de préserver la génératrice et de garantir une production stable, tandis que la troisième contribution repose à l'évaluation économique et élaboration un modèle de réseau électrique distribué durable dans la wilaya de Sétif, optimiser par l'algorithme Optimisation par essaim de particules (PSO), et détermine la reconfiguration la plus performants en matière de coût de l'énergie, de coût net actualisé et de fiabilité. Les résultats démontrent que la planification précise de ces installations permet d'améliorer l'efficacité, de réduire les pertes et d'assurer une production respectueuse de l'environnement.

Mot clés : Energies renouvelable, Photovoltaïque, D-statcom, Optimisation par l'odorat du requin, Eolienne, Optimisation par essaim de particules , Coût de l'énergie, Coût net actualisé ;

Abstract:

This thesis presents three essential contributions related to the development of renewable energies and their integration into the distribution network. The first contribution deals with the reconfiguration of the IEEE 33-BUS network and the optimization of the location and sizing of photovoltaic generators and FACTS devices (D-STATCOM) using the Shark Smell Optimization (SSO) algorithm, which allows for the improvement of the electrical network's performance. The second contribution focuses on an experimental study of the impact of the pitch angle of wind turbine blades on the extracted power in order to preserve the generator and ensure stable production, while the third contribution involves the economic evaluation and development of a sustainable distributed electrical network model in the Setif province, optimized by the Particle Swarm Optimization (PSO) algorithm, and determines the most efficient reconfiguration in terms of energy cost, net present cost, and reliability. The results demonstrate that precise planning of these installations improves efficiency, reduces losses, and ensures environmentally friendly production

Keywords: renewable energy, photovoltaic, D-statcom, Shark smell optimization, wind turbine, Particle swarm optimization, Cost of energy, Net present cost ;

Travaux scientifiques de l'auteur

Publications

- 1) **Houria SALHI**, Sabah LOUAREM, Fatiam Zohra KEBBAB, Hamou NOURI, Optimization of renewable source energy and FACT integration in distribution network based on Shark Smell method. Przegląd Elektrotechniczny, Vol. 101, N° .9, pp. 134 – 142, 2025.
ISSN: 00332097. DOI: 10.15199/48.2025.09.22. <http://pe.org.pl>
- 2) **Houria Salhi**, Mohamed EL-Shimy, Sabah Louarem, Hamou Nouri, Modeling and analysis of doubly fed induction generator wind turbine based on experiments and simulation. Engineering Review, 2025. Article in press.
- 3) F. Z. Cherrad, C. Drif, **H. Salhi**, A. Soualhi, H. Nouri, Diagnostics of fault in wind turbine rolling element bearing using frequency analysis. Acta Mechanica Slovaca, Vol.29, N°. 3, 2025. Article in press.
ISSN 1335-2393
- 4) Louarem S., Kebbab F.Z., **Salhi H.**, Nouri H. A comparative study of maximum power point tracking techniques for a photovoltaic grid-connected system. Electrical Engineering & Electromechanics, no. 4, pp. 27-33. 2022.
<https://doi.org/10.20998/2074-272X.2022.4.04>

Communications internationales

- 1) **Houria Salhi**, Sabah Louarem, Haddi. Sebaa, Hamou Nouri, Optimization of distributed generators to improve the performance of power system. 19th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices (SSD), 06-10 May 2022, Sétif, Algeria.
DOI: 10.1109/SSD54932.2022.9955716 ISBN: 978-1-6654-7108-4.
- 2) **Houria SALHI**, Fatima Zohra CHERRAD, Sabah LOUAREM, Fatima Zohra KEBBAB, Haddi SEBAA, Hamou NOURI, Optimal capacitor placement in distribution system using combined loss sensitivity index and particle swarm optimization”Izmir International Conference on Technology and Social Science IICTSS 2022.
<http://iictss.izmirakademi.org> ISBN: 78-605-71029-9-7
- 3) Fatima Zohra CHERRAD, **Houria SALHI**, Chaabane DJABALI, Abdenour SOUALHI, Hamou NOURI «Using a frequency method to detection faults of ball bearing in wind systems””Izmir International Conference on Technology and Social Science IICTSS 2022.
- 4) <http://iictss.izmirakademi.org> ISBN: 78-605-71029-9-7
- 5) Faouzi Hassaine, Nacereddine Guettaf, **Houria Salhi**, Fatima Zohra Cherrad, Chakib Drif ,Hamou Nouri . «Contribution to improving the performance of HV electrical transmission cable» International Conference on Engineering and Applied Natural Sciences ICEANS 2022.
<https://www.icaens.com/> ISBN: 978-625-00-0830-0
- 6) Fatima Zohra Cherrad, **Houria Salhi**, Chekib Drif, and Hamou Nouri, Diagnosis of bearing defects of a wind turbine by vibration analysis. 5th international conference on scientific and academic research (ICSAR), December 23-24, 2024: Konya, Turkey.
<https://www.icsarconf.com/>