

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

**Université Ibn-Khaldoun De Tiaret**

Faculté des Sciences Appliquées

Département de Génie Electrique



Thèse

Présentée pour l'obtention du diplôme de

**Doctorat en Sciences**

Spécialité : Electrotechnique

**Thème**

**Optimisation de l'emplacement des Sources d'énergies  
Renouvelables et des FACTS pour assurer le bon  
fonctionnement et la sûreté des Réseaux Electriques**

*Présentée par : Mme SEDDIKI Zahira*

*Soutenu le 24 /10 /2024 devant le Jury composé de :*

<b>Nom et prénoms</b>	<b>Grade</b>	<b>Etablissement</b>	<b>Qualité</b>
<i>Mr ...SEBAA Morsli.....</i>	<i>Pr</i>	<i>Univ. ...Tiaret....</i>	<i>Président</i>
<i>Mr ...YESSAAD Benyessaad.....</i>	<i>Pr</i>	<i>Univ...Relizane...</i>	<i>Examineur</i>
<i>Mr ...TALEB Rachid.....</i>	<i>Pr</i>	<i>Univ...Chlef.....</i>	<i>Examineur</i>
<i>Mr ...BOUDIAF Mohamed.....</i>	<i>MCA</i>	<i>Univ...Djelfa.....</i>	<i>Examineur</i>
<i>Mr ...RAHLI Mustapha.....</i>	<i>Pr</i>	<i>Univ...Relizane...</i>	<i>Invité</i>
<i>Mr ...ALLAOUI Tayeb.....</i>	<i>Pr</i>	<i>Univ. ..Tiaret.....</i>	<i>Rapporteur</i>
<i>Mr ..SMAILI Atallah.....</i>	<i>Pr</i>	<i>Univ... Tiaret.....</i>	<i>Co-Rapporteur</i>

## REMERCIEMENTS

Le travail présenté dans cette thèse s'inscrit dans le cadre des travaux de Recherche du Laboratoire Génie énergétique et génie informatique (L2GEGI) de l'université Ibn Khaldoun Tiaret.

Avant tout, je destine ma sincère gratitude à Allah le tout puissant pour cette opportunité du savoir qu'il m'a offerte, pour achever ce modeste travail.

Je tiens à remercier vivement les Directeurs de thèse Monsieur Tayeb ALLAOUI et Monsieur SMAILI Atallah, Professeurs au Laboratoire de Génie Energétique et Génie Informatique (L2GEGI) à l'Université Ibn Khaldoun de Tiaret, pour leur aide précieuse et leur soutien régulier au cours de la réalisation de cette thèse.

Je remercie également Monsieur SEBAA Morsli, Professeur à l'université Ibn Khaldoun de Tiaret pour m'avoir accordée l'honneur de présider mon jury de thèse.

Mes remerciements les plus chaleureux vont également à Messieurs les Professeurs YESSAAD Benyessaad, TALEB Rachid et BOUDIAF Mohamed qui ont eu la gentillesse d'examiner ce travail et de participer à ce jury.

Je tiens tout particulièrement à exprimer ma profonde gratitude et mes remerciements à tous les personnels (enseignants, chercheurs, secrétaires, doctorants,...) du Département de Génie Electrique et plus particulièrement les personnes appartenant au Laboratoire de Génie Energétique et Génie Informatique (L2GEGI), qui m'ont entourée de leur sympathie et encouragements. Mille mercis.

Je tiens à remercier très particulièrement Melle ZEKOUDA Naima, enseignante à l'université Djilali Bounaama de Khemis-Meliana, pour son aide continue, et ses encouragements illimités pendant la réalisation de ce travail.

Je ne peux terminer sans avoir un grand remerciement et une sincère reconnaissance à tous les enseignants qui ont participé, de loin ou de près, à ma formation.

A ma famille  
A ma belle-famille  
A toutes mes chères amies

## Table des matières

<b>REMERCIEMENTS</b> .....	ii
<b>LISTE DES TABLEAUX</b> .....	i
<b>LISTE DES FIGURES</b> .....	i
<b>NOMENCLATURE</b> .....	i
<b>INTRODUCTION GENERALE</b> .....	1
<b>CHAPITRE I : GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES</b> .....	6
<b>I Introduction</b> .....	6
<b>II L'environnement technologique</b> .....	6
II.1 Structure du système d'alimentation électrique .....	6
II.2 Génération.....	9
II.3 Transmission (Transport).....	10
II.3.1 Lignes électriques .....	11
II.3.2 Sous-stations : .....	12
II.4 Distribution .....	13
II.5 Consommation .....	14
II.5.1 Croissance de la demande d'énergie électrique .....	14
II.5.2 Profils de demande.....	14
II.5.3 Qualité de service .....	15
II.6 Contrôle et protection .....	16
<b>III Problématique de distribution de l'énergie électrique</b> .....	17
III.1 Exigence de qualité de l'énergie électrique.....	17
III.1.1 La qualité de la tension .....	18
III.1.2 La qualité du courant : .....	19
III.2 Dégradation de la qualité de l'énergie électrique .....	19
III.3 Instabilité du système électrique .....	19
III.4 Chute de tension .....	21
III.5 Pertes Actives .....	21
III.6 Creux de tension.....	22
III.7 Coupures brèves .....	22
III.8 Surtensions .....	22
III.9 Harmoniques .....	23
III.10 Déséquilibre du système triphasé de tensions .....	23
III.11 Puissance de transmission et dimension d'une ligne .....	24
III.12 Nécessité de la compensation d'énergie réactive .....	24
III.13 Fluctuations lentes de la tension .....	25

# Table des matières

---

IV	Conclusion.....	25
CHAPITRE II : STABILITE ET SECURITE DES RESEAUX ELECTRIQUES .....		27
I	Introduction .....	27
II	Stabilité des réseaux électriques .....	27
II.1	Différents types de la stabilité du système de puissance.....	29
II.1.1	Stabilité de l'angle de rotor (angulaire).....	29
II.1.2	Stabilité de fréquence.....	30
II.1.3	Stabilité de tension.....	30
II.2	Limite de stabilité en régime permanent .....	31
II.2.1	Limite de transit de puissance .....	31
II.2.2	Limite de tension .....	32
II.3	Limite de stabilité en régime perturbé .....	32
II.3.1	Limite de transit de puissance .....	32
II.3.2	Limite de tension .....	32
II.3.3	Limite de fréquence .....	32
II.4	Nécessite du synchronisme .....	32
III	Sécurité des réseaux électriques .....	33
IV	Sûreté de fonctionnement du réseau électrique.....	34
V	Modélisation du système d'énergie électrique .....	36
V.1	La machine synchrone .....	36
V.2	La Ligne de transport.....	38
V.3	Le Transformateur .....	39
V.4	La charge.....	40
VI	Energies renouvelables : modélisation et conception.....	40
VI.1	Energie éolienne : modélisation et conception du système.....	41
VI.2	Energie solaire : modélisation et conception du système.....	43
VI.3	Système multi-sources (Système hybride éolien –photovoltaïque).....	45
VII	Conclusion.....	46
CHAPITRE III : INSERTION DES FACTS DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES .....		48
I	Introduction .....	48
II	Contrôle de la puissance active et de la fréquence.....	48
III	Contrôle de la tension et de la puissance réactive .....	50
IV	Contrôleurs FACTS pour l'amélioration du système électrique.....	53
IV.1	Static Var Compensator (SVC) .....	54
IV.2	Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC) .....	55
IV.3	Static Synchronous Compensator (STATCOM) .....	56
IV.4	Static Synchronous Series Compensator (SSSC) .....	56

# Table des matières

---

V	Algorithmes de la localisation optimale des FACTS et des sources renouvelables .....	57
VI	Conclusion .....	59
CHAPITRE IV : SIMULATIONS ET RESULTATS .....		61
I	Introduction .....	61
II	Fonctionnement de base du HPFC .....	63
III	Description du réseau étudié .....	65
IV	Applications de l'essai 01 (SER1) .....	67
IV.1	Réseau test sain .....	67
IV.2	Réseau test avec insertion des sources d'énergie renouvelable « SER1 » .....	69
IV.3	Réseau test-SER1 avec insertion des MB-PSS .....	74
IV.4	Réseau test-SER1-MBPSS avec insertion des HPFC .....	76
V	Applications de l'essai 02 (SER2) .....	85
V.1	Réseau test-SER2 en présence des MB-PSS .....	90
V.2	Réseau test-SER2-MBPSS avec insertion des HPFC .....	95
VI	Interprétation des résultats .....	107
VII	Conclusion .....	117
CHAPITRE V : OPTIMISATION DE LA SURETE DU SYSTEME PAR PSO .....		119
I	Introduction .....	119
II	Formulation Générale Du Problème .....	119
III	Flux de charge .....	120
III.1	Matrice admittance Nodale .....	120
III.2	Développement des équations de l'écoulement de charge .....	122
IV	Méthodes itératives .....	124
IV.1	Méthode de Gauss Seidel .....	124
IV.2	Méthode de Newton Raphson .....	125
IV.3	Méthode découplée Rapide (Fast Decoupled Load Flow) .....	128
V	Optimisation par essaims particulaires (PSO) .....	129
VI	Résultats de la programmation .....	129
VI.1	Réseau Kundur avec les sources éoliennes et solaire .....	131
VI.2	Réseau Kundur avec les sources renouvelables (éoliennes et solaires) et FACTS .....	134
VII	Conclusion .....	138
CONCLUSION GENERALE .....		140
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES .....		143
ANNEXE A .....		157
ANNEXE B .....		165
ANNEXE C .....		168

## **LISTE DES TABLEAUX**

TABLEAU 1. DIFFERENTS TYPES DE TENSION.....	8
TABLEAU 2. FORMULES USUELLES DU CALCUL DE LA CHUTE DE TENSION [13].....	21
TABLEAU 3. LES TYPES DE SURTENSIONS PRESENTES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES [13].....	22
TABLEAU 4. TYPES DES JEUX DE BARRE DANS UN RESEAU ELECTRIQUE.....	36
TABLEAU 5. VALEURS DES IRRADIATIONS ET DES VITESSES DE VENT POUR "SER1".....	69
TABLEAU 6. VALEURS DE LA VITESSE DU VENT ET DE L'IRRADIATION SOLAIRE PRISES EN SAISON D'HIVER "SER2".....	87
TABLEAU 7. RECAPITULATION DES PARAMETRES ELECTRIQUES _RESEAU SANS CONTROLE SANS SER.....	107
TABLEAU 8. RECAPITULATION DES PARAMETRES ELECTRIQUES _RESEAU AVEC SER1 SANS HPFC SANS MB-PSS.....	108
TABLEAU 9. RECAPITULATION DES PARAMETRES ELECTRIQUES _RESEAU AVEC MB-PSS AVEC SER1 SANS HPFC .....	109
TABLEAU 10. RECAPITULATION DES PARAMETRES ELECTRIQUES _ RESEAU MB-PSS AVEC SER1 AVEC HPFC (SSSC-SVC).....	110
TABLEAU 11. RECAPITULATION DES PARAMETRES ELECTRIQUES _ RESEAU AVEC MB-PSS AVEC SER1 AVEC HPFC (TCSC-STATCOM).....	111
TABLEAU 12. RECAPITULATION DES PARAMETRES ELECTRIQUES _ RESEAU AVEC MB-PSS AVEC SER2 SANS HPFC .....	112
TABLEAU 13. RECAPITULATION DES PARAMETRES ELECTRIQUES _RESEAU AVEC MB-PSS AVEC SER2 AVEC HPFC (SSSC-SVC.....	113
TABLEAU 14. RECAPITULATION DES PARAMETRES ELECTRIQUES _RESEAU AVEC MB-PSS AVEC SER2 AVEC HPFC (TCSC-STATCOM).....	114
TABLEAU 15. RECAPITULATION DES RESULTATS : INFORMATIONS SUR LES COURBES.....	115

## LISTE DES FIGURES

FIGURE 1. LES SOUS-SYSTEMES DU RESEAU ELECTRIQUE [5].....	7
FIGURE 2. CLASSIFICATION DES TYPES DE STABILITE [3].....	28
FIGURE 3. MODELE D'UNE MACHINE SYNCHRONE TRIPHASEE [25] .....	37
FIGURE 4. LA TRANSFORMEE DE PARK POUR UNE MACHINE SYNCHRONE [25].....	38
FIGURE 5. SCHEMA EQUIVALENT D'UNE LIGNE DE TRANSPORT (A)-MODELE EN $\pi$ , (B)-MODELE EN T [27].....	39
FIGURE 6. MODELE D'UN TRANSFORMATEUR [27].....	39
FIGURE 7. SCHEMA EQUIVALENT D'UNE CHARGE [3].....	40
FIGURE 8. SCHEMA D'UNE CELLULE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE ET SCHEMA CONVENTIONNEL D'UN MODULE PHOTOVOLTAÏQUE [30]	44
FIGURE 9. SYSTEME HYBRIDE EOLIEN-PHOTOVOLTAÏQUE [31] .....	45
FIGURE 10. CONFIGURATION TYPIQUE DU PSS CONVENTIONNEL (CPSS) [17].....	52
FIGURE 11. CONFIGURATION TYPIQUE DU PSS MULTI-BAND [33] .....	53
FIGURE 12. STATIC VAR COMPENSATOR (SVC) [35].....	55
FIGURE 13. THYRISTOR CONTROLLER SERIES CAPACITOR (TCSC) [18].....	55
FIGURE 14. STATIC SYNCHRONOUS COMPENSATOR (STATCOM) [5] .....	56
FIGURE 15. STATIC SYNCHRONOUS SERIES COMPENSATOR (SSSC) [10] .....	57
FIGURE 16. REPRESENTATION DU HPFC (SSSC-SVC) .....	61
FIGURE 17. HPFC (TCSC-STATCOM) TYPIQUE .....	62
FIGURE 18. CONFIGURATION DU HPFC [106] .....	63
FIGURE 19. SCHEMA DU CIRCUIT UNIFILAIRE EQUIVALENT AU HPFC [107] .....	64
FIGURE 20. SYSTEME ELECTRIQUE KUNDUR A DEUX ZONES [110].....	66
FIGURE 21. TENSION A LA ZONE 01 (V_B7) _ RESEAU SAIN .....	67
FIGURE 22. TENSION A LA ZONE 02 (V_B9) _ RESEAU SAIN .....	67
FIGURE 23. PUISSANCE ACTIVE DE LA ZONE 01 A LA ZONE 02 (DE B7 A B9) RESEAU SAIN .....	68
FIGURE 24. PUISSANCE REACTIVE DE LA ZONE 01 A LA ZONE 02 (DE B7 A B9) _ RESEAU SAIN .....	68
FIGURE 25. PROPRIETES SOLAIRES DANS LE SYSTEME KUNDUR SANS CONTROLE NI COMPENSATION .....	70
FIGURE 26. PROPRIETES EOLIENNES DANS LE SYSTEME KUNDUR SANS CONTROLE NI COMPENSATION .....	71
FIGURE 27. TENSION A LA ZONE 01 (V_B7)_ SER1 .....	72
FIGURE 28. TENSION A LA ZONE 02 (V_B9) _ SER1.....	72
FIGURE 29. PUISSANCE ACTIVE DE LA ZONE 01 A LA ZONE 02 _ SER1 .....	73
FIGURE 30. PUISSANCE REACTIVE DE LA ZONE 01 A LA ZONE 02 _ SER1.....	73
FIGURE 31. TENSION A LA ZONE 01 (V_B7)_SER1_MB PSS .....	74
FIGURE 32. TENSION A LA ZONE 02 (V_B9)_SER1_MB-PSS .....	74
FIGURE 33. PUISSANCE ACTIVE DE LA ZONE 01 A LA ZONE 02 (DE B7 A B9) _ SER1 _ MB-PSS.....	75
FIGURE 34. PUISSANCE REACTIVE DE LA ZONE 01 A LA ZONE 02 ( DE B7 A B9) _ SER1 _ MB-PSS.....	75
FIGURE 35. MODELE BASE SUR MATLAB/SIMULINK DU SYSTEME ELECTRIQUE DE KUNDUR EQUIPE DE SER1+ HPFC (SSSC-SVC) + MB-PSS .....	76
FIGURE 36. PROPRIETES SOLAIRES DANS LE SYSTEME KUNDUR SANS MB-PSS NI HPFC (SSSC-SVC) .....	77
FIGURE 37. PROPRIETES EOLIENNES DANS LE SYSTEME KUNDUR SANS MB-PSS NI HPFC (SSSC-SVC).....	78
FIGURE 38. TENSION A LA ZONE 01 (V_B7) _SER1 _MB-PSS _HPFC (SSSC-SVC) .....	79
FIGURE 39. TENSION A LA ZONE 02 (V_B9)_SER1 _MB-PSS _HPFC (SSSC-SVC) .....	79
FIGURE 40. PUISSANCE ACTIVE DE LA ZONE 01 A LA ZONE 02 (DE B7 A B9) _SER1 _MB-PSS _HPFC (SSSC-SVC).....	80
FIGURE 41. PUISSANCE REACTIVE DE LA ZONE 01 A LA ZONE 02 (DE B7 A B9) _SER1 _MB-PSS _HPFC (SSSC-SVC).....	80
FIGURE 42. MODELE BASE SUR MATLAB/SIMULINK DU SYSTEME ELECTRIQUE DE KUNDUR EQUIPE DE HPFC (TCSC-STATCOM) + MB-PSS .....	81
FIGURE 43. PROPRIETES SOLAIRES DANS LE SYSTEME KUNDUR AVEC MB-PSS + HPFC (TCSC-STATCOM) .....	82
FIGURE 44. PROPRIETES EOLIENNES DANS LE SYSTEME KUNDUR AVEC MB-PSS + HPFC (TCSC-STATCOM).....	83
FIGURE 45. TENSION A LA ZONE 01 (V_B7) _SER1 _MB-PSS _HPFC (TCSC-STATCOM) .....	84
FIGURE 46. TENSION A LA ZONE 02 (V_B9)_SER1 _MB-PSS _HPFC (TCSC-STATCOM) .....	84
FIGURE 47. PUISSANCE ACTIVE DE LA ZONE 01 A LA ZONE 02 (DE B7 A B9) _SER1 _MB-PSS _HPFC (TCSC-STATCOM).....	85
FIGURE 48. PUISSANCE REACTIVE DE LA ZONE 01 A LA ZONE 02 (DE B7 A B9) _SER1 _MB-PSS _HPFC (TCSC-STATCOM) .....	85
FIGURE 49. COURBES DE LA PRODUCTION EOLIENNE PRISES PENDANT LA SAISON D'HIVER .....	88



## Liste Des Figures

FIGURE 50. COURBES DE LA PRODUCTION SOLAIRE PRISES PENDANT LA SAISON D'HIVER.....	89
FIGURE 51. TENSION A LA ZONE 01 (V_B7)_SER2_MB-PSS_NOHPFC.....	91
FIGURE 52. TENSION A LA ZONE 01 (V_B7)_SER2_MB-PSS_NOHPFC[(CFCT)+PERTE DE SYNCHRONISME] .....	91
FIGURE 53. TENSION A LA ZONE 02 (V_B9)_SER2_MB-PSS_NOHPFC .....	92
FIGURE 54. TENSION A LA ZONE 02 (V_B9)_SER2_MB-PSS_NOHPFC [(CFCT)=PERTE DE SYNCHRONISME].....	92
FIGURE 55. PUISSANCE ACTIVE DE LA ZONE 01 A LA ZONE 02 (DE B7 A B9)_SER2_MB-PSS_NOHPFC .....	93
FIGURE 56. PUISSANCE ACTIVE DE LA ZONE 01 A LA ZONE 02 (P_B7_B9)_SER2_MB-PSS_NOHPFC [(CFCT)+PERTE DE SYNCHRONISME] .....	93
FIGURE 57. PUISSANCE REACTIVE DE LA ZONE 01 A LA ZONE 02 (DE B7 A B9)_SER2_MB-PSS_NOHPFC.....	94
FIGURE 58. . PUISSANCE REACTIVE DE LA ZONE 01 A LA ZONE 02 (DE B7 A B9)_SER2_MB-PSS_NOHPFC [(CFCT)+PERTE DE SYNCHRONISME] .....	94
FIGURE 59. COURBES DE LA PRODUCTION SOLAIRE PRISES PENDANT LA SAISON D'HIVER.....	95
FIGURE 60. COURBE DE LA PRODUCTION EOLIENNE PRISES PENDANT LA SAISON D'HIVER .....	96
FIGURE 61. TENSION A LA ZONE 01 (V_B7)_SER2_MB--PSS_HPFC (TCSC-STATCOM) .....	97
FIGURE 62. TENSION A LA ZONE 01 (V_B7)_SER2_MB-PSS_HPFC (TCSC-STATCOM) [(CFCT)+PERTE DE SYNCHRONISME]..	97
FIGURE 63. TENSION A LA ZONE 02 (V_B9)_SER2_MB-PSS_HPFC (TCSC-STATCOM) .....	98
FIGURE 64. TENSION A LA ZONE 02 (V_B9)_SER2_MB-PSS_HPFC (TCSC-STATCOM) [(CFCT)+PERTE DE SYNCHRONISME]..	98
FIGURE 65. PUISSANCE ACTIVE DE LA ZONE 01 A LA ZONE 02 (DE B7 A B9)_SER2_MB-PSS_HPFC (TCSC-STATCOM).....	99
FIGURE 66. PUISSANCE ACTIVE DE LA ZONE 01 A LA ZONE 02 (DE B7 A B9)_SER2_MB-PSS_HPFC (TCSC-STATCOM) [(CFCT)+PERTE DE SYNCHRONISME] .....	99
FIGURE 67. PUISSANCE REACTIVE DE LA ZONE 01 A LA ZONE 02 (DE B7 A B9)_SER2_MB-PSS_HPFC (TCSC-STATCOM) ....	100
FIGURE 68. PUISSANCE REACTIVE DE LA ZONE 01 A LA ZONE 02 (DE B7 A B9)_SER2_MB-PSS_HPFC (TCSC-STATCOM) [(CFCT)+PERTE DE SYNCHRONISME] .....	100
FIGURE 69. COURBES DE LA PRODUCTION SOLAIRE PRISES PENDANT LA SAISON D'HIVER.....	101
FIGURE 70. COURBES DE LA PRODUCTION EOLIENNE PRISES PENDANT LA SAISON D'HIVER .....	102
FIGURE 71. TENSION A LA ZONE 01 (V_B7)_SER2_MB-PSS_HPFC (SSSC-SVC) .....	103
FIGURE 72. TENSION A LA ZONE 01 (V_B7)_SER2_MB-PSS_HPFC (SSSC-SVC) [(CFCT)+ PERTE DE SYNCHRONISME] .....	103
FIGURE 73. TENSION A LA ZONE 01 (V_B9)_SER2_MB-PSS_HPFC (SSSC-SVC) .....	104
FIGURE 74. TENSION A LA ZONE 02 (V_B9)_SER2_MB-PSS_HPFC (SSSC-SVC) [(CFCT) +PERTE DE SYNCHRONISME].....	104
FIGURE 75. PUISSANCE ACTIVE DE LA ZONE 01 A LA ZONE 02 (DE B7 A B9)_SER2_MB-PSS_HPFC (SSSC-SVC).....	105
FIGURE 76. PUISSANCE ACTIVE DE LA ZONE 01 A LA ZONE 02 (DE B7 A B9)_SER2_MB-PSS_HPFC (SSSC-SVC) [(CFCT)+ PERTE DE SYNCHRONISME] .....	105
FIGURE 77. PUISSANCE REACTIVE DE LA ZONE 01 A LA ZONE 02 (DE B7 A B9)_SER2_MB-PSS_HPFC (SSSC-SVC).....	106
FIGURE 78. PUISSANCE REACTIVE DE LA ZONE 01 A LA ZONE 02 (DE B7 A B9)_SER2_MB-PSS_HPFC (SSSC-SVC) [(CFCT)+ PERTE DE SYNCHRONISME] .....	106
FIGURE 79. DISTRIBUTION DE WEIBULL DU VENT.....	130
FIGURE 80. DISTRIBUTION DE WEIBULL DU SOLEIL .....	130
FIGURE 81. CONVERGENCE DU PSO POUR RESEAU SANS FACTS .....	132
FIGURE 82. PERTES ACTIVES ET PERTES REACTIVES POUR RESEAU SANS FACTS.....	133
FIGURE 83. PROFIL DE TENSION DES BUS POUR RESEAU SANS FACTS.....	133
FIGURE 84. PROFIL DE CHARGE DES LIGNES POUR RESEAU SANS FACTS.....	134
FIGURE 85. CONVERGENCE DU PSO POUR RESEAU AVEC FACTS.....	136
FIGURE 86. PERTES ACTIVES ET REACTIVES POUR RESEAU AVEC FACTS .....	136
FIGURE 87. PROFIL DE CHARGE DES LIGNES POUR RESEAU AVEC FACTS .....	137
FIGURE 88. PROFIL DE TENSION DES BUS POUR RESEAU AVEC FACTS.....	137

## NOMENCLATURE

<b>IEEE</b>	Institute of Electrical and Electronics Engineers
<b>SER</b>	Sources d'Energies Renouvelables
<b>PV</b>	Photovoltaïque
<b>HPFC</b>	Hybrid Power Flow Controller
<b>FACTS</b>	Flexible Alternative Current Transmission System
<b>SVC</b>	Static Var Compensator
<b>STATCOM</b>	Compensateur statique synchrone
<b>TCSC</b>	Thyristor Controlled Series Capacitor
<b>SSSC</b>	Static Synchronous Series Compensator
<b>UPFC</b>	Contrôleur de flux de puissance unifié
<b>PSS</b>	Power System Stabilizer
<b>CPSS</b>	Conventionnel Power System Stabilizer
<b>MB-PSS</b>	Multiband Power System Stabilizer
<b>AGC</b>	Automatic Generation Control
<b>AVR</b>	Automatic Voltage Regulator
<b>CFCT</b>	Critical Fault Clearing Time
<b>FLICKER</b>	Short-Term Voltage Fluctuations
<b>PSO</b>	Particle Swarm Optimization

# **INTRODUCTION**

## **GENERALE**

### **INTRODUCTION GENERALE**

Les évolutions techniques et économiques qui ont eu lieu ces dernières années dans le domaine énergétique exigent à porter une attention très particulière à l'étude de réseaux électriques afin d'améliorer leur qualité et leur sécurité. L'augmentation croissante de la demande d'énergie électrique avec les contraintes de la protection de l'environnement d'une part, et les coûts relatifs à la construction de nouvelles lignes de transmission, de distribution et des centrales d'autre part, posent de nouveaux défis à l'exploitation des réseaux [1]. Conjointement, le réchauffement climatique de la planète, les émissions de gaz polluant (le dioxyde d'oxygène), l'épuisement des réserves en combustibles fossiles conduisent sérieusement à planifier la gestion des réseaux de transport et de distribution de l'électricité [2]. Techniquement, la création de nouvelles lignes et de nouveaux générateurs n'est pas toujours souhaitable et réalisable, en raison de leurs coûts élevés et de leurs délais trop longs [3]. Le retour au développement et à l'exploitation des énergies renouvelables, spécialement l'énergie éolienne et l'énergie solaire, reste à présent la solution la plus adaptée. Ce sont des sources plus propres et plus écologiques, ce qui contribue à la réduction des émissions des gaz polluants (gaz à effet de serre, dioxyde de carbone, déchets radioactifs dangereux), de plus, elles peuvent être raccordées directement au réseau électrique, ou pour alimenter un site isolé. Les systèmes éoliens exigent un emplacement dans une zone très venteuse, alors que la production de l'énergie solaire est intermittente, liée à la présence du soleil, ce qui rend la production plus faible durant la saison hivernale où la consommation est plus forte.

Dans le réseau électrique, la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique influencent fortement sur la qualité de la puissance délivrée et d'une façon relative. Il peut alors être le siège de nombreux problèmes tels que la stabilité du système d'exploitation, les défauts, les distorsions, etc. La stabilité est le facteur le plus important dans l'étude des systèmes de puissance. En raison de l'instabilité, différents problèmes peuvent survenir tels que les fluctuations de tension et de fréquence, qui peuvent causer des dégâts ou une panne du système d'alimentation entraînant des pertes énormes.

La solution la plus adéquate utilisée jusqu'à nos jours pour contrôler le flux d'énergie et améliorer la stabilité des réseaux électriques est l'emploi des dispositifs fonctionnant à base de convertisseurs d'électronique de puissance, connus sous le nom FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System). Ils peuvent alors diminuer la possibilité d'écroulement de la tension et la cascade liée aux surcharges dans les réseaux électriques.

## *Introduction Générale*

La sécurité et la sûreté de fonctionnement du réseau électrique ne sont pas moins importantes que sa stabilité. Les trois termes « stabilité », « sécurité » et « sûreté » risquent de se confondre. Les différentes recherches visent à améliorer la sécurité des réseaux électriques contre les différentes perturbations qui peuvent l'affecter. Des stratégies préventives et correctives en temps réel sont développées, ayant la capacité de prévenir certaines situations pouvant conduire aux blackouts électriques.

Également, la sûreté de fonctionnement, aussi appelée « la science des défaillances », est un domaine très important dans l'étude des réseaux électriques. Elle inclut la connaissance, l'évaluation, la prévision, la mesure et la maîtrise des perturbations qui influent le système électrique. Elle nécessite une connaissance globale du système comme les conditions d'utilisation, les risques extérieurs, les architectures fonctionnelles et matérielles, la structure et la fatigue des réseaux électriques. Le manque de données d'entrée, la modélisation des défaillances des équipements souvent assez complexes, la réponse du système aux différentes conditions de fonctionnement sont les majeures difficultés rencontrées dans l'analyse de la sûreté du système électrique. D'autre part, l'aspect économique est très fascinant car les coûts assésés pour concevoir une sûreté de bon fonctionnement sont très élevés.

Toutefois, l'optimisation de l'emplacement des dispositifs FACTS doit être opérée, en raison de leur considérable coût. L'emplacement des sources d'énergie renouvelable doit aussi être optimisé pour profiter de leurs avantages au bout, surtout si le nombre des sources intégrées dans le réseau est élevé. L'emplacement de ces dispositifs et de ces sources dans des lieux loin des points de consommation, rend l'opération de transport de l'énergie plus difficile et plus coûteuse.

Le processus de l'optimisation nécessite des méthodes de calcul avancées, utilisant des logiciels d'informatique sophistiqués. Des modèles numériques des systèmes d'énergie électrique modernes sont exposés, et qui sont réalisés par des outils informatiques sophistiqués, permettant d'analyser les différents problèmes techniques et économiques (flux de charge, court-circuit, stabilité du système, contrôle des transitoires électromagnétiques, exploitation et répartition économique, analyse de la fiabilité, estimation des risques, prévision de charge, ... etc.).

La problématique dans ce projet traite l'optimisation de l'emplacement des sources d'énergie renouvelable et des FACTS afin d'assurer la sûreté de fonctionnement du réseau électrique, qui représente la qualité de l'électricité produite. Le projet regroupe plusieurs dispositifs dont les contraintes sont variantes et même opposantes, afin d'offrir une sécurité d'alimentation et garantir une qualité acceptable de l'énergie.

## *Introduction Générale*

### **Objectifs de la thèse**

L'objectif principal de cette thèse est de contribuer à optimiser l'emplacement des sources d'énergie renouvelable dans un réseau électrique en présence des dispositifs de transmission flexible en courant alternatif (Flexible AC transmission system FACTS), et de ce fait, profiter extrêmement des avantages de chaque élément du système.

La fonction objective ciblée dans cette thèse est l'assurance de la sûreté de fonctionnement d'un réseau électrique test. Les sources d'énergie éolienne et solaire sont injectées dans ce réseau en présence de différents modèles de FACTS. Cette intégration optimale peut avoir des avantages significatifs pour la prévision de la production électrique tout en permettant un fonctionnement sûr et optimisé du réseau électrique typique.

### **Structure de la thèse**

Sur la base de l'objectif souligné, cette thèse est subdivisée comme suit :

Tout d'abord, une introduction générale est établie présentant le contexte général et les conditions générales de l'insertion des énergies renouvelables et des FACTS dans les réseaux électriques. Ensuite, la problématique du travail expose la nécessité d'optimiser l'emplacement de ces dispositifs dans le même système électrique. Par suite, la méthode d'optimisation pour atteindre l'objectif principal de cette thèse est appliquée. .

Le premier chapitre intitulé « GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES » détaille l'environnement technologique du réseau électrique et les différents problèmes qui engendrent la distribution de l'énergie électrique.

Le deuxième chapitre, intitulé « STABILITE ET SECURITE DES RESEAUX ELECTRIQUES », est réservé à une étude détaillée sur la stabilité des réseaux électriques, et une présentation indicative de la sécurité et de la sûreté de fonctionnement des réseaux électriques, pour passer directement à la modélisation et la conception des différents composants du système conventionnel et des sources éoliennes et solaires. La modélisation des composants du système d'énergie électrique est indispensable pour le calcul de l'écoulement de puissances à travers les différentes méthodes itératives.

Dans le troisième chapitre, intitulé « INSERTION DES FACTS DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES », un bref aperçu est consacré au contrôle de la puissance active et de la fréquence et au contrôle de la tension et de la puissance réactive des systèmes électriques. Les moyens d'amélioration de la stabilité des réseaux électriques en présence des FACTS sont ensuite présentés en se basant sur les différents types utilisés dans ce travail avec un aperçu sur les différents algorithmes déjà utilisés pour la localisation optimale de quelques dispositifs FACTS dans les systèmes électriques.

## **Introduction Générale**

Les « SIMULATIONS ET RESULTATS » sont exposées dans le quatrième chapitre, où le réseau test utilisé dans cette thèse est soumis indépendamment à deux différents Hybrid Power Flow Controller (HPFC (SSSC-SVC) & HPFC (TCSC-STATCOM)). Deux différents examens sont appliqués suivant les conditions climatiques, et les courbes utiles sont relevées sous multiples contrôleurs de stabilité.

Le cinquième chapitre intitulé « OPTIMISATION DE LA SURETE DU SYSTEME PAR PSO » est réservé à la présentation des résultats obtenus par application de la méthode « Particle Swarm Optimization PSO » pour optimiser l'emplacement des sources d'énergie renouvelables et des FACTS dans notre réseau.

Le réseau test utilisé dans cette thèse est le réseau « Kundur » à 4 machines\_ 11 nœuds, avec simulation à l'aide du logiciel Matlab 2016a.

# **CHAPITRE I : GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES**



## **CHAPITRE I : GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES**

### **I Introduction**

Les innombrables applications de l'électricité d'une part et ses particularités d'autre part ont engendré ses immenses systèmes industriels. Ils sont conçus pour transporter de l'électricité à tout endroit habité, à partir des centrales électriques approvisionnées en énergie primaire.

Cette électricité est acheminée du lieu d'origine au lieu de consommation par les réseaux de transport et les réseaux de distribution. L'équilibre entre la production et la demande qui doit être maintenu en permanence, est représenté suivant des modèles effectués par des ordinateurs puissants permettant de calculer les flux dans les lignes et les transformateurs du système, et la tension aux nœuds du réseau. Certains modèles anticipent toute éventuelle survenance de problèmes dans les réseaux électriques et déterminent les mesures de contrôle à prendre.

Ce chapitre présente une étude des technologies de l'environnement, en visualisant la structure du système d'alimentation électrique avec examen des technologies de génération, de transmission, de distribution et de consommation.

L'étude de la problématique de distribution de l'énergie électrique est détaillée, où différentes exigences sont exposées pour remédier aux divers problèmes qui entourent l'environnement électrique, et par conséquent assurer une qualité de service adéquate. La qualité de l'énergie électrique, l'instabilité du système électrique, les chutes de tension, les pertes actives, les creux de tension, les coupures brèves, les surtensions, les harmoniques, le déséquilibre du système triphasé de tensions, la puissance de transmission et les dimensions d'une ligne, la nécessité de la compensation d'énergie réactive, les fluctuations lentes de la tension sont abordés dans ce chapitre.

### **II L'environnement technologique**

#### **II.1 Structure du système d'alimentation électrique**

Les systèmes d'énergie électrique se sont développés dans tous les pays du monde, convergeant vers une structure et une configuration très similaires [4]. La production d'électricité, le transport, la distribution et la fourniture sont inévitablement conditionnés par le fait que la production et la demande doivent être en équilibre instantané et permanent. La pertinence des facteurs techniques dans le maintien de ces systèmes à grande échelle en équilibre ne peut être négligée, car toute perturbation sur le système peut mettre en danger

l'équilibre dynamique global, avec des conséquences néfastes pour l'approvisionnement en électricité des vastes zones, de régions entières d'un pays ou d'un pays entier. Pour cette raison, l'existence d'un contrôle, d'une supervision et d'un suivi sophistiqués en temps réel des systèmes, ainsi que les installations de protection sont indispensables. La production, l'expédition, la planification et l'organisation, sont également hautement spécialisés dans l'industrie de l'électricité.

L'organisation de l'industrie électrique est répartie en : centres de production (centrale électrique), transmission (transport de l'énergie électrique), distribution (réseau basse tension) et consommation. D'autres systèmes de protection et de contrôle y sont associés. La configuration et la structure du système électrique sont illustrées dans la Figure 1. [5]

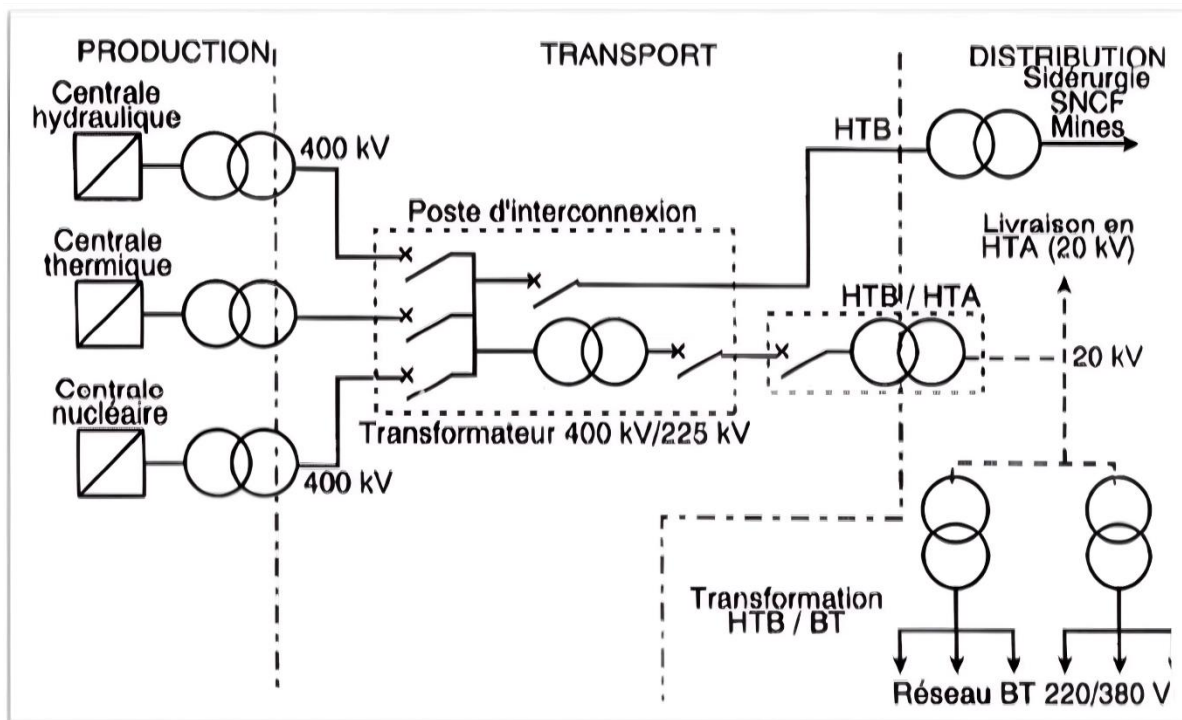


Figure 1. Les sous-systèmes du réseau électrique [5]

Les centres de production produisent de l'électricité à des tensions de plusieurs kilovolts, de 6kV à 20 kV, et la transforment immédiatement en tensions de plusieurs centaines de kilovolts, pour optimiser le transport à longue distance sur les lignes électriques vers les zones où la consommation est la plus intense. L'élévation de la tension permet de transmettre de grandes quantités d'énergie électrique vers les lieux de consommation.

Les tensions dans le réseau électrique sont classées en trois catégories, Haute Tension (HT), Moyenne Tension (MT) et Basse Tension (BT), suivant le Tableau 1 suivant [6] :

*Tableau 1. Différents types de tension*

Domaines de Tension		Valeur de la tension composée nominale ( $U_n$ en Volts)	
		Tension Alternatif	Tension Continu
Très Basse Tension (TBT)		$U_n \leq 50$	$U_n \leq 120$
Basse Tension (BT)	BTA	$50 < U_n \leq 500$	$120 < U_n \leq 750$
	BTB	$500 < U_n \leq 1000$	$750 < U_n \leq 1500$
Haute Tension (HT)	HTA ou MT	$1000 < U_n \leq 50\ 000$	$1500 < U_n \leq 75\ 000$
	HTB	$U_n > 50\ 000$	$U_n > 75\ 000$

Le réseau de transport interconnecte tous les centres de production et les centres de consommation, formant ainsi un tissu très dense pour garantir une grande fiabilité, avec des interventions alternatives en cas de panne dans les lignes.

Ces lignes de transport d'énergie électrique sont interconnectées à travers des nœuds de communication appelés sous-stations électriques [4]. Les réseaux régionaux sont filés à partir des stations à une tension légèrement inférieure et alimentent à leur tour les réseaux de distribution locaux, qui apportent de l'électricité aux consommateurs à des tensions moins dangereuses, adaptées à leurs besoins en énergie, conformément avec le principe de base que plus la tension est basse, plus la capacité de puissance est petite. Des sous-stations successives abaissent la tension de service en plusieurs phases et centralisent les appareils de mesure et de protection pour l'ensemble du réseau de transport. Ces réseaux électriques sont généralement de configuration radiale s'étendant jusqu'aux points de consommation les plus éloignés, où les grands consommateurs telles que les entreprises et les usines se connectent directement au réseau à haute tension, alors que les petits consommateurs comme les ménages et les petites usines sont connectés au réseau basse tension.

Ces générateurs fonctionnent généralement à petites centrales hydroélectriques, photovoltaïques, éoliennes, de production combinée de chaleur et d'électricité ou d'autres types de centrales.

### II.2 Génération

L'électricité nécessaire pour répondre aux besoins de consommation est produite dans des centres électriques, où une source d'énergie primaire est convertie en énergie électrique [4]. Il existe de nombreuses technologies de génération, où les centrales électriques conventionnelles sont réparties en centrales hydroélectriques, thermiques et nucléaires. Les grands groupes de production d'énergie électrique sont en général basés sur des alternateurs synchrones de grandes tailles entraînés par des turbines à vapeur, à gaz ou hydrauliques [7]. La principale source d'énergie utilisée dans les centrales hydroélectriques est l'eau, qui s'exprime énergétiquement, en débit et hauteur. L'énergie hydroélectrique est convertie par une turbine hydraulique en énergie mécanique, caractérisée par le couple et la vitesse de l'arbre couplé au générateur électrique, produisant ainsi une tension et un courant aux bornes de la machine. En raison de la source du primaire de l'énergie utilisée, les centrales hydroélectriques produisent moins de pollution atmosphérique que les autres productions conventionnelles avec minimum de coûts. Toutefois, leur fonctionnement dépend des précipitations dans la zone où elles sont situées, qui sont fortement aléatoires.

Dans les centrales à vapeur ou thermiques, l'énergie primaire est fournie par un combustible fossile (charbon, fioul ou gaz). Le combustible est brûlé dans une chaudière pour produire de la vapeur à haute pression, qui sera convertie dans la turbine à vapeur en énergie mécanique, convertie en énergie électrique par le Générateur. L'efficacité thermique des centrales à vapeur dépend principalement du pouvoir calorifique du combustible utilisé. Il existe deux types de technologies de centrales à vapeur qui utilisent le gaz comme combustible : [4]

Des installations de turbines à gaz où la combustion de gaz à haute pression absorbe l'air qui alimente une turbine qui produit de l'énergie mécanique, qui sera elle-même absorbée par un générateur de courant alternatif.

Des centrales à cycle combiné où un compresseur fixé à l'arbre d'une turbine à gaz absorbe l'air à la pression atmosphérique, le comprime et le guide vers une chambre à combustion où le gaz qui déclenche la combustion est également injecté. Le gaz résultant se dilate dans les pâles de la turbine pour produire de l'énergie mécanique. Le gaz à haute température expulsé de la turbine, sert à chauffer un circuit de vapeur d'eau où la chaleur est convertie en énergie mécanique dans une turbine à vapeur. Enfin, l'électricité est produite par un ou deux générateurs de courant alternatif relié à un seul arbre commun ou à deux arbres séparés, un pour chaque cycle

Enfin, les centrales nucléaires ou centrales atomiques, consistent essentiellement d'un réacteur nucléaire qui produit de grandes quantités de chaleur avec la fission atomique de l'uranium. Cette chaleur est transférée à un fluide (du dioxyde de carbone, du sodium liquide ou de l'eau), et transportée vers un échangeur de chaleur où il est transféré dans un circuit d'eau. La vapeur produite est transformée en énergie mécanique dans une turbine à vapeur puis en énergie électrique alimenté avec un générateur de courant alternatif. Les inconvénients de l'utilisation des centrales nucléaires résident dans la masse de la catastrophe en cas d'accident, ainsi que le problème de l'élimination des déchets radioactifs.

Dans les réseaux électriques, l'essentiel de la production s'effectue dans les stations conventionnelles. Des sources d'énergie renouvelables : éolienne, solaire, biomasse, ... caractérisées par leur impact limité sur l'environnement, sont actuellement développées.

### II.3 Transmission (Transport)

Le réseau de transport relie de grands centres de production dispersés géographiquement à des pôles de demande, généralement situés à proximité des villes et des zones industrielles, en maintenant le système électrique entièrement interconnecté et en fonctionnement continu. La transmission d'énormes quantités d'énergie à longue distance nécessite de fonctionner à des tensions élevées pour réduire l'intensité du courant de circulation et, par conséquent, la perte dans la ligne. [4]

Le rôle du réseau de transmission dans l'équilibre dynamique entre la production et la consommation détermine sa structure qui permet à chaque station du réseau d'être soutenue par toutes les autres stations pour éviter les conséquences d'éventuelles pannes [4]. Il est équipé d'une protection et d'un équipement de contrôle de défauts tel que les court-circuits, la foudre, les pannes d'équipement...

Le comportement d'un système électrique change avec le temps, en raison d'une utilisation plus élevée du réseau de transport et à l'augmentation de la capacité de production. Si les installations de transmission ne sont pas convenablement mises à niveau, le système électrique devient vulnérable aux problèmes de stabilité en régime permanent et transitoire [8], et la capacité de transmission devient une vertu pour les possibilités de contrôle des flux de puissance. Ceci définit la puissance électrique maximale qui peut être transmise sans endommager les lignes de transmission et les équipements électriques. La solution appropriée actuellement opte pour les contrôleurs FACTS qui peuvent permettre aux mêmes problèmes d'être rencontrés sans modifications majeures de la disposition du système.

### II.3.1 Lignes électriques

La conception des lignes repose sur des considérations mécaniques et électriques. La majorité des lignes de transport d'énergie électrique sont à courant alternatif, fonctionnant à des valeurs de tension allant de 10 kV à 800 kV, alors que les réseaux de distribution fonctionnent généralement à des tensions au-dessous de 100 KV. Elles sont protégées contre les défauts par des disjoncteurs actionnés mécaniquement [9].

Les lignes du réseau de transmission sont généralement constituées de câbles en aluminium avec une âme en acier qui reposent sur des pylônes [4]. Un assemblage très visible d'isolants rattache les câbles aux pylônes. Il peut y avoir deux lignes qui parcourent un tracé parallèle, partageant les mêmes pylônes formant ainsi « un circuit double ».

Électriquement, la section des câbles détermine l'intensité maximale du courant qu'ils peuvent transmettre. Plus l'intensité est grande, plus les pertes en ligne dues à l'effet Joule et à la température plus élevée du conducteur sont importantes, entraînant un plus grand risque de décharge.

La décharge "Corona" est définie comme étant la rupture de la capacité d'isolation de l'air autour des câbles en raison des champs électriques élevés, occasionnant des pertes de ligne et des perturbations électromagnétiques. Elle peut être réduite en divisant chaque phase de la ligne en plusieurs câbles, donnant lieu à des câbles duplex ou triplex.

De plus, les lignes provoquent un effet capacitif avec la terre qui fixe la valeur de leur capacité au sol. Alors que l'effet inductif prédomine dans les lignes qui transportent une puissance proche de leur limite de capacité, l'effet capacitif prévaut quand les lignes génèrent de l'énergie réactive lorsqu'ils transportent de petites quantités d'énergie. Quelques lignes sont souterraines, principalement dans les réseaux urbains où la tension de fonctionnement est plus faible.

Les réseaux souterrains à haute tension impliquent le déploiement d'une technologie assez coûteuse, car la très courte distance entre la ligne et le sol nécessite l'installation des isolateurs très résistants. Les lignes souterraines ont un effet capacitif plus prononcé que les lignes aériennes.

Dans un système maillé, les flux d'énergie sont répartis sur les lignes en fonction de leur impédance, conformément aux lois de Kirchhoff. Les longues distances et les grandes quantités de puissance transmises peuvent réduire la capacité du réseau à maintenir le bon fonctionnement du système, et diminuer la capacité de transmission de la ligne à un niveau inférieur à sa limite thermique naturelle.

Avec le développement de l'électronique de puissance, de nouveaux appareils (systèmes de transmission flexible en courant alternatif (FACTS)) sont devenus disponibles, et qui tentent d'augmenter la capacité réelle de la ligne et de diriger le courant avec toute sécurité.

### II.3.2 Sous-stations :

Les sous-stations constituent le deuxième élément fondamental du réseau de transport [4]. Ils sont de trois fonctions fondamentales : les bus d'interconnexion des lignes, les nœuds de transformation qui alimentent les réseaux de distribution, et les centres où la protection du système et l'interruption de l'équipement d'expédition sont situés. Généralement, plusieurs lignes à haute tension alimentent la sous-station, qui abaisse la tension et envoie le courant résultant sur la sortie des lignes de transmission ou de distribution. Matériellement, le poste est structuré autour de barres épaisses auquel les différentes lignes se connectent. Des dispositifs d'ouverture et de fermeture de circuit assurent les opérations de connexion et de déconnexion nécessaires pour l'expédition, les changements de configuration ou l'isolement des lignes défectueuses ou d'autres éléments. Il existe une grande variété de configurations de sous-stations. Le type de configuration est déterminé par les numéros et les dispositions des jeux de barres (sous-stations à une, à deux ou à trois barres, avec ou sans barres de transfert, ou en forme d'anneau) et le nombre de disjoncteurs et d'appareils de répartition par ligne de départ ou d'arrivée. L'augmentation du nombre de ces dispositifs augmente les coûts des sous-stations mais améliore la sécurité, évitant des anomalies telles que des pannes momentanées en aval dues à une simple opération de répartition.

L'installation technologique la plus distinctive dans les sous-stations est le transformateur, qui élève ou abaisse la tension. La transformation est effectuée électro-magnétiquement avec deux ensembles de bobines enroulées autour d'un noyau ferromagnétique. L'ensemble est immergé dans une cuve d'huile pour assurer une isolation optimale des conducteurs. De nombreux transformateurs sont impliqués dans le système de contrôle où les enroulements sont équipés de prises qui permettent l'élévation ou l'abaissement de la tension.

Les disjoncteurs de ligne et les dispositifs de commutation sont aussi des composants de la sous-station. Les disjoncteurs de ligne les plus sophistiqués sont les disjoncteurs automatiques, capables d'ouvrir un circuit lors des surintensités. Les dispositifs de protection détectent les surintensités et, en appliquant une logique appropriée, la décision du choix de la ligne à ouvrir est prise pour éliminer le défaut.

Une particularité de ces mécanismes est leur capacité à ouvrir deux fois de suite, car de nombreux défauts ont une durée très courte où la cause de la coupure disparaît spontanément

et le système tente généralement de reconnecter automatiquement le disjoncteur après élimination du défaut.

Une fois le défaut éliminé et identifié, la zone endommagée doit être isolée électriquement pour reconnecter le reste des éléments initialement arrêté par le disjoncteur. Cela se fait avec des sectionneurs locaux, utilisés pour ouvrir ou fermer une ligne lorsque le courant est négligeable. Leur fonction n'est donc pas de couper hors tension, mais simplement pour isoler visiblement un tronçon de ligne ou un appareil, une machine, ou tout autre élément afin qu'il puisse être manipulé pour réparation ou entretien avec assurance totale.

Enfin, les disjoncteurs utilisés dans le dispatching du réseau ont un pouvoir de coupure de l'ordre du nominal de l'intensité du courant dans le circuit ou la ligne qu'ils sont censés ouvrir ou fermer.

### II.4 Distribution

La structure du réseau de distribution est très différente de la structure du réseau de transport. La partie supérieure de ce réseau fonctionne à des tensions légèrement inférieures mais toujours très élevées, généralement 132KV, 66KV et 45KV. Les sous-stations alimentées par cette partie du réseau abaissent la tension à 20KV, 15KV ou 6,6 KV. Ces niveaux de tension offrent un compromis technico- économique qui permet à la fois, de diminuer les chutes de tension, de minimiser le nombre de postes source et de limiter les contraintes techniques et économiques inhérentes aux hautes tensions. [7]

La structure de ce réseau peut varier, mais son fonctionnement est toujours radial. Les consommateurs se connectent au système au niveau de la tension le mieux adapté. En milieu rural, les réseaux de distribution sont généralement radiaux avec moins de lignes aériennes car la densité de charge n'est pas très élevée.

Les réseaux de distribution dans les zones urbaines, qui se caractérisent par de fortes densités de charge concentrées dans de petites zones, sont généralement souterrains, avec une structure généralement maillée fonctionnant radialement. Bien qu'il soit plus coûteux de poser et de réparer des lignes souterraines, les distances sont beaucoup plus courtes que dans les réseaux ruraux.

Les réseaux de distribution, qui comptent des milliers de kilomètres de câblage, sont soumis à des pannes plus fréquentes que le réseau de transport et la plupart des coupures d'approvisionnement qui affectent le consommateur final proviennent du réseau de distribution.



### II.5 Consommation

La consommation de l'énergie électrique peut varier largement avec les imprévus tels que la température, alors que le système d'alimentation électrique, les centrales électriques, la transmission, la distribution, doivent être conçues pour pouvoir détecter et réagir immédiatement à toutes les variations. [4]

Le système doit être équipé d'équipements de mesure, de contrôle et de surveillance sophistiqués, et doit disposer d'une capacité de production prête à entrer en profit à tout moment.

#### II.5.1 Croissance de la demande d'énergie électrique

La demande d'électricité a connu une croissance élevée depuis sa naissance. La création de normes pour le « produit » électrique, la tension, la fréquence, et le courant, ont ouvert la voie à l'énorme flambée dans la consommation d'électricité. La consommation d'électricité est l'un des indicateurs les plus clairs de la performance industrielle d'un pays en développement. Pratiquement, tous les secteurs impliqués dans la création des richesses nécessitent de l'électricité. Le pourcentage de la population vivant dans des endroits électrifiés, donnent une indication claire du niveau de vie. [4]

Mais la croissance de la consommation d'électricité ne se limite pas aux pays en développement. Elle n'est certainement pas stable dans les pays développés où le consommateur est à l'origine de cette croissance, vu que l'utilisation généralisée de l'électricité dans ces pays est une évidence absolue.

La nécessité de rationaliser la consommation d'électricité avec une gestion adéquate de la demande devient un défi pour préserver une planète écologiquement acceptable dont les ressources énergétiques ne se sont pas épuisées. Le but est de réduire l'énorme investissement impliqué dans la construction de nouvelles centrales et d'ajuster les économies d'énergie en réduisant certaines consommations, avec les mêmes implications bénéfiques.

Les utilisateurs domestiques, commerciaux et industriels doivent gérer leur consommation électrique. Le pourcentage de variation de la consommation d'électricité ou de tout autre produit en réponse à une variation unitaire du prix, économiquement appelé « élasticité-prix de la demande » est généralement faible.

#### II.5.2 Profils de demande

Les installations électriques sont conçues pour supporter la charge de puissance maximale du système tout au long du cycle de consommation, vu que l'énergie électrique ne peut être stockable [4]. Par conséquent, le profil de la demande dans le temps est particulièrement

adapté pour caractériser la consommation. Ces profils, aussi appelés « courbes de charge » ou « courbes de consommation » sont obtenus par la mesure des courants dans les postes de transformation entre les réseaux de transport et de distribution et sont tracés pour connaître l'évolution des charges au cours du temps [7]. Certains profils de charge peuvent être plats, indiquant une constante consommation d'électricité dans le temps, alors que d'autres peuvent être de forme de vallées très rudes ou des pics, indiquant une demande très variable. Par conséquent, des prévisions donnent des modèles répétitifs au fil du temps qui peuvent être générés suivant des périodes données (journalières, hebdomadaires, mensuelles, saisonnières, annuelles). Economiquement, les courbes de charge constituent l'un des paramètres les plus pertinents dans les méthodes de fixation des tarifs.

La prévision de la demande est un problème essentiel à résoudre pour prévoir les conditions de fonctionnement du système à court, moyen et long terme. La procédure normale consiste à baser la prédiction sur les facteurs affectant la charge prévue, tels que la température, les jours ouvrables et l'activité économique.

Des courbes probabilistes monotones sont couramment utilisées dans les études qui s'appuient sur des prévisions de demande portées à un certain degré d'incertitude représentant la probabilité que la demande dépasse une valeur donnée.

En plus, lorsque l'énergie réactive est générée ou consommée, le facteur de puissance est inférieur à l'unité, ce qui pénalise la consommation, en entraînant la circulation du courant et la saturation de la capacité de la ligne.

### II.5.3 Qualité de service

Dans les pays développés, où l'approvisionnement universel en électricité est garanti, l'attention de plus en plus met l'accent sur la qualité, car l'efficacité accompagnée d'un service de qualité est l'un des enjeux majeurs du système de régulation. [4]

La qualité du courant gouverne la qualité et les performances des appareils électriques qu'il alimente. Des problèmes peuvent survenir dans presque tous les types d'appareils électriques (les ordinateurs, des moteurs, les appareils électroménagers,...) lorsque la tension d'alimentation est trop faible ou trop élevée (surtension). Quant aux centrales électriques, elles sont équipées d'une protection contre les sous-tensions et les surtensions qui peuvent déclencher des systèmes qui provoquent l'arrêt de la centrale elle-même. Les pannes, qu'elles soient courtes ou longues, sont clairement fatales à la qualité du service.

Les principaux facteurs qui caractérisent la qualité du service de l'électricité sont : [4]

- **Interruptions d'alimentation** : Les interruptions d'alimentation peuvent avoir des conséquences graves pour les consommateurs. La durée de ces interruptions peut être très courte, causant des micro-pannes.
- **Chutes de tension** : C'est une baisse momentanée de la tension d'alimentation causée par des courts-circuits ou des pannes du système, qui dure jusqu'à l'élimination du défaut. Quelques moteurs sont sensibles à ces chutes où le couple varie avec le carré de la tension d'alimentation.
- **Harmoniques d'onde de tension** : Ce sont les écarts de la tension par rapport à la fréquence fondamentale, dus généralement à la saturation des matériaux ferromagnétiques dans les transformateurs ou aux charges.
- **Scintillement** : Des fluctuations à basse fréquence de l'amplitude de la tension dues à certains types de charges. Les fours à arc et les appareils électroniques à thyristors provoquent généralement un scintillement, qui est préjudiciable au bon fonctionnement des appareils connectés au réseau. La solution à ce problème est complexe, car il ne dépend pas du fournisseur mais des charges du système.
- **Surtension** : Des augmentations de tension causées par des courts-circuits, des défauts, de la foudre ou tout autre événement, pouvant causer de graves dommages aux appareils.

En effet, tout système électrique doit être protégé contre les court-circuits survenant dans les lignes ou les sous-stations, car ils provoquent la circulation de courants très forts qui pourraient endommager les câbles et l'équipement. Un défaut doit alors être éliminé dès que possible et le composant endommagé isolé pour réparation, avant que le système dans son ensemble soit mis en danger.

### II.6 Contrôle et protection

Le système électrique est surveillé et contrôlé à distance et de manière continue à partir d'un centre de contrôle qui supervise l'état des flux de lignes, des niveaux de tension, des ondes de tension, de la fréquence... Ce système de contrôle, de surveillance et d'acquisition des données est le « SCADA ». Il assure la sécurité du système et transmet des instructions aux centrales pour produire de la puissance active ou réactive et ordonner les opérations de dispatching sur le réseau. Ces instructions sont basées sur des données système interprétées par des opérateurs qui analysent les conditions de fonctionnement. [4]

D'autre part, les régulateurs de vitesse servent à maintenir l'équilibre instantané entre la production et la consommation dans l'ensemble du système. Lorsque la puissance générée

diffère de la charge du système, la puissance excédentaire ou manquante est stockée ou retirée, respectivement, de l'énergie cinétique stockée dans les machines tournantes.

L'accélération ou le ralentissement de ces installations provoque un changement de tours par minute dans les générateurs de courant alternatif ou la fréquence, entraînant une régulation primaire du contrôle charge-fréquence. D'autre part, une seconde régulation est un contrôle automatique de la génération qui rétablit la fréquence à la valeur nominale et les opérations d'échange à leurs valeurs initiales. Une troisième régulation, où la surveillance n'est pas automatique, provoque une modification des instructions de répartition à long terme pour améliorer l'efficacité économique et restaurer la capacité de la réserve primaire.

Les centrales électriques sont équipées d'une régulation de tension du système, qui doit être maintenue dans certaines marges admissibles pour assurer la sécurité du système. Les alternateurs synchrones des centrales électriques, peuvent surveiller et corriger les fluctuations de tension dangereuses. Le régulateur de tension effectue une mesure des tensions aux bornes du générateur et la compare avec une valeur de référence, puis ajuste le courant d'excitation du générateur.

Les centrales électriques sont naturellement équipées de systèmes de protection qui préviennent les dommages potentiels tels que les relais de déclenchement et les alarmes, fonctionnant de manière autonome et automatique, même en absence d'électricité.

Les relais de protection détectent et localisent les défauts, les disjoncteurs automatiques les éliminent et les sectionneurs isolent la panne pour pouvoir rétablir le service dans le reste du système en attente de la réparation du défaut.

### III Problématique de distribution de l'énergie électrique

#### III.1 Exigence de qualité de l'énergie électrique

La qualité de l'énergie électrique est une combinaison de la qualité de la tension et de la qualité du courant, et dépend fortement de la tension aux points de raccordement. Elle est soumise à des perturbations causées par le passage du courant dans les réseaux électriques, et à des perturbations causées par des tensions perturbatrices telles que les tensions harmoniques, les creux de tension,... [10]

La qualité de l'énergie électrique reste satisfaisante tant que la balance production-consommation est assurée, sous certaines contraintes techniques et économiques, tout en garantissant la sécurité et la stabilité du système.

### III.1.1 La qualité de la tension

Une tension de bonne qualité doit être la plus proche possible de la valeur nominale. Une tension assez élevée entraîne un claquage de l'isolation du système, alors qu'une tension assez basse entraîne l'échauffement des équipements suite à l'augmentation de l'intensité. [10]

Pratiquement, l'énergie électrique aux points de distribution se présente sous forme de système alternatif triphasé caractérisé par :

**L'amplitude** : Dans les cas idéaux, la valeur de l'amplitude de la tension doit être gardée dans un intervalle de  $\pm 10\%$  de la valeur nominale. Seulement, plusieurs phénomènes de perturbation peuvent affecter l'amplitude de la tension et dégrader sa qualité. [11]

Les creux de tension, les coupures brèves et les surtensions, originaires des court-circuit, se caractérisent par des variations importantes de l'amplitude qui affectent fortement les équipements électriques. Tandis que les variations rapides de tension (Flicker), dont l'amplitude est inférieure à 10% de sa valeur nominale, sont dues à des charges indéterminées ou à des modifications dans réseau.

**La fréquence** : La stabilité des systèmes d'énergie électrique est caractérisée par une fréquence constante proche de la fréquence nominale du réseau, qui indique l'équilibre entre la production et la consommation suite à une stricte perturbation qui peut mener à un mauvais fonctionnement des équipements. [10]

Dans les conditions normales, la fréquence des réseaux électriques est constante d'une valeur de 50 ou 60 Hz. Elle peut varier suite à des pertes importantes de production, au passage en réseau séparé, ou d'une variation de la charge suite à un défaut,... La valeur moyenne de la fréquence doit être appréhendée dans l'intervalle  $50 \text{ Hz} \pm 1\%$ , permettant aux groupes de production de continuer à fonctionner normalement et de garder leur synchronisme. [11]

L'écroulement de la fréquence, qui peut être d'une durée de la seconde, est accéléré par le déclenchement en cascade des groupes de production. La fréquence sera donc améliorée en augmentant le nombre d'unités de production, et par conséquent réduire les écarts de fréquence et améliorer le réglage de la tension.

**La forme d'onde** : La forme d'onde du courant et de la tension doit être sinusoïde. En présence de perturbations, la tension peut, généralement, être considérée comme une onde fondamentale à 50Hz associée à des harmoniques. [5]

Pour assurer une bonne qualité de l'énergie électrique, les harmoniques doivent être réduites, pour éviter le vieillissement des équipements du réseau suite à leur échauffement excessif, et par conséquent, diminuer les pertes.

**La symétrie entre phases**: Dans le but d'assurer une bonne qualité du système électrique triphasé, les modules et les déphasages des tensions et des courants doivent être égaux. La dissymétrie entraîne un déséquilibre du système. [5]

### III.1.2 La qualité du courant :

La qualité de l'énergie électrique est très peu liée à la qualité du courant. Elle dépend fortement de la qualité de la tension et de la nature des charges. [11]

Semblablement à la qualité de la tension, la qualité du courant sous sa forme sinusoïdale, est caractérisée par les paramètres : Amplitude, Fréquence, Forme d'onde, Symétrie entre phases.

### III.2 Dégradation de la qualité de l'énergie électrique

La qualité de l'énergie électrique est continuellement en dégradation à cause de la croissance de la consommation de l'électricité socialement et industriellement.

Le bon fonctionnement des équipements est affecté par les perturbations électromagnétiques souvent classées selon les deux critères : la durée de persistance et le mode d'affectation. On peut alors classer les perturbations de la qualité d'énergie électrique en :

**Phénomènes transitoires rapides** : Capables d'endommager et/ou isoler les appareils électroniques. La durée de ces perturbations est de moins de 08 millisecondes.

**Phénomènes transitoires lents** notamment les coupures brèves, les creux de tension, la variation rapide de tension ou de fréquence. Ces perturbations prennent entre 08 millisecondes à 01 minute. [10]

**Phénomènes permanents** : qui peuvent se présenter sous forme de déséquilibre de tension, de flicker, d'harmonique... Ces perturbations sont d'une durée de plus d'une minute. [10]

### III.3 Instabilité du système électrique

Les réseaux électriques sont moins protégés et toujours en attente de l'exposition de l'instabilité de tension qui a conduit à de nombreux effondrements de réseaux majeurs dans le monde entier. [11] Le redoublement énorme de la demande de l'énergie électrique et les contraintes techniques et économiques de bâtir de nouveaux ouvrages conduisent à la plantation des réseaux électriques près de leurs limites de stabilité. Ainsi, l'instabilité présente un problème majeur dans le bon fonctionnement de ces réseaux, et peut se manifester à travers les phénomènes suivants, caractérisés, par leur amplitude, leur nature et la plage de temps nécessaire pour assurer la stabilité :

### ***III.3.1.1 Ecrroulement de tension***

La difficulté de régler la tension au-dessus de la tension critique entraîne à un écrroulement de tension dans les réseaux électriques fortement chargés, ou court-circuités ou encore ayant un manque de puissance réactive limitée dans sa production et son transfert par diverses contraintes. L'instabilité de tension apparaît soit suite à un fort éloignement entre la production et la consommation soit à un manque local d'énergie réactive, ou à l'appel d'une charge trop importante, ou à une insuffisance de moyens de compensation. Par conséquent, les pertes réactives du réseau augmentent et le plan de tension baisse avec l'augmentation de la surcharge des lignes, jusqu'à ce que les puissances atteignent leurs limites. Il en résulte une baisse rapide de la tension et l'apparition d'un écrroulement de tension qui s'étend entre quelques secondes et quelques minutes. La surveillance de la stabilité s'effectue par le calcul du rapport entre la puissance réactive générée et la puissance réactive demandée. [11]

### ***III.3.1.2 Ecrroulement de fréquence***

Lorsque le réseau n'arrive pas à maintenir l'équilibre entre la production et la consommation, sa fréquence s'écarte de la plage de fonctionnement et s'écrroule. Les groupes de production commencent à déclencher en cascade. L'écrroulement de fréquence ne dure pas plus d'une seconde. [11]

### ***III.3.1.3 Cascade de surcharge***

Lorsque plusieurs ouvrages déclenchent, le réseau risque de dégrader et de perdre le synchronisme. La cascade de surcharge de la ligne apparaît, alors, suite à une augmentation de la consommation, à une baisse de tension, et à un déclenchement d'une ligne. Les protections de surcharge des lignes sont déclenchées et le temps de la cascade de surcharge prend quelques dizaines de minutes. [11]

### ***III.3.1.4 Perte de synchronisme***

Quand une région du réseau électrique est envahie par des déclenchements des groupes de production, de baisse de tension ou de court-circuit, les échanges électriques entre cette région et les autres éléments du réseau s'affaiblissent. Un phénomène de perte de synchronisme de l'ordre d'une seconde se produit immédiatement. [11]

### III.4 Chute de tension

Une chute de tension est une courte diminution ou bien une absence complète de la tension. Elle se caractérise par sa durée et par un pourcentage de la tension du réseau, et sa valeur maximale doit être de  $\pm 5\%$  de la tension nominale. [12]

Lorsque la puissance devient supérieure ou égale à la puissance nominale du système, celui-ci subit une chute de tension qui mène à son instabilité, et la charge ne reçoit plus toute l'énergie nécessaire à son fonctionnement. Le problème sera réglé par une injection de puissance réactive. Le Tableau 2 présente les formules usuelles utilisées dans le calcul de la chute de tension dans un circuit :

*Tableau 2. Formules usuelles du calcul de la chute de tension [13]*

Circuit	Chute de tension par Km de longueur	
	En volt	En %
Monophasé : deux phases	$\Delta U = 2I_B L (R \cos\phi + X \sin\phi)$	$100\Delta U / U_n$
Monophasé : phase et neutre	$\Delta U = 2I_B L (R \cos\phi + X \sin\phi)$	$100\Delta U / U_n$
Triphasé équilibré : trois phases (avec ou sans neutre)	$\Delta U = \sqrt{3} I_B L (R \cos\phi + X \sin\phi)$	$100\Delta U / U_n$

Où :

$I_B$  : Courant d'emploi (Ampère).

$L$  : Longueur du câble (km).

$R$  : Résistance linéaire d'un conducteur ( $\Omega/\text{km}$ ).

$\cos\phi$  : Facteur de puissance.

$X$  : Réactance linéique du conducteur ( $\Omega/\text{km}$ ).

### III.5 Pertes Actives

Le transit de puissance réactive et encore l'augmentation de la charge totale du réseau, entraînent une augmentation des pertes actives et réactives.

Les pertes actives totales dans toutes les lignes de transport et tous les transformateurs de puissance du réseau électrique peuvent être données selon l'équation suivante : [2]

$$P = \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^{N_b} \left( G_K (V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \delta_{ij}) \right) \quad (\text{I.1})$$

Où :

$N_b$  : Le nombre des lignes de transport.

$G_K$  : La conductance de la branche  $K$  entre les deux jeux de barres  $i$  et  $j$ .

$V_i$  et  $V_j$  : Les tensions aux nœuds  $i$  et  $j$  respectivement.



$\delta_{ij}$  : La différence entre les angles de phases des tensions des jeux de barres  $i$  et  $j$ .

### III.6 Creux de tension

Un creux de tension est une chute brutale de l'amplitude de la tension allant de 1% à 90% de la tension nominale pendant une durée de 10 milliseconde jusqu'à 01 minute. Il est dû aux courts circuits et aux défauts sur l'installation, et peut affecter les équipements électriques. La mesure d'un creux de tension s'effectue par la détermination de la valeur efficace de la tension toutes les demi-périodes. [5] [11]

### III.7 Coupures brèves

Les coupures brèves, cas particulier du creux de tension, se caractérisent par des variations importantes de l'amplitude. Elles sont caractérisées par leur profondeur supérieure à 90% de la tension nominale, et de leur durée inférieure à 3 minutes. Les coupures longues sont supérieures à 3 minutes. [11]

Les coupures brèves sont influencées par la conception du système, la crédibilité des composants, la spécificité des protections, les procédures de maintenance et d'exploitation. Des logiciels de simulation sont nécessaires pour la surveillance permanente des données pour fournir une information exacte pour les utilisateurs, à l'intervention et à l'estimation du risque financier.

### III.8 Surtensions

Généralement, les surintensités et les surtensions sont les plus importantes anomalies de fonctionnement d'un réseau électrique, dues à des courts circuits dans les systèmes à neutre isolé. La surtension est définie comme étant toute tension appliquée à une installation périodiquement et dont la valeur de crête dépasse les limites définies. Quatre types de surtension sont définis dans le Tableau 3 suivant : [11]

*Tableau 3. Les types de surtensions présentes sur les réseaux électriques [13]*

Surtension	Durée	Fréquence
Atmosphérique (foudre)	Très courte ( $\mu$ s)	Très élevée (1000kV/ $\mu$ s)
Décharge Electrostatique	Très courte (ns)	Elevée $\approx$ 10MHz
Manœuvre (ex : modification de la structure du réseau)	Courte (ms)	Moyenne (1 à 200kHz)
A fréquence industrielle (ferro-résonance)	Longue (s) voire très longue(h)	Fréquence du réseau

Les niveaux de surtensions sont indiqués suivant la liaison de l'installation à la terre : [11]

La surtension ne doit pas dépasser 170% la tension nominale dans les réseaux à neutre à la terre

La surtension ne doit pas dépasser 200 % la tension nominale dans les réseaux à neutre isolé ou résonant.

### III.9 Harmoniques

L'harmonique est définie comme étant toute perturbation non transitoire affectant la forme d'onde de tension du réseau électrique. C'est une composante sinusoïdale dont l'amplitude est une fraction de  $h$  de l'amplitude fondamentale ( $h$  est le rang d'harmonique), sous une fréquence de valeur multiple de la fréquence fondamentale. [12]

Les courants harmoniques se propagent dans les réseaux électriques et déforment l'allure du courant de la source et peuvent causer une augmentation des pertes, une augmentation du bruit, un vieillissement de l'isolement des composants, et un échauffement excessif de certains équipements du réseau. . Ces harmoniques doivent être limitées pour assurer une bonne qualité d'énergie électrique [10]. Les courants harmoniques, qui se propagent dans les réseaux électriques, déforment l'allure du courant de la source et polluent les consommateurs alimentés par les mêmes réseaux.

Les tensions harmoniques appliquées aux condensateurs font circuler des courants produisant de pertes additionnels, et par conséquent, la valeur crête de la tension augmente et conduit à un vieillissement accéléré des condensateurs.

Dans les grands réseaux électriques, l'insertion de convertisseurs HVDC et des dispositifs FACTS tels que le SVC, le STATCOM, le TCSC sont une des primordiales causes de la génération d'harmoniques. Le filtrage de ces harmoniques se fait par des condensateurs et des selfs accordés aux fréquences à éliminer, et qui servent aussi à la compensation d'énergie réactive. [10]

### III.10 Déséquilibre du système triphasé de tensions

Un système triphasé est déséquilibré lorsque les trois tensions ne sont pas égales en amplitude et ne sont pas déphasées de  $120^\circ$  les unes des autres [11]. Les courants non équilibrés circulent dans les impédances du réseau et causent une asymétrie de tension, qui peut entraîner à la surchauffe des équipements et à la réduction de la durée de vie des machines [9]. Certains déséquilibres de tension résultent de l'exploitation et de la nature des composants du réseau électrique.

### III.11 Puissance de transmission et dimension d'une ligne

Toute ligne électrique installée est dimensionnée pour une puissance de fonctionnement bien déterminée, supérieure à la charge au moment de l'installation, pour que la ligne puisse supporter d'éventuelles extensions. La puissance additionnelle peut provoquer une chute de tension et par conséquent, l'échauffement des câbles et des équipements.

L'échauffement des câbles peut être traité en ajoutant de nouveaux câbles ou en remplaçant les câbles existant par d'autres câbles de dimension plus grande. Alors que le problème technique est plus difficile et est généralement dû à la dégradation du facteur de puissance causé par l'augmentation du transport d'énergie réactive. **[10]**

La puissance active de transmission entre deux systèmes peut être représentée par : **[5]**

$$P = \frac{V_1 V_2}{X} \sin(\delta_1 - \delta_2) \quad (\text{I.2})$$

La puissance réactive de transmission entre deux systèmes peut être représentée par :

$$Q = \frac{V_1^2}{X} - \frac{V_1 V_2}{X} \cos(\delta_1 - \delta_2) \quad (\text{I.3})$$

Où

$V_1$  et  $V_2$  : Tensions aux nœuds 1 et 2.

$(\delta_1 - \delta_2)$  : Différence entre les phases des tensions.

$X$  : Impédance de la ligne.

### III.12 Nécessité de la compensation d'énergie réactive

La puissance active est transformée en énergie mécanique, thermique et électrique, alors que la puissance réactive sert à l'aimantation des circuits magnétiques des machines électriques.

La compensation d'énergie réactive participe énergiquement à l'amélioration de la qualité du réseau, en : **[10]**

- diminuant le déplacement de courant dans les lignes.
- éliminant les pertes additionnelles.
- diminuant l'échauffement des conducteurs.
- évitant la surcharge des transformateurs.
- diminuant les chutes de tension dans le réseau.

permettant de disposer d'une puissance supplémentaire par rapport à la puissance admise.

évitant le surdimensionnement de l'installation.

éliminant les pertes accidentelles.

L'énergie réactive peut être compensée **[12]** par l'utilisation de condensateurs, d'inductances raccordées au réseau ou branchées sur les tertiaires des transformateurs, de transformateurs

avec prises réglables en charge, de générateurs, de compensateurs synchrones, de compensateurs statiques, de PSS (Power System Stabilizer), et de FACTS.

### III.13 Fluctuations lentes de la tension

La fluctuation lente de la tension (flicker) est une diminution de la valeur efficace de la tension de moins de 10%. Elles sont principalement dues à des variations lentes des charges connectées au réseau [11] Les variations de tension du réseau sont strictement liées à la fluctuation de la puissance réactive dans le système de production et de distribution, qui doit être analysé à travers des dispositifs, en : [12]

Suivant les fluctuations périodiques qui seront traitées par des batteries de condensateurs et des inductances, caractérisées par une action discontinue et un temps de réponse relativement long.

Suivant les variations brusques et aléatoires qui seront traitées par des groupes de production, des compensateurs synchrones et des compensateurs statiques caractérisés par un temps de réponse très court.

Le contrôle des fluctuations permet de mieux contrôler le transit des puissances tout au long des lignes et des installations et de mieux tenir les tensions et ainsi augmenter les marges de stabilité du système.

## IV Conclusion

Ce chapitre représente une vue globale sur l'architecture du réseau électrique et une supervision des problèmes rencontrés lors de son service. Face à l'évolution récente des réseaux électriques, l'accroissement considérable des interconnexions ainsi que les contraintes économiques, la qualité de l'énergie électrique devient une inévitable contrainte. Elle doit être sérieusement étudiée dans le respect des règles de l'art, et des solutions rapides et efficaces doivent être soigneusement envisagées.

La sécurité et la sûreté des réseaux électriques, en tant que distinctifs, sont exposées dans le chapitre suivant, en présence des sources d'énergie renouvelable dans le réseau électrique. En raison de l'augmentation en taille et en complexité du réseau électrique, sa modélisation devient obligatoire face aux problèmes techniques et économiques.

**CHAPITRE II : STABILITE ET  
SECURITE DES RESEAUX  
ELECTRIQUES**

## CHAPITRE II : STABILITE ET SECURITE DES RESEAUX ELECTRIQUES

### I Introduction

La stabilité des réseaux électriques devient plus critique, face à l'évolution récente des réseaux électriques, à l'accroissement considérable des interconnexions et aux contraintes techniques et économiques. L'étude de la sécurité du réseau électrique est très importante. Elle engendre la connaissance, la prévision, la mesure et la maîtrise des perturbations qui influent le système électrique. Elle nécessite une connaissance globale du système comme les conditions d'utilisation, les risques extérieurs, la structure et l'affaiblissement des réseaux électriques.

La sûreté de fonctionnement est apparue comme une nécessité avec la révolution industrielle. Son objectif est d'atteindre le préférable de la conception de système : **zéro accident, zéro arrêt, zéro défaut et zéro maintenance**. C'est un domaine d'activité qui propose des moyens pour augmenter la fiabilité et la sûreté des systèmes dans des délais et avec des coûts raisonnables. Ce travail couvre un large éventail d'études sur la stabilité et la sécurité des systèmes d'alimentation électrique.

La modélisation du réseau électrique utilisé et des énergies renouvelables, plus précisément l'énergie solaire et l'énergie éolienne, est indispensable et facilite le calcul de l'écoulement des puissances par différentes méthodes. La combinaison des systèmes renouvelables formant ainsi un système hybride, est aussi bénéfique dans la provision d'une efficacité développée du système et un meilleur équilibre dans la fourniture énergétique.

### II Stabilité des réseaux électriques

L'accroissement énorme de la demande de l'énergie électrique nécessite une planification véritable des réseaux électriques, pour faire face aux différentes perturbations qui provoquent des oscillations électromécaniques et qui influent fortement sur la stabilité du système et empêchent les alternateurs synchrones des centrales électriques de maintenir leur synchronisme [14]. L'aspect économique du problème, lui aussi, est pris en considération pour minimiser les coûts de service avec l'assurance possible de la sécurité du système. L'objectif est de répondre aux besoins quotidiens avec une électricité produite moins variable et au plus bas coût.

Selon IEEE, la stabilité d'un système électrique peut être définie comme suit : « La stabilité d'un système de puissance est la capacité d'un système d'énergie électrique, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, de retrouver le même état ou un autre état d'équilibre proche

après avoir subi une perturbation physique, en gardant la plupart des variables des système dans leurs limites, de sorte que le système entier reste pratiquement intact ». Cette définition est équivalente à une autre techniquement plus simple, qui définit « un système d'énergie électrique stable comme étant un système qui, suite à une perturbation, peut passer d'un état ou régime stationnaire à un autre régime stationnaire en passant par le régime transitoire sans la perte du synchronisme, suivant la nature et l'amplitude de la perturbation ». [14]

La stabilité des réseaux peut être étudiée suivant trois catégories :

- La stabilité statique
- La stabilité dynamique
- La stabilité transitoire.

Les stabilités statiques et dynamiques s'intéressent à la réponse du réseau suite à de faibles variations des conditions d'exploitation. Par contre, la stabilité transitoire s'adresse aux sévères perturbations telles que les pertes de lignes, les connections ou déconnections de charges, les courts-circuits..., pour arriver à déterminer le temps maximal d'isolement du défaut, à maintenir le synchronisme pendant et après la perturbation et à éviter l'instabilité du réseau entier [3]. La classification des types de stabilité est représentée dans le schéma synoptique suivant de la Figure 2. :

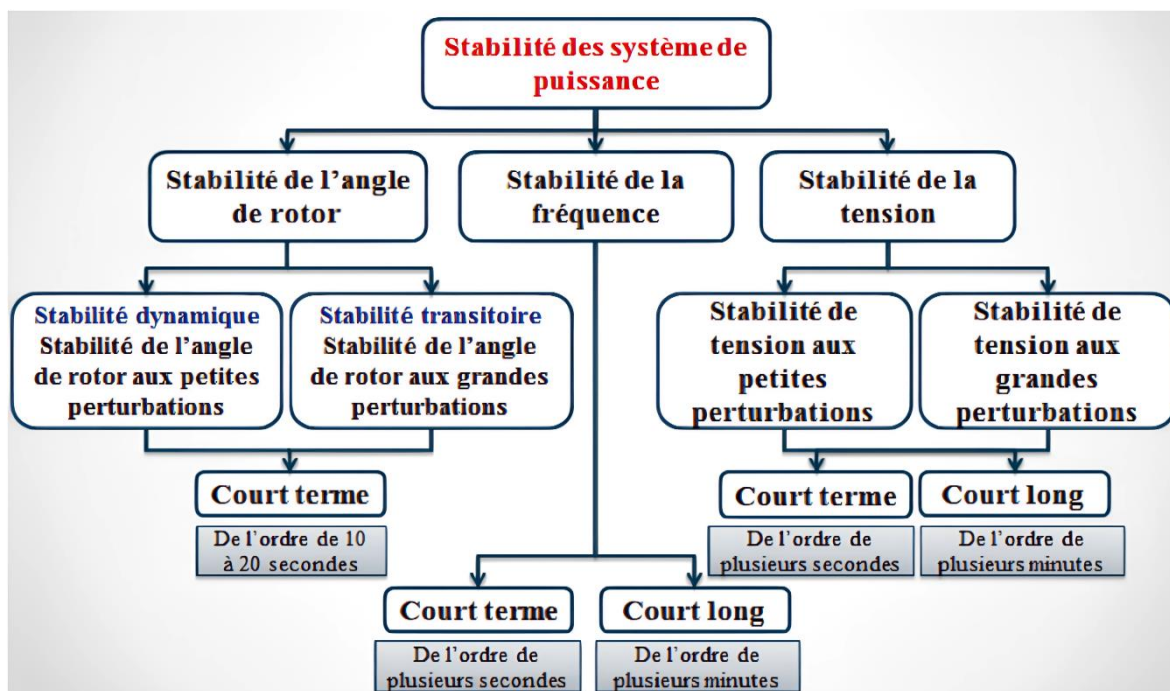


Figure 2. Classification des types de stabilité [3]

### II.1 Différents types de la stabilité du système de puissance

La stabilité des réseaux électriques peut être classée suivants les types cités ci-joint :

1. La stabilité angulaire (stabilité de l'angle de rotor)
  - 1) Stabilité angulaire aux petites perturbations (Stabilité dynamique)
  - 2) Stabilité angulaire aux grandes perturbations (Stabilité transitoire)
2. La stabilité de fréquence
3. La stabilité de tension
  - 1) Stabilité de tension aux petites perturbations
  - 2) Stabilité de tension aux grandes perturbations

#### II.1.1 Stabilité de l'angle de rotor (angulaire)

La stabilité angulaire est définie comme étant l'aptitude des machines synchrones d'un système de puissance de garder le synchronisme dans les conditions normales ou après disparition d'une perturbation, ainsi que l'étude des oscillations électromécaniques insuffisamment amortis. [14]

Quand le système est soumis à une perturbation (régime transitoire), une différence de vitesse de réponse entre la puissance électrique et la puissance mécanique de la machine est distinguée, ce qui entraîne une variation des couples mécanique et électromagnétique et à une divergence de l'écart croissant, oscillatoire ou non-oscillatoire, entre les angles du rotor. A ce stade, le générateur subit une perte de synchronisme avec d'autres générateurs du réseau et perd sa stabilité et entre dans un état d'urgence (régime permanent). [3]

On distingue deux types de stabilité angulaire :

##### ❖ Stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique)

Si le réseau retrouve son mode de fonctionnement normal en régime permanent, après avoir subi une perturbation mineure à partir d'un régime permanent stable, le réseau est dit « dynamiquement stable ». [14]

La stabilité dynamique est la capacité du système à maintenir le synchronisme en présence de perturbations mineures Les perturbations mineures peuvent être des petites variations de la charge ou de génération, un enclenchement d'une inductance shunt, des manœuvres d'équipement,...

##### ❖ Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire)

Si le réseau retrouve son mode de fonctionnement normal après avoir subi une perturbation majeure, le réseau est dit « transitoirement stable ».



La stabilité transitoire est la capacité du système de puissance de maintenir le synchronisme après avoir subi une perturbation sévère transitoire. Dans les cas les plus graves, les perturbations peuvent mener à l'effondrement total du réseau. Les perturbations majeures peuvent être des pertes de lignes, des courts-circuits, une perte d'une grande partie de la charge ou de la génération, du débranchement des transformateurs,... [14]. Les génératrices synchrones à rotor lisses sont les plus adoptées pour l'analyse de la stabilité transitoire.

Dans les grands systèmes de puissance, l'instabilité transitoire peut résulter de l'accumulation de plusieurs modes d'oscillations lents, causant une variation importante de l'angle de rotor au-delà de la première oscillation, qui dure entre 10 à 20 secondes. [14]

### II.1.2 Stabilité de fréquence

La stabilité de fréquence peut être définie comme étant la capacité du système à maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale, suite à un incident sévère, entraînant un déséquilibre entre la puissance active produite et celle consommée. [15]

La stabilité de fréquence peut être classée suivant des phénomènes à court et long termes. Elle peut causer le déclenchement des groupes de charge ou de production, dans une plage de temps de quelques secondes à quelques minutes. [14]

### II.1.3 Stabilité de tension

D'après la définition IEEE, la stabilité de tension est la capacité du réseau à maintenir les tensions en tous ses nœuds dans les limites permises de sorte que, lorsque l'admittance de charge augmente, la puissance demandée par la charge augmente, dans ce cas la puissance et la tension doivent être contrôlables. [14]

L'instabilité de tension se manifeste généralement sous forme d'une décroissance progressive de la tension. Elle peut aussi être à l'origine d'une perte de charges, d'un déclenchement de lignes de transmission, d'un effondrement en cascade du réseau, d'un risque de surtension,... La gamme de temps de l'instabilité de tension peut varier de quelques secondes à quelques dizaines de minutes.

On distingue deux types de stabilité en tension :

#### ❖ Stabilité de tension aux petites perturbations

La stabilité de tension de petites perturbations considère la capacité du réseau électrique à maintenir la tension dans les limites permises en présence de perturbations telles qu'une variation faible de la charge ou de la production. [16]

### ❖ Stabilité de tension aux grandes perturbations

Elle est définie comme étant la capacité du réseau électrique à maintenir les tensions des nœuds dans les limites de fonctionnement permises en présence des grandes perturbations telles que la perte d'équipement de transport ou de production, le court-circuit, ... [17]

Généralement, deux types de régimes sont pris en considération : régime permanent et régime perturbé.

#### II.2 Limite de stabilité en régime permanent

La charge augmente progressivement et les alternateurs fournissent la puissance nécessaire pour la charge avec une vitesse de rotation constante et sans dépasser les limites. L'impédance des machines et des lignes limitent le transport de puissance à la charge, en cas d'insuffisance de puissance pour la charge, et par conséquent les alternateurs absorbent l'excès de puissance et les rotors s'accélèrent davantage. La puissance maximale que le groupe d'alternateurs peut fournir à la charge tout en maintenant le synchronisme est appelée « la limite de stabilité en régime permanent ». [3]

Alors, la limite de stabilité en régime permanent est le flux de puissance active maximal qui circule entre les sources et les charges d'un réseau lorsque le système est soumis à de petites perturbations. Elle est due à la différence de l'angle de phase entre les tensions de deux nœuds du réseau et qui ne doit pas dépasser  $90^\circ$ . Deux types de limites sont pris en compte : limite de transit de puissance, limite de tension et limite de fréquence.

##### II.2.1 Limite de transit de puissance

La capacité de transport de puissance par les lignes électriques est soumise à trois types de limites : la limite thermique, la limite de tension et la limite de stabilité.

La limite thermique des lignes électriques concerne l'échauffement des conducteurs par effet Joule, suite à la transformation de l'énergie électrique en énergie thermique. Le courant électrique circulant à travers les conducteurs ne doit pas dépasser l'intensité maximale admissible en régime permanent pour les lignes et les câbles. [4]

La limite de tension est la tension minimale au niveau de chaque nœud du réseau. Elle est due aux chutes de tension dans les lignes affectées par le transit de puissance. En régime normal, la tolérance de la chute de tension maximale dans une ligne électrique est fixée à  $\pm 5\%$  de la tension nominale.

La limite de stabilité exige que les alternateurs et les lignes doivent opérer sous une puissance inférieure à la limite de stabilité en régime permanent, avec une marge de sécurité permise de 30% de la puissance maximale.

### II.2.2 Limite de tension

En plus des chutes de tension produites au niveau des composants du réseau tel que les lignes, les moteurs et les transformateurs, chaque nœud est le siège d'une tension dépendante des forces électromotrices des générateurs du réseau. Cette tension est limitée pour assurer la stabilité du système dans une plage de  $\pm 5\%$  de la tension nominale. [18]

### II.3 Limite de stabilité en régime perturbé

Trois types de limites sont considérés : Limite de transit de puissance, Limites de tension et Limite de fréquence.

#### II.3.1 Limite de transit de puissance

Suite à une perturbation intervenant sur un réseau électrique, la puissance transite supportée par un élément sera redirigée vers les autres composants du système (transformateurs, lignes, moteurs...) [18]. Par conséquent, d'autres lignes risquent une surcharge et peuvent causer un effondrement successif du reste du réseau. Le réseau peut, ainsi, fonctionner d'une façon assez acceptable, suivant la règle « N-1 ». Il en résulte une rupture de la stabilité en régime permanent.

#### II.3.2 Limite de tension

En régime perturbé, le réseau est appelé à fonctionner dans une plage de tension de telle sorte qu'il ne dépasse pas la valeur maximale de tension. Ce comportement conduit le réseau à éviter l'effondrement de tension. [18]

#### II.3.3 Limite de fréquence

Pour assurer sa stabilité, tout système électrique doit fonctionner à une fréquence constante résultante de l'équilibre entre la production et la consommation. Les générateurs d'énergie électrique ne doivent pas dépasser les limites de fréquence déterminées pour maintenir leur synchronisme avec l'ensemble des autres groupes de production du réseau. [18]

### II.4 Nécessité du synchronisme

En régime normal, la stabilité d'un réseau électrique réside dans l'aptitude de tous ses générateurs de fonctionner en synchronisme. Si, suite à une perturbation, l'une des machines fonctionne à une fréquence différente des fréquences du reste des machines, le réseau risque de subir une perte de synchronisme [18]. Les tensions du système diffèrent, alors, des tensions de référence entraînant ainsi un déséquilibre dans les puissances réactives, et par conséquent, l'angle du rotor et son accélération tentent de diminuer avant d'atteindre la limite de la stabilité transitoire.

La rupture ou la perte du synchronisme est favorisée par plusieurs incidents tels que les courts-circuits, les tensions basses ou le déclenchement des systèmes de transport ou de groupes de production. La solution optée pour protéger le réseau sera donc de le séparer ou de le mettre hors tension. [14]

### III Sécurité des réseaux électriques

En général, l'objectif principal de l'exploitation et du contrôle du système électrique est de répondre à la demande en continu sans aucune défaillance. Mais, comme le système électrique est toujours sujet aux perturbations, l'analyse dynamique de la sécurité du système électrique joue un rôle important dans l'amélioration de la stabilité du système et évite son effondrement. La stabilité et la sécurité des systèmes électriques ont été considérablement améliorées en minimisant ou en éliminant la surcharge des lignes de transmission et les violations des limites minimales et maximales de la tension aux nœuds. Il est, alors, nécessaire de prendre en compte un facteur lié à la sécurité du système et qui implique la conception du système pour maintenir le système sécurisé dans diverses circonstances. Deux types de sécurité sont à distinguer [11]:

**Sécurité Statique :** Elle concerne le bon fonctionnement du réseau en régime permanent garanti quand toutes les consommations actives et réactives sont satisfaites, les tensions en tous les nœuds du réseau sont comprises entre des limites maximales et minimales, les transits dans les lignes et les transformateurs sont inférieurs aux limites admissibles pour les courants ou pour les puissances, et les points de fonctionnement en puissance active et réactive garantissent que le courant nominal n'est pas dépassé [11]

**Sécurité Dynamique :** Elle concerne l'évolution temporelle du réseau après une perturbation forte et brutale, qui peut même entraîner à une perte de synchronisme aux générateurs. C'est le cas de la stabilité transitoire, ou stabilité de première oscillation, qui dépend fortement de l'ampleur, de la durée et de la position de la perturbation. Par contre, si les perturbations sont faibles, la stabilité est de type stabilité en petits signaux.

En fait, les termes transitoire et dynamique caractérisent des phénomènes à échelle de temps différente. Le régime transitoire concerne les instants immédiats après la perturbation (quelques millisecondes à quelques secondes) alors que le régime dynamique désigne la période suivant le régime transitoire jusqu'à ce que le système revienne à l'état d'équilibre (quelques secondes à quelques dizaines de secondes), ou qu'il ne devienne instable.

La sécurité se rapporte à la capacité d'un réseau électrique à survivre à des perturbations imprévues très sévères sans interruption de service, et à rester stable [11]

La sécurité est une phase intermédiaire entre la stabilité et la protection contre les autres risques qui ne sont pas classés comme des problèmes de stabilité. Un système peut être stable suite à une contingence mais ne fonctionne pas dans des conditions de sécurité (stable mais n'est pas sécurisé ou encore en état d'alerte).

L'objectif recherché dans un réseau électrique est toujours sa fiabilité acquise quand la sécurité est garantie quasiment en tout temps. Il est alors possible de contrôler en temps réel le comportement du réseau.

### IV Sûreté de fonctionnement du réseau électrique

La notion de sûreté de fonctionnement, aussi appelée « la science des défaillances » inclut la connaissance, l'évaluation, la prévision, la mesure et la maîtrise des perturbations qui influent le système électrique. Elle se définit par l'aptitude à assurer le fonctionnement normal du système, à éviter les grands incidents et limiter leurs conséquences, et à limiter le nombre d'incidents produits [19]

[20] donne une définition plus simple et plus significative à la sûreté de fonctionnement « La Sûreté de fonctionnement correspond à l'ensemble des aptitudes d'un bien qui lui permet de remplir une fonction requise au moment voulu, pendant la durée prévue, sans dommage pour lui-même et son environnement ». Au cours d'un incident majeur, diverses dispositions adaptées sont mises en œuvre pour permettre de prévenir, de détecter et de traiter les complications accompagnant son apparition et son évolution.

Quelques termes sont liés à la sûreté de fonctionnement, dont on cite :

- 1) **Défaillance** : C'est la cessation de l'aptitude d'un système à accomplir une fonction requise, qui peut être complète ou partielle. Les défaillances peuvent être momentanées pendant un temps donné, ou permanentes [19]
- 2) **Disponibilité** : C'est l'aptitude d'un système à être en état d'accomplir une fonction requise dans des conditions données, à un instant donné ou pendant un intervalle de temps donné, avec la fourniture des moyens nécessaires assurée .  
Pour qu'un équipement présente une bonne disponibilité, il doit avoir le moins possible d'arrêts de production et doit être rapidement remis en bon état s'il tombe en panne [11]
- 3) **Fiabilité** : C'est la probabilité qu'un système remplisse une ou plusieurs fonctions au début d'un intervalle de temps donné. Elle regroupe les divers domaines de sûreté de

fonctionnement : l'analyse des défaillances, l'évaluation des performances d'un système, les statistiques de défaillance et les prévisions des performances d'un système [11].

Selon [11], Enfin, quand un dysfonctionnement apparaît sur l'entité et qu'il faut intervenir pour rétablir ses fonctionnalités, le concept de la maintenabilité est introduit.

[21] admet que la planification des paramètres de fiabilité pour les composants d'un système est effectuée après la configuration du système et la conception de ses puissances. La valeur optimale du taux d'indisponibilité des composants du système est conçue de telle sorte que le coût total d'interruption du système et le coût d'investissement requis pour les composants soient minimisés.

- 4) **Maintenabilité** : Selon [11] C'est l'aptitude d'un système à être maintenu ou rétabli dans un état dans lequel il peut accomplir une fonction requise, lorsque la maintenance est accomplie dans des conditions données, avec des procédures et des moyens prescrits
- 5) **Logistique de maintenance** : C'est l'aptitude d'une organisation de maintenance à fournir sur demande, dans des conditions données, les moyens nécessaires à la maintenance d'un système conformément à une politique de maintenance donnée [22].
- 6) **Maintenance préventive** : Elle est définie comme la maintenance effectuée à des intervalles prédéterminés ou selon des critères prescrits, et destinée à réduire la probabilité de défaillance ou la dégradation du fonctionnement d'un système.
- 7) **Maintenance corrective** : Elle est définie comme la maintenance effectuée après une détection de panne et destinée à mettre un système dans un état lui permettant d'accomplir une fonction requise [22].
- 8) **Panne** : La panne est souvent la conséquence d'une défaillance du système et qui le rend inapte à accomplir une fonction requise [22].

Ces grandeurs dépendent les unes des autres et doivent être prises en compte pour toute étude de sûreté de fonctionnement. Par contre, certaines de ces grandeurs peuvent être contradictoires, comme pour l'amélioration de la disponibilité d'un élément, on néglige parfois la maintenance préventive et par conséquent la sécurité du système diminue [23].

Dans l'étude des réseaux, les trois termes «sécurité », « stabilité » et « sûreté » risquent de se confondre avec une petite différence entre elles.

## V Modélisation du système d'énergie électrique

La modélisation est établie afin d'étudier un réseau d'énergie électrique complexe, en schématisant tous ses composants et en les remplaçant par leurs équivalents. Cette simplification permet de représenter l'étude d'une manière fiable et précise.

Dans notre étude, la modélisation est consacrée à différents composants du réseau électrique à savoir : les générateurs d'énergie électriques, les lignes de transport, les transformateurs et les charges électriques.

### V.1 La machine synchrone

Le générateur est considéré comme l'élément essentiel du réseau électrique. Il assure la production de l'énergie électrique demandée par le consommateur. [24]

Le générateur peut avoir des nœuds du type « PV » modélisés par une puissance active produite constante «  $P_G$  » et un module de tension de consigne constant «  $V_G$  ». La puissance réactive générée ou absorbée doit être calculée sous certaines limites dites contraintes de fonctionnement.

Egalement, ils peuvent être du type « PQ » où les valeurs des puissances actives «  $P_G$  » et réactives «  $Q_G$  » sont spécifiées et l'amplitude de la tension nodale et angle de phase sont calculés.

Le nœud le plus puissant est choisi comme « nœud *balancier* » ou « *slack bus* » ou « *swing bus* » dont la tension est définie. L'angle de phase de tension fixé à zéro, est alors choisi comme référence par rapport à laquelle tous les autres angles de phase dans le système sont mesurés. Les puissances active et réactive restent à calculer pour couvrir toutes les pertes dans le réseau électrique. Ces trois types sont récapitulés dans le Tableau 4 suivant :

**Tableau 4. Types des jeux de barre dans un réseau électrique**

Type de barre	Variables connues	Variables inconnues
Jeu de Barre de génération (PV)	$V_k$ $P_k$	$\delta_k$ $Q_k$
Jeu de Barre de charge (PQ)	$Q_k$ $P_k$	$V_k$ $\delta_k$
Jeu de Barre de référence	$V$ $\delta$	$P$ $Q$

Dans notre travail, les générateurs sont du type « machine synchrone », très utilisée dans l'étude de stabilité des systèmes d'énergie électriques. Une machine synchrone à trois phases avec amortisseurs est représentée dans la Figure 3 [25]

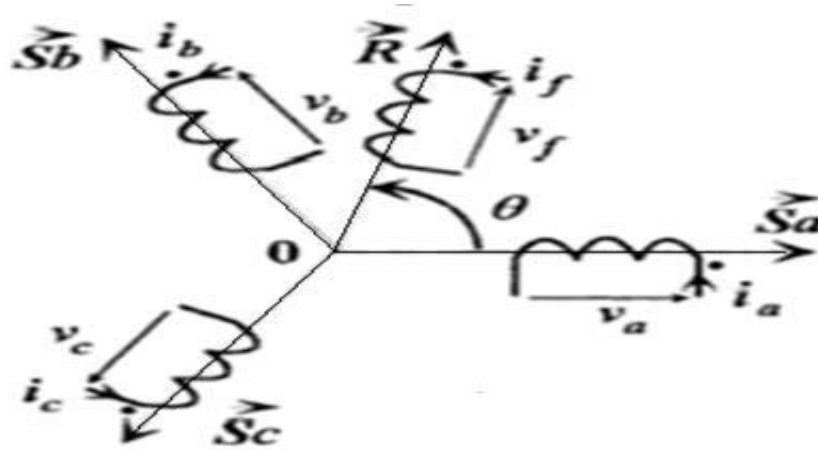
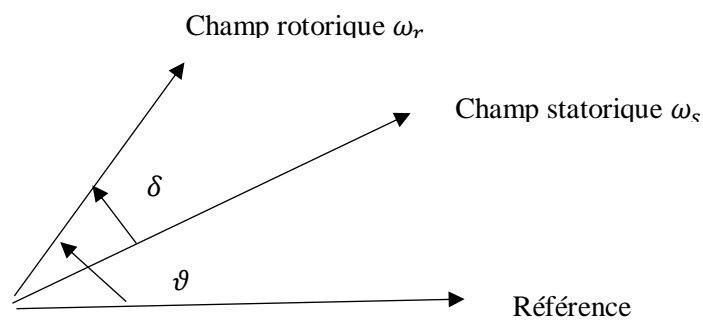


Figure 3. Modèle d'une machine synchrone triphasée [25]

En régime permanent, la machine tourne à une vitesse angulaire constante. L'ensemble des amortisseurs peut être représenté par deux enroulements D et Q fermés sur eux même. Le champ rotorique  $\omega_r$  est décalé d'un angle  $\delta$  constant par rapport au champ statorique, tel qu'indiqué dans la le schéma ci-contre. [3]



$\omega_r$  désigne la vitesse de rotation du champ rotorique.

$\omega_s$  désigne la vitesse de rotation du champ statorique.

Avec:

$$\omega_r = \frac{d\vartheta}{dt} \quad (\text{II.1})$$

$$\vartheta = \omega_r t + \delta \quad (\text{II.2})$$

La transformation de PARK permet de transférer les enroulements statoriques triphasés a, b, et c de la machine synchrone en deux enroulements orthogonaux d et q. Cette transformation est très utile pour résoudre les problèmes du régime transitoire tels que les oscillations et les perturbations. La représentation de la transformation de Park de la machine synchrone est représentée dans la Figure 4. Ci-jointe. [25]



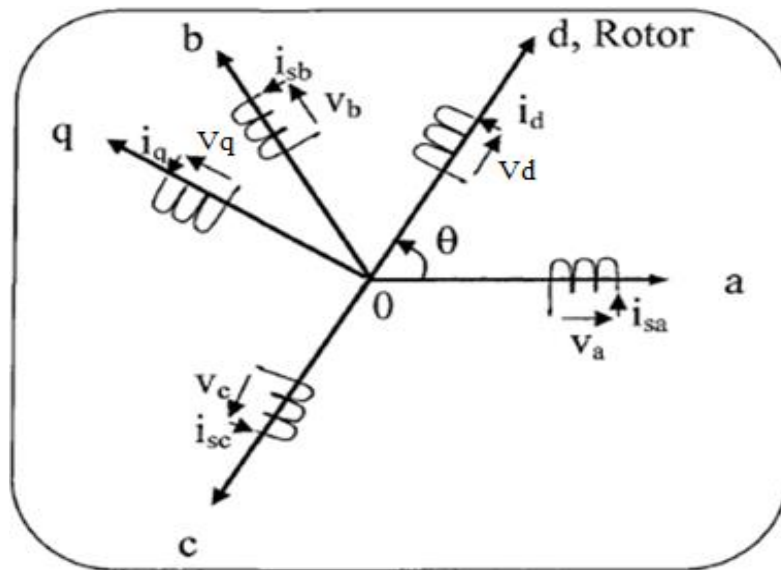


Figure 4. La transformée de PARK pour une machine synchrone [25]

Le passage du système triphasé au système diphasé est donné par la transformée de PARK, donnée par l'équation (II.3) : [26]

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} = [P(\vartheta_s)] \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\vartheta) & \cos\left(\vartheta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\vartheta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\vartheta) & -\sin\left(\vartheta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\vartheta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (\text{II.3})$$

Où

$d$  : Axe directe (polaire).

$q$  : Axe quadrature (inter polaire).

$x_d, x_q$ : Grandeurs statoriques ou rotoriques (représente le vecteur de tension, de courant ou de flux).

## V.2 La Ligne de transport

Le réseau de transport permet de lier les centres de production avec les zones de consommation, et d'échanger la puissance entre les pays à travers les lignes d'interconnexion. [27]

Une ligne de transmission, reliant deux nœuds peut être modélisée symétriquement soit par un circuit équivalent en  $\pi$  composé d'une impédance série (résistance  $R$  en série avec une réactance inductive  $X$ ), et deux admittances shunt constituée chacune d'une susceptance capacitive  $B$  en parallèle avec une conductance  $G$ , soit par un circuit en en T constitué de deux impédances séries avec une admittance shunt. Les deux schémas sont configurés dans la Figure 5.

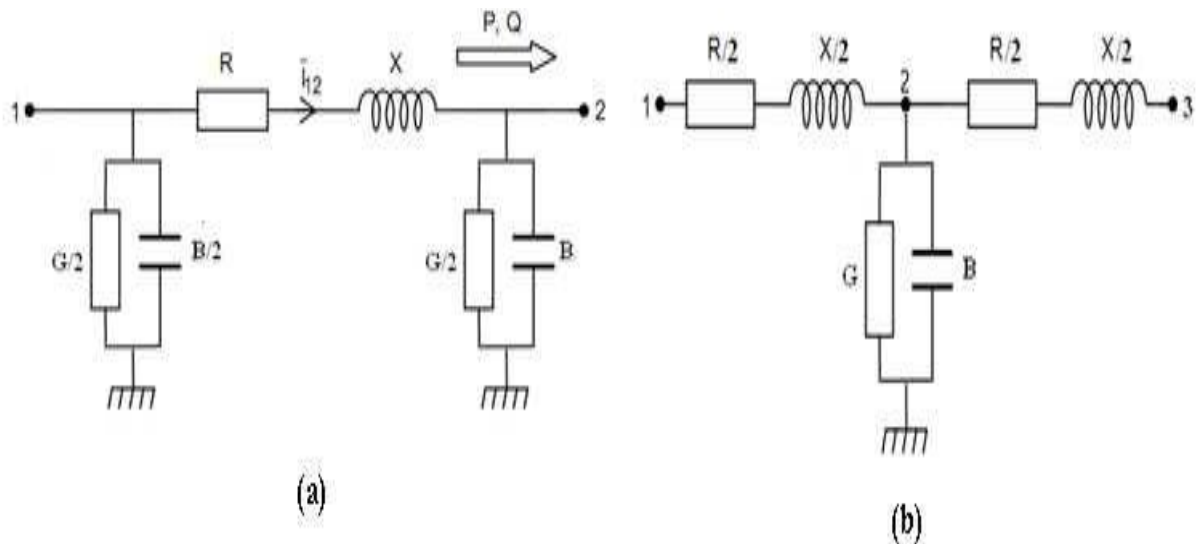


Figure 5. Schéma équivalent d'une ligne de transport (a)-modèle en  $\pi$ , (b)-modèle en T [27]

Avec

R : résistance de la ligne ;

X : réactance de la ligne ;

G : conductance de la ligne ;

B : réactance capacitive de la ligne.

### V.3 Le Transformateur

Le transformateur inséré entre deux points d'un réseau électrique est semblable à une ligne de transmission qui permet de réguler la tension à ce niveau. Tout transformateur est caractérisé par son rapport de transformation et son impédance de fuite qui influencent la variation de la tension au secondaire.

Généralement, tout transformateur peut être modélisé par une résistance en série avec une réactance comme indiqué dans la Figure 6.

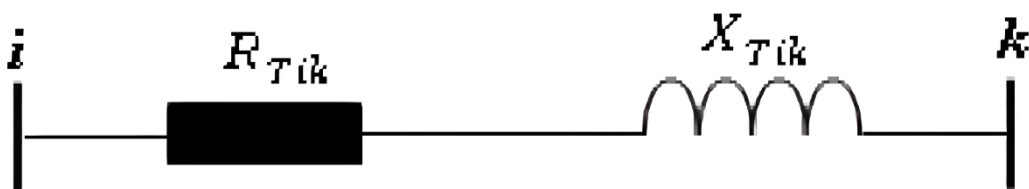


Figure 6. Modèle d'un transformateur [27]

Où :

$R_{Tik}$  : Résistance du transformateur ;

$X_{Tik}$  : Réactance du transformateur.

#### V.4 La charge

Toute charge est représentée par une impédance  $Z$  comme indiqué dans la Figure 7. [3]

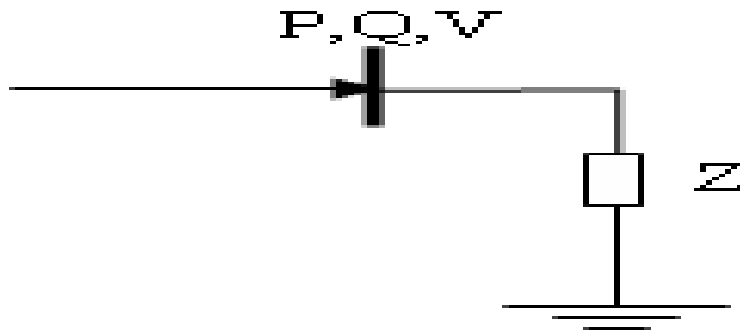


Figure 7. Schéma équivalent d'une charge [3]

Où:

$V$  : Tension aux bornes de la charge.

$P$  : Puissance active consommée par la charge.

$Q$  : Puissance réactive consommée par la charge

$Z$  : Impédance de la charge.

Des dispositifs de régulation sont distingués dans le contrôle des puissances active et réactive, la tension et la fréquence :

- Des dispositifs déphaseurs agissent sur les transits de puissance active où la tension injectée modifie l'angle de transport.
- Les régulateurs de tension dont la tension insérée est en phase avec la tension au nœud, servent à contrôler la puissance réactive.

A titre d'exemple, les TCSC et les TCPST servent à contrôler la puissance active du système, tandis que les SVC et les TCVR sont utilisés pour le contrôle de la puissance réactive. Les UPFC sont utilisées dans le contrôle de la puissance active, réactive et celui de la tension de ligne.

## VI Energies renouvelables : modélisation et conception

Fondamentalement, l'architecture du réseau électrique traditionnel est très simple, constitué d'une centrale de production d'énergie électrique, de moyens de transport de cette énergie (lignes aériennes et câbles souterrains) et des points de distribution et de consommation de l'électricité par les abonnés domestiques et/ou industriels.

Avec la révolution industrielle et le changement climatique vécus dans le monde ces dernières années, l'arborescence des systèmes électriques devient plus complexe et il est impératif de

trouver des solutions opérationnelles et de revoir les règles habituelles de l'exploitation des réseaux, pour faire face à l'indisponibilité de l'électricité et l'instabilité des réseaux électriques.

L'insertion des sources d'énergie électrique non épuisables et non polluantes telles que l'éolienne et le photovoltaïque est très avantageuse dans la production de l'énergie électrique. Par contre, ce sont des énergies fluctuantes, ce qui influe considérablement sur la stabilité et la sûreté des réseaux électriques

### VI.1 Energie éolienne : modélisation et conception du système

Alors que les sources d'énergie fossiles conventionnelles diminuent et que les préoccupations environnementales concernant le réchauffement climatique augmentent, les sources d'énergie renouvelables (solaire, éolienne, marémotrice, biomasse et géothermique, etc.) deviennent des sources d'énergie alternatives.

Le système de générateur d'éolienne nécessite un circuit de conditionnement de puissance appelé « Convertisseur » capable d'ajuster la fréquence et la tension du générateur au réseau. La plupart des convertisseurs proposés nécessitent des filtres dans les lignes et les transformateurs, pour améliorer la qualité de l'alimentation et augmenter le niveau de tension. L'utilisation des semi-conducteurs et des matériaux magnétiques a conduit au développement de nouvelles structures de convertisseurs, capables de réduire la taille, le poids et le coût des convertisseurs de puissance [28].

La production d'énergie électrique basée sur une source renouvelable est essentiellement en courant continu, transformé en courant alternatif. L'utilisation de ces convertisseurs à base d'électronique de puissance peut introduire des harmoniques et abaisser la capacité de surcharge, alors que les convertisseurs avancés utilisés dans les systèmes d'énergie éolienne offrent divers avantages en réduisant les tensions nominales, en donnant de meilleures formes d'onde, et en éliminant les harmoniques [28].

Les sources d'énergie éolienne intégrées au réseau peuvent manquer d'inertie inhérente des générateurs synchrones qui peuvent provoquer des coups de fréquence dans le réseau ou une partie du réseau. Cela peut être résolu en utilisant un convertisseur électronique de puissance avec stockage d'énergie, pour améliorer la réponse transitoire et réduire la fluctuation de puissance présente dans le réseau [28].

L'éolienne transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. La vitesse de déplacement d'une masse d'air est donnée par l'équation (II.4) : [29]

$$E_C = \frac{1}{2} \cdot m \cdot V_v^2 \quad (\text{II.4})$$

Avec

$m$  : Masse du volume d'air (en kg).

$V_V$  : Vitesse instantanée du vent (en m/s).

La puissance du vent est la variation d'énergie dans le temps  $t$  :

$$P_V = \frac{\Delta E_C}{\Delta t} \quad (\text{II.5})$$

Cette puissance dépend de la densité de l'air, qui diminue avec l'altitude et varie avec la température ou l'humidité.

$$P_V = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V_V^3 \quad (\text{II.6})$$

Où

$\rho$  : Densité de l'air de l'ordre de  $1.225 \text{ kg.m}^3$

$S$  : Section du mouvement de la masse d'air.

La puissance récupérable maximale ( $P_m$ ) pouvant être générée par une éolienne ne dépasse pas 59,3% de la puissance cinétique de la masse d'air circulant dans la seconde. Par conséquent, le coefficient de puissance théorique maximal  $C_{pmax}$  est défini comme :

$$C_{pmax} = \frac{P_m}{P_V} \quad (\text{II.7})$$

D'où

$$P_m = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V_V^3 \cdot C_{pmax} \quad (\text{II.8})$$

L'équation du coefficient de puissance est un polynôme dépendant de deux termes  $\lambda$  et  $\beta$  :

$$\begin{cases} C_p(\lambda, \beta) = C_1 \cdot \left( \frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 \cdot \beta - C_4 \right) \exp \frac{-C_5}{\lambda_i} + C_6 \cdot \lambda_i \\ \frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{(\lambda + 0.08 \beta)} - \frac{0.035}{(\beta^3 + 1)} \end{cases} \quad (\text{II.9})$$

Où :

$\lambda_i$  : Rapport de vitesse de pointe.

$\beta$  : Angle d'inclinaison des pâles de l'éolienne.

L'équation (II.9) reflète la relation entre le coefficient de puissance, le rapport de vitesse de pointe et l'angle d'inclinaison des pâles de l'éolienne. Les valeurs des paramètres de  $C_1, C_2, C_3, C_4, C_5,$  et  $C_6$  diffèrent d'une éolienne à l'autre.

Le rapport de vitesse sera alors défini comme étant :

$$\lambda = \frac{R \cdot \Omega_t}{V_V} \quad (\text{II.10})$$

Où

$\Omega_t$  est la vitesse angulaire de la turbine.

$R$  : Rayon de la section formée par les pâles.

A partir des équations précédentes, on peut déduire que le couple aérodynamique peut s'écrire :

$$C_{aer} = \frac{P_m}{\Omega_t} = \frac{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V_v^3 \cdot C_{pmax}}{\Omega_t} \quad (\text{II.11})$$

Ou encore :

$$C_{aer} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot \left(\frac{R}{\lambda}\right)^3 \cdot \Omega_t^2 \cdot C_{pmax} \quad (\text{II.12})$$

Le point de puissance maximale (MPPT) peut être obtenu en utilisant l'équation (II.12) basée sur la vitesse de rotation du rotor qui doit être mesurée avec précision.

## **VI.2 Energie solaire : modélisation et conception du système**

La disponibilité des données de rayonnement solaire par satellite a permis d'estimer la ressource solaire à n'importe quel endroit sur de très vastes zones géographiques. La combinaison de ces données avec des données de température et de vent permettent d'estimer les performances des modules photovoltaïques. Le rendement de conversion énergétique des modules photovoltaïques (PV) dépend sur : **[28]**

- La façon dont la réflectivité dépend de l'angle auquel la lumière entrante ou l'irradiation frappe la surface du module.
- L'efficacité de conversion de la lumière qui dépend de la longueur d'onde de la lumière.
- L'efficacité dépend de la température du module PV, qui elle-même dépend de la température de l'air ambiant, de l'intensité lumineuse et de la vitesse du vent.
- L'efficacité dépend toujours de l'intensité lumineuse
  - La sortie du générateur solaire photovoltaïque peut être optimisée en utilisant la modélisation et la simulation par le MATLAB/ Simulink et le Simscape.

La relation non linéaire entre le courant et la tension, et les caractéristiques du générateur photovoltaïque font appel au suivi du point de puissance maximale (MPPT) au système, où il est nécessaire de présenter la surface maximale du module PV au faisceau direct du soleil, afin de produire la plus grande quantité d'énergie.

Le module photovoltaïque peut être représenté sous forme d'une simple cellule photovoltaïque à jonction PN idéale, formée d'une source de courant  $I_{Light}$ , (courant photoélectrique), en parallèle avec une diode qui modélise la jonction P-N dont la polarisation détermine la tension générée sous l'effet de la lumière. Cette cellule est complétée par deux résistances  $R_{sh}$  et  $R_s$  qui modélisent les défauts de la cellule **[30]**. Le modèle de la cellule photovoltaïque est schématisé dans la Figure 8. ci-dessous

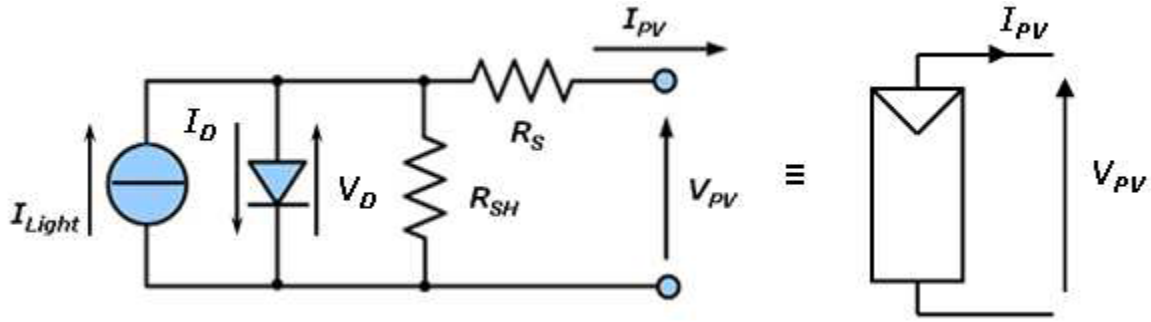


Figure 8. Schéma d'une cellule solaire photovoltaïque et schéma conventionnel d'un module photovoltaïque [30]

$I_D$  = Courant inverse de diode

En appliquant les lois de Kirchhoff au circuit ci-dessus, on retient :

$$I_{pv} = I_{light} - I_0 \left[ \exp \left( \frac{V_{pv} + (I_{pv} \cdot R_S)}{V_v} \right) - 1 \right] - \frac{V_{pv} + (I_{pv} \cdot R_S)}{R_{SH}} \quad (\text{II.13})$$

Où

$I_0$  = Courant de saturation de diode, dépendant de la température

$I_{Light}$  = Photocourant, dépendant de l'intensité de l'irradiation

$R_{SH}$  = Résistance en parallèle, représentant l'admittance parallèle du générateur de courant

$R_S$  = Résistance en série, modélisant les pertes ohmiques du matériau et des contacts

$V_{PV}$  = Tension aux bornes de la cellule

$I_{PV}$  = Courant fourni par la cellule

$$V_v = \frac{m \cdot k \cdot T}{q} \quad (\text{II.14})$$

Où

$m$  = Indice du matériau (compris entre 1 et 2 selon de la technologie)

$k$  = Constante de Boltzmann

$T$  = Température en Kelvin

$q$  = Charge de l'électron

D'après ces équations, l'énergie produite par la cellule photovoltaïque dépend de l'intensité lumineuse et de la température.

L'équation (II.13) peut être réécrite de la façon suivante :

$$I_{pv} - I_{light} - I_0 + \frac{V_{pv} + (I_{pv} \cdot R_S)}{R_{SH}} = -I_0 \left[ \exp \left( \frac{V_{pv} + (I_{pv} \cdot R_S)}{V_v} \right) \right] \quad (\text{II.15})$$

En tenant compte du nombre total des cellules élémentaires en série sur un panneau  $n_s$ , on aura :

$$I_{pv} - I_{light} - I_0 + \frac{V_{pv}}{n_s \cdot R_{SH}} + \frac{I_{pv} \cdot R_S}{R_{SH}} = -I_0 \exp \left( \frac{V_{pv}}{n_s \cdot V_v} \right) \cdot \exp \left( \frac{I_{pv} \cdot R_S}{V_v} \right) \quad (\text{II.16})$$

Ces équations mathématiques utilisées pour la modélisation du générateur PV sont basées sur la caractéristique courant – tension (I-V) des modules. L'intersection entre la caractéristique de charge et la caractéristique courant-tension (I-V) du générateur PV fixe la puissance fournie par le module photovoltaïque.

### VI.3 Système multi-sources (Système hybride éolien –photovoltaïque)

Tout système d'énergie hybride renouvelable se compose de deux sources d'énergie renouvelables ou plus, utilisés ensemble pour fournir une efficacité accrue du système ainsi qu'un meilleur équilibre dans l'approvisionnement énergétique. [28]

Un système énergétique hybride typique se compose de sources d'énergie solaire et éolienne, non fonctionnelles en manque de lumière du soleil ou de la vitesse du vent. Ces systèmes lorsqu'ils sont combinés peuvent donner de meilleurs résultats, aussi bien du point de vue technique qu'économique, et rendre le système plus efficace, nécessitant peu d'entretien. Le système hybride éolien-solaire dépend de plusieurs facteurs tels que le régime du vent, le rayonnement solaire, le coût et la disponibilité de l'énergie, le système de stockage,....

Les systèmes hybrides éolien-photovoltaïque se composent généralement d'un système générateur composé de modules photovoltaïques et d'aérogénérateurs fonctionnant en courant continu et à la même tension nominale, en plus d'un système de régulation chargé de faire fonctionner le système générateur en un point optimal pour la charge des batteries., d'un système de stockage, des équipements de puissance et d'une charge. La Figure 9 ci-dessous illustre le processus de d'hybridation éolienne-solaire jusqu'au réseau de distribution [31]

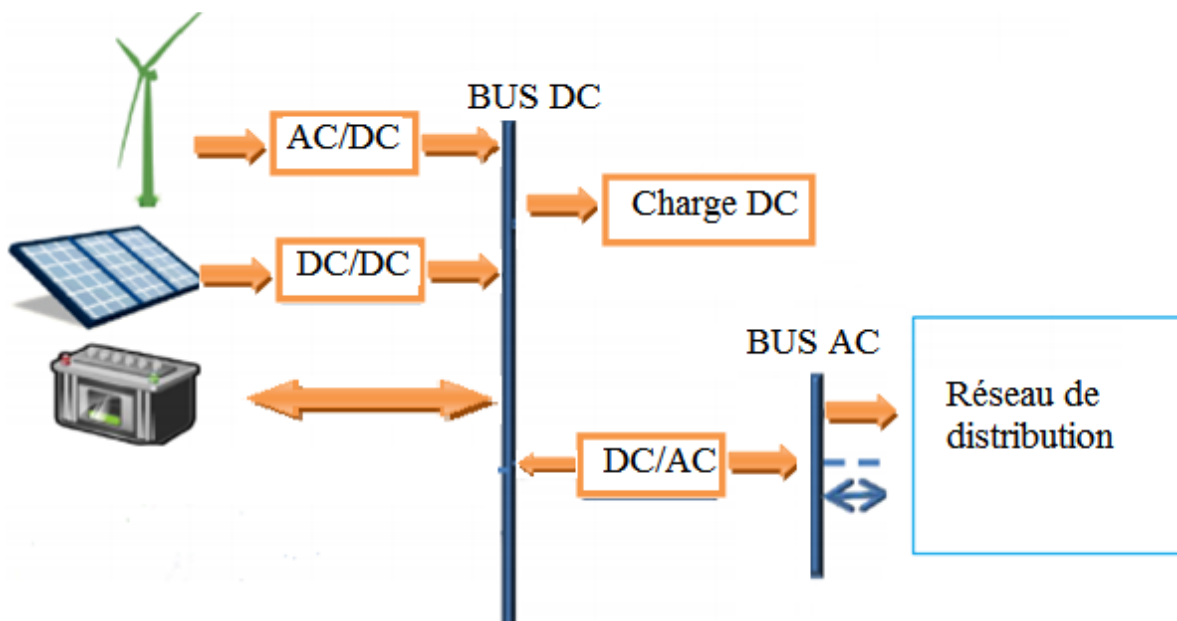


Figure 9. Système hybride éolien-photovoltaïque [31]



### VII Conclusion

Le chapitre a débuté par une présentation significative de deux caractéristiques strictement confondues : « la sécurité » et « la sûreté de fonctionnement ».

L'étude et l'amélioration de la sécurité des réseaux électriques sont devenues aujourd'hui une nécessité absolue et un problème important sur le marché de l'électricité libre. Lorsque des pannes plus lourdes, complexes et inattendues se produisent, des situations instables telles que la congestion de la transmission et les violations de tension frappent le système électrique. Afin d'éliminer ou d'atténuer ces situations et améliorer la sécurité du système, des contrôleurs de puissances y sont insérés et des procédures d'optimisation de leur emplacement sont appliquées pour améliorer la sécurité globale du système.

D'autre part, la sûreté de fonctionnement du système électrique doit aussi être assurée. Plusieurs cas de stabilité dynamique doivent être exécutés dans un laps de temps très court (10-20 secondes) en utilisant des données en ligne pour initier des actions de contrôle préventif. Ainsi, les opérateurs de système ont besoin de différents outils de calcul pour l'évaluation de la stabilité du système. Ces outils doivent être précis et rapide pour l'application.

La stabilité et la sécurité des réseaux électriques deviennent ainsi plus critiques, face à l'évolution récente des réseaux électriques, à l'accroissement considérable des interconnexions et aux contraintes techniques et économiques.

Dans ce chapitre, nous avons également exposé les préoccupations environnementales de l'insertion des sources d'énergie renouvelable dans les systèmes électriques vu que la production est toujours en augmentation.

L'exploitation de la lumière du soleil et du vent en tant que source naturelle d'énergie renouvelable et leur hybridation est un important domaine de recherche et de développement au cours des dernières années. Le présent et l'avenir des énergies renouvelables comprennent principalement le développement de nouvelles technologies pour la production à partir des ressources naturelles disponibles ainsi qu'une meilleure gestion du système de distribution.

Le chapitre suivant sera réservé à l'insertion des contrôleurs FACTS dans les réseaux électriques et leur rôle dans l'amélioration de la stabilité et la qualité de service des réseaux électriques.

**CHAPITRE III : INSERTION DES  
FACTS DANS LES RESEAUX  
ELECTRIQUES**

## **CHAPITRE III : INSERTION DES FACTS DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES**

### **I Introduction**

Le contrôle de la puissance active et de la fréquence n'est que faiblement lié au contrôle de la puissance réactive et de la tension. À de nombreuses fins, le fonctionnement des régulateurs contrôlant la puissance des moteurs électriques peut être considéré indépendamment des AVR qui contrôlent l'excitation et donc la puissance réactive et la tension des générateurs. En traitant la puissance active et la fréquence séparément du contrôle de la tension et de la puissance réactive, une meilleure appréciation du fonctionnement des systèmes électriques peut être obtenue.

L'utilisation de la nouvelle technologie FACTS est l'une des solutions pratiques intégrées pour améliorer les performances dynamiques du système électrique en assurant une meilleure utilisation des moyens de transmission existants, ainsi qu'une augmentation de la capacité de transfert dans le système électrique. Les contrôleurs FACTS servent à réduire le flux de puissance sur les lignes surchargées, à améliorer le profil de tension et la capacité de charge et à réduire les pertes de puissance. Ils contrôlent l'impédance de la ligne, le courant, la tension et l'angle de phase.

Plusieurs algorithmes informatiques antérieurement développés et utilisés dans l'emplacement optimal des FACTS dans les réseaux électriques, suivant les fonctions objectives commandées, sont récapitulés dans ANNEXE A de ce chapitre.

### **II Contrôle de la puissance active et de la fréquence**

Le contrôle de la puissance active est lié au réglage de la fréquence du réseau. La fréquence évalue à tout instant l'équilibre entre la production et la consommation, et doit être maintenue dans les normes de certaines limites, afin de respecter les conditions techniques de fonctionnement du réseau. [32]

Si l'énergie produite disponible n'est pas suffisante pour répondre à la demande, la fréquence diminuera. Quand la fréquence chute de plus de 1 Hz, la vitesse réduite des pompes et des ventilateurs de la centrale électrique peut limiter la puissance des centrales électriques et la situation devient grave et par conséquent la tension du système doit être réduite. Si cela n'est pas suffisant, les charges devront être déconnectées jusqu'à ce que la fréquence atteigne un niveau raisonnable, afin d'éviter l'arrêt complet du système électrique en cas d'extrême urgence.

Les turbines à gaz modernes ont une capacité de surcharge de quelques minutes qui peut être utilement exploitée dans des situations d'urgence.

L'énergie cinétique KE stockée de tous les générateurs du système est donné par l'équation :

$$KE = \frac{1}{2} I \omega^2 \quad (\text{III.1})$$

Où

I= moment d'inertie de tous les générateurs (kgm<sup>2</sup>)

$\omega$  = vitesse de rotation de tous les générateurs (rad/s)

Lorsque la puissance produite est égale à la puissance demandée, la vitesse de rotation des générateurs est maintenue et la fréquence est constante à 50 Hz (ou 60 Hz).

L'équilibre du couple de toute masse en rotation détermine la vitesse de rotation suivant l'équation :

$$T_m - T_e = I \frac{d\omega}{dt} \quad (\text{III.2})$$

Où :

T<sub>m</sub> : Le couple magnétique

T<sub>e</sub> : Le couple électrique

Dans les systèmes électriques, l'inertie sous la forme d'un H constant est exprimée par :

$$H = \frac{\frac{1}{2} I \omega_s^2}{S_{ref}} \quad (\text{III.3})$$

Où

S<sub>ref</sub> : Puissance active d'un générateur individuel ou de la puissance totale du système (MVA)

$\omega_s$  : Vitesse angulaire à vitesse synchrone (rad/s).

On en tire :

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\omega_s^2}{2HS_{ref}} (T_m - T_e) = \frac{1}{2H} (P_m - P_e) \quad (\text{III.4})$$

P<sub>m</sub> : La puissance mécanique

P<sub>e</sub> ; la puissance électrique

Les taux de variation de la vitesse de rotation et de la fréquence dépendent donc du déséquilibre de puissance et de l'inertie des masses en rotation.

La puissance active de sortie est réduite par les paliers jusqu'à une valeur cible donnée par l'opérateur du réseau électrique, où la réduction maximale requise à chaque étape ne dépasse pas 10% de la puissance active du point de connexion.

### III Contrôle de la tension et de la puissance réactive

Bien que la puissance active soit entièrement produite par les générateurs du système, la puissance réactive est produite et contrôlée par plusieurs sources telles que les machines synchrones surexcitées, les batteries de condensateurs, la capacité des lignes aériennes et des câbles, les Contrôleurs FACTS... Généralement, toutes les centrales électriques doivent passer d'un point de fonctionnement à un autre à l'intérieur d'une marge permise de la puissance réactive. La puissance réactive peut être considérée comme une quantité assez locale, car elle ne peut pas être transportée sur de longues distances dans le système, et peut être compensée aussi près que possible de la charge réactive. Ceci peut être réalisé par l'excitation des machines synchrones, ou par utilisation des condensateurs shunt qui sont commutés en fonction des variations de charge. [4]

Le contrôle dans les réseaux à haute tension exige que la puissance réactive n'atteigne pas un certain pourcentage de la puissance active, sinon les entreprises de distribution électrique et les gros consommateurs (charges industrielles) seront obligés de payer cette puissance.

La compensation de l'énergie réactive au niveau des lignes de transmission permet la régulation du profil de la tension le long de ces lignes de sorte que les chutes de tension soient faibles, ainsi les amplitudes de tension sont contrôlées suite au contrôle de la puissance réactive.

Une production allongée de puissance réactive donne des tensions plus élevées à proximité de la source de production, tandis qu'une consommation accrue de puissance réactive donne des tensions plus basses. [4]

La tension dans un système électrique est influencée par l'utilisation appropriée des tensions aux bornes des machines synchrones, des impédances des lignes, de la puissance réactive et active transmise et du rapport de transformation des transformateurs. Les générateurs fonctionnent souvent à tension constante en utilisant un AVR qui contrôle l'excitation de la machine pour que la tension soit référenciée à une valeur constante (valeur de consigne). S'il est nécessaire de faire un contrôle rapide de la tension avec une précision de régulation, l'utilisation de l'électronique de puissance est plus privilégiée.

Moyens D'amélioration de la Stabilité Transitoire Du Réseau Electrique :

Les moyens classiques utilisés dans de contrôle des réseaux électriques suite à des problèmes de stabilité sont simples et se manifestent généralement par l'emplacement des transformateurs à prises réglables en charge, des transformateurs déphaseurs et des compensateurs séries ou parallèles commutés par disjoncteurs. L'utilisation des batteries de condensateurs et du compensateur synchrone est la solution classique adoptée pour résoudre les problèmes de

stabilité. D'autre part, la procédure du changement de topologie du réseau et l'action sur l'excitation des générateurs s'avèrent être insuffisantes pour répondre aux perturbations du réseau convenablement.

Les solutions classiques ne peuvent pas donner de bonnes performances aux variations rapides de la puissance réactive, qui entraînent des variations de tension et de puissance active.

Actuellement, d'autres techniques sont utilisées pour améliorer la stabilité transitoire des réseaux.

Amélioration de la stabilité par les PSS

Tout alternateur possède deux boucles de régulation automatique, une pour le contrôle automatique de la puissance AGC ((Automatic Generation Control ) et l'autre pour le réglage automatique de la tension AVR (Automatic Voltage Regulator) [15].

En régime permanent [17], ce système est appelé à faire varier rapidement la tension d'excitation en cas de perturbation sur le réseau. L'AVR compare le signal d'entrée proportionnel à la valeur efficace de la tension alternative du générateur  $V_t$ , à la tension de référence (tension de consigne)  $V_{réf}$ . Le signal de différence peut être acquis de certains dispositifs de commande tels que le stabilisateur de puissance (PSS) qui détecte la variation de la puissance de sortie électrique et contrôle l'excitation de manière à amortir rapidement les oscillations de puissance. Par conséquent l'effet négatif du système d'excitation sur les oscillations peut être compensé par un couple d'amortissement additionnel produit par le générateur.

Les contrôleurs PSS sont les systèmes les plus répandus pour l'amélioration de l'amortissement des oscillations basse fréquence dans les réseaux électriques (l'amélioration de stabilité dynamique et statique) [17], grâce à leur simplicité, leur facilité d'installation, leur efficacité et leur coût réduit. Malgré les nouvelles techniques de commande moderne avec les différentes structures, le PSS conventionnel (CPSS) reste le PSS le plus utilisé à cause de sa structure simple et fiable dans le maintien de la stabilité aux petites perturbations. Son signal d'entrée peut être la variation de la puissance  $\Delta P$ , la variation de la vitesse  $\Delta \omega$  ou la variation de la fréquence  $\Delta f$ .

Le PSS conventionnel (CPSS) se compose généralement d'un bloc amplificateur, d'un bloc de filtre passe-haut, d'un bloc de compensation de phase et d'un limiteur comme indiqué sur la Figure 10.

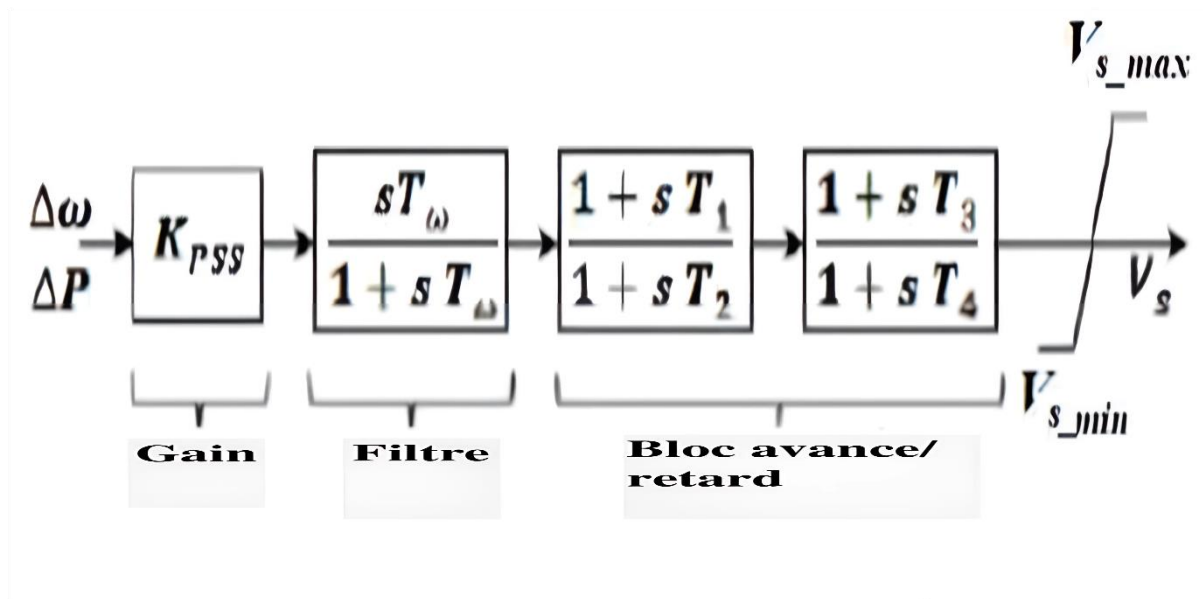


Figure 10. Configuration typique du PSS conventionnel (CPSS) [17]

Chaque CPSS peut être décrit par les fonctions de transfert suivantes :

$$\frac{V_s}{\Delta P} \left( \text{ou } \frac{V_s}{\Delta \omega} \right) = K_{PSS} \times \frac{sT_\omega}{1+sT_\omega} \times \frac{1+sT_1}{1+sT_2} \times \frac{1+sT_3}{1+sT_4} \quad (\text{III.5})$$

Où

$V_s$  : La sortie du CPSS

$\Delta P$  (ou  $\Delta \omega$ ) : L'entrée du CPSS

$K_{PSS}$  : Gain du CPSS

$T_\omega$  : Constante de temps du filtre passe-haut du premier ordre (sec).

$T_1, T_2$  : Constantes de temps de la première fonction de transfert avance-retard (sec)

$T_3, T_4$  : Constantes de temps de la deuxième fonction de transfert avance-retard (sec)

Le PSS multi-band est un PSS conventionnel particulier conçu pour absorber toutes les perturbations qui se produisent dans les réseaux électriques. Il est composé de trois bandes distinctes dédiées aux modes d'oscillations basse, intermédiaire et haute fréquence [33]

Chaque bande est constituée d'un filtre passe-bande différentiel, d'un gain et d'un limiteur comme illustré dans à la Figure 11.

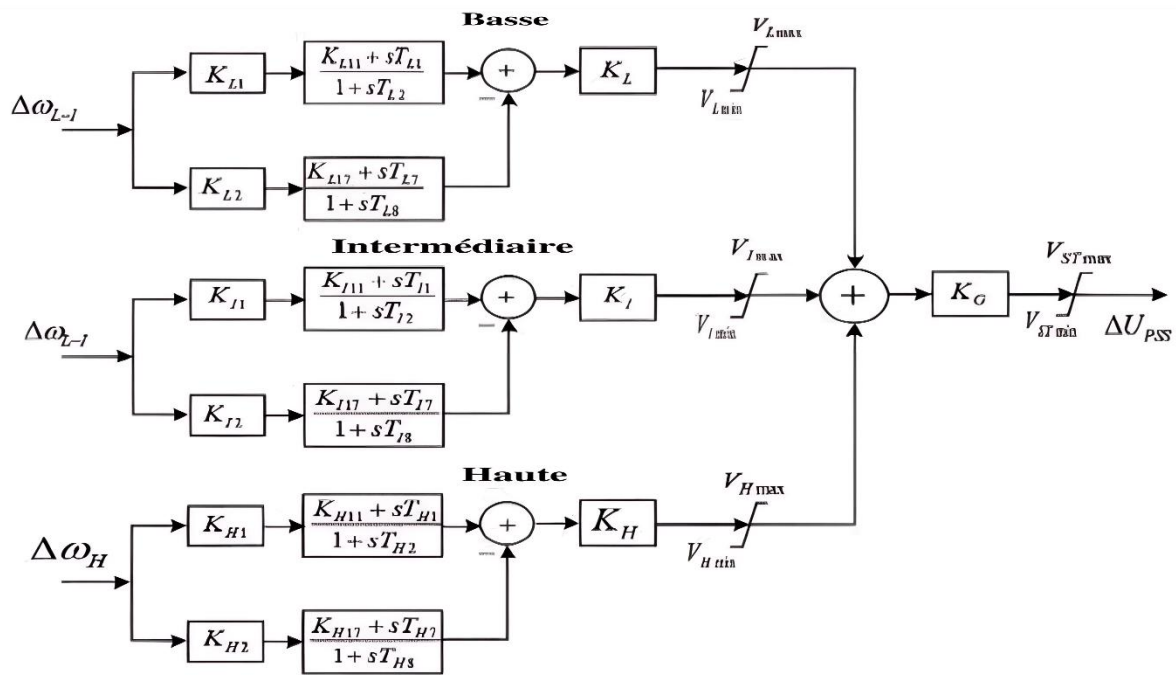


Figure 11. Configuration typique du PSS Multi-Band [33]

Où  $T_{L1} \dots T_{L8}, T_{I1} \dots T_{I8}, T_{H1} \dots T_{H8}$  sont des constantes de temps avance-retard,  $K_L, K_I$  et  $K_H$  des gains aux fréquences centrales pour les bandes basses, intermédiaires et hautes et  $K_G$  le gain global.

#### IV Contrôleurs FACTS pour l'amélioration du système électrique

Le système flexible de transmission à courant alternatif (FACTS) est une technologie avancée utilisée dans la compensation et l'amélioration de la capacité du réseau en diminuant les limites de flux de puissance, la limite de la stabilité transitoire, la limite de la tension, la limite de courant de court-circuit, etc. Les dispositifs FACTS sont des éléments électroniques de puissance connectés en série ou en parallèle avec l'alimentation du système. Selon la définition de l'IEEE, les FACTS sont définis comme « un système de transmission incorporant une électronique de puissance et un autre contrôleur statique pour améliorer la contrôlabilité et améliorer la capacité de transfert de puissance » [5]. Les réseaux de transmission et de distribution des systèmes électriques modernes sont obligés de fonctionner à pleine capacité en raison d'une forte demande d'électricité, d'où résulte une transmission surchargée des lignes de distribution. Pour un fonctionnement sécurisé de l'alimentation système, la stabilité de la tension doit être maintenue, ce qui est très difficile [16].



Par conséquent, le problème d'instabilité de tension est devenu l'un des rares principaux défis auxquels sont confrontés les systèmes électriques. Pour maximiser les capacités de transfert de puissance, la compensation de contrôleurs FACTS est nécessaire. Les amplitudes de tension dans les bus doivent être maintenues proches de leurs valeurs nominales par compensation via les contrôleurs FACTS et les pertes totales des systèmes sont également réduites. Les contrôleurs FACTS peuvent effectuer le contrôle de la puissance active et réactive à cause de leur flexibilité et de leur contrôle rapide [34]

De nombreux contrôleurs FACTS tels que le STATCOM, le SVC, le SSSC, le TCSC...sont placés aux nœuds les plus critiques, pour tester leur efficacité et rendre le système électrique de plus en plus stable en tension.

Quelques types de FACTS sont ci-dessous discutés.

### IV.1 Static Var Compensator (SVC)

IEEE définit le SVC (*Static Var Compensator*) comme un générateur (ou absorbeur) statique d'énergie réactive, shunt, dont la sortie est ajustée en courant capacitif ou inductif afin de contrôler des paramètres spécifiques du réseau électrique, typiquement la tension des nœuds [5].

Les SVC sont la première génération des FACTS qui utilisent des thyristors classiques. De type shunt, ils sont conçus pour soutenir la tension localement en absorbant ou fournissant de la puissance réactive à l'endroit de connexion d'une part, et pour assurer l'amélioration de la stabilité dynamique du système par amortissement des oscillations de puissance basse fréquence [16]. Etant donné que la puissance réactive du condensateur est directement proportionnelle à la tension du système, une forte réduction du support de puissance réactive à de fortes chutes de tension est observée pendant les graves contingences.

Le SVC est une capacité fixe connectée en parallèle avec une réactance variable par le biais d'un gradateur, et qui consomme ou injecte un courant variable servant à modifier les puissances actives et réactives transitant dans la ligne [15]. Lorsque le dispositif SVC absorbe un courant négatif, la puissance réactive du SVC est considérée comme positive (comportement inductif). Contrairement si le compensateur injecte un courant dans le réseau, la puissance réactive est considérée comme étant négative (comportement capacitif) [18].

La Figure.12 ci-dessous configure une structure typique du Compensateur Statique d'Energie Réactive SVC.

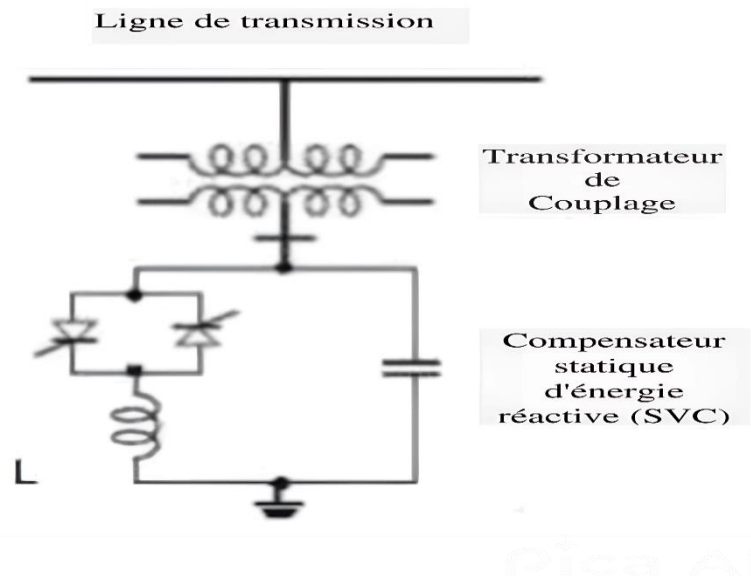


Figure 12. Static Var Compensator (SVC) [35]

#### IV.2 Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC)

IEEE définit le TCSC comme étant un compensateur à réactance capacitif qui consiste en une série de condensateurs en parallèle avec des inductances commandées par thyristor afin de pouvoir assurer une variation homogène de la réactance capacitive [15]. Autrement dit, il peut être défini comme étant une combinaison d'une inductance en série avec un gradateur à thyristors, parallèlement avec un condensateur. Il est modélisé par des impédances variables insérées en série dans la ligne.

Le TCSC permet de modifier l'impédance apparente des lignes, et donc contrôler les transits de puissance active entre deux nœuds sous différentes contraintes de limitation, et par conséquent amortir les oscillations de puissance basse fréquence. D'autre part, les TCSC permettent d'améliorer la stabilité dynamique des réseaux électriques et de compenser le déséquilibre des charges. [16]

La Figure.13 illustre la configuration d'un TCSC.

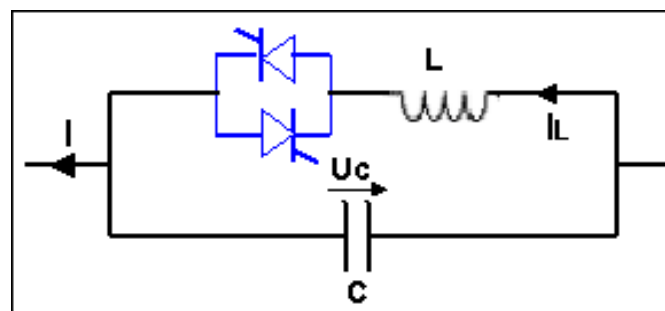


Figure 13. Thyristor Controller Series Capacitor (TCSC) [18]

### IV.3 Static Synchronous Compensator (STATCOM)

IEEE définit le STATCOM (*Static Synchronous Compensator*) comme un générateur synchrone fonctionnant comme un compensateur parallèle de l'énergie réactive dont le courant capacitif ou inductif généré peut être contrôlé séparément de la tension du réseau.

Le compensateur statique synchrone (STATCOM) appartient à la deuxième génération des FACTS [15]. Le STATCOM est constitué d'un convertisseur de tension, d'un transformateur de couplage et d'une commande. Il est caractérisé par sa vitesse de réponse aux variations de la tension, et par réaction face aux chutes de tension en produisant plus d'énergie réactive. Seulement, sa présence dans le réseau électrique provoque de nombreux harmoniques qui seront traités par l'installation des compensateurs multi-niveaux à commande MLI ou des filtres [5]. Les STATCOM sont notamment utilisés pour la compensation dynamique des réseaux, afin de faciliter la tenue de tension, d'accroître la stabilité en régime transitoire et d'amortir les oscillations de puissance [15].

La Figure 14 ci-dessous schématise un simple STATCOM.

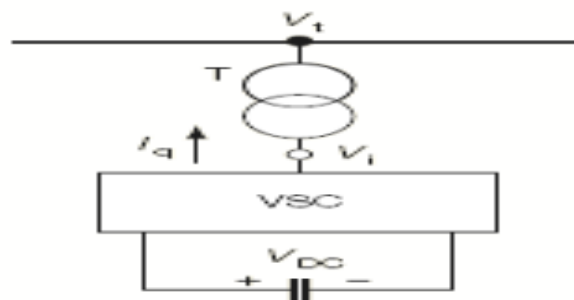


Figure 14. Static Synchronous Compensator (STATCOM) [5]

### IV.4 Static Synchronous Series Compensator (SSSC)

IEEE définit le SSSC (*Static Synchronous Series Compensator*) comme étant un générateur synchrone statique fonctionnant sans source d'énergie électrique extérieure, dont la tension de sortie est contrôlable indépendamment du courant de ligne afin d'augmenter ou de diminuer la chute de tension globale, et ainsi de contrôler la puissance électrique transmise. C'est le plus important dispositif de la famille des compensateurs séries. Il est constitué d'un convertisseur de tension (onduleur triphasé) couplé en série avec la ligne électrique à l'aide d'un transformateur. En insérant une tension capacitive ou inductive en quadrature avec le courant de ligne, le SSSC peut agir sur ce dernier et manipuler le flux de puissance dans la ligne et de ce fait amortir les oscillations de puissance basse fréquence. De plus, il n'insère pas de condensateur en série avec la ligne de transport et ainsi, il ne peut pas provoquer de résonance hyposynchrone [15].

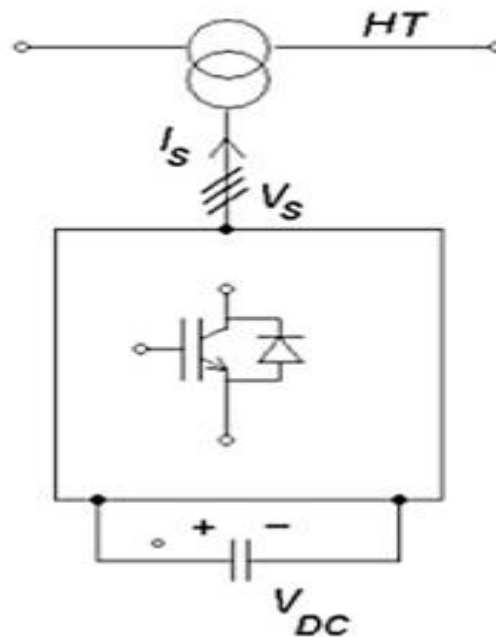


Figure 15. Static Synchronous Series Compensator (SSSC) [10]

## V Algorithmes de la localisation optimale des FACTS et des sources renouvelables

La sécurité du système est renforcée par l'emplacement des dispositifs FACTS dans la ligne de transmission, ce qui permet de dégrader les problèmes de stabilité et d'assurer les améliorations de sécurité. Plusieurs types de fonctions objectives sont à exposer telles que la réduction des pertes de puissance, l'amélioration de la stabilité de la tension, l'amélioration du profil de tension, l'amélioration de la capacité de charge, la minimisation du coût d'investissement des dispositifs FACTS, ...etc. Les dispositifs FACTS doivent fournir le plus grand avantage aux réseaux électriques pour maintenir les contraintes de stabilité et de sécurité.

Le placement de dispositifs FACTS dans un réseau est un problème de nature combinatoire. À ce jour, il n'existe pas de méthode analytique capable de résoudre ce genre de problème et d'en donner l'optimum global. Il convient donc d'utiliser des méthodes dites énumératives qui consistent à balayer l'espace des solutions possibles. Parmi celles-ci, les méthodes exactes, qui ont des temps de résolution augmentant de manière exponentielle avec la taille du problème, et sont limités à des problèmes de taille insignifiante. Ainsi pour des réseaux comportant plusieurs dizaines voire centaines de nœuds et de branches, on s'orientera vers des méthodes approchées ou heuristiques, qui bien ne garantissent pas la solution optimale dans le sens global, permettent d'obtenir des solutions de bonne qualité dans des temps de calcul raisonnables [36].

Une brève présentation bibliographique des travaux publiés sur l'application de différentes techniques d'optimisation pour résoudre le problème du placement optimal des dispositifs FACTS et des sources d'énergie renouvelable dans les systèmes électriques est établie dans cette section. . Quelques travaux réalisés dans le cadre de la sécurité et la fiabilité des réseaux électriques en présence des FACTS, tels que TCSC, SVC, STATCOM, et SSSC et des sources éoliennes et solaires sont présentés dans ANNEXE A de la référence [37] à la référence [105].

Les méthodes/ Techniques d'optimisation sont classées en quatre catégories [24] :

- 1) **Méthode analytique** : Elle regroupe quelques approches telles que : Sensibilité ; Indice de performance de sensibilité (PI) du flux d'énergie réelle ; Indice de performance de sensibilité (PI) de chargement de ligne ; Indice de performance de sensibilité de la puissance réactive et de la puissance réelle ; Indice de capacité thermique (TCI) et indice de capacité de contingence (CCI) ; Indice de sensibilité à une seule éventualité...
- 2) **Méthode de programmation arithmétique (technique d'optimisation conventionnelle)** : Plusieurs algorithmes en font partis, tels que : Algorithme de flux de puissance optimal de Newton Raphson (NR) ; Programmation non linéaire en nombres entiers mixtes (MINLP) ; Programmation linéaire en nombres entiers mixtes (MILP) ; Algorithme personnalisé de reformulation et de décomposition (CRDA)...
- 3) **Approche méta-heuristique** : Les techniques d'optimisation méta-heuristiques peuvent être divisées en trois catégories :
  - a)- algorithmes basés sur les essais, dont on cite : algorithme d'optimisation des colonies de fourmis, algorithme immunitaire, artificiel colonie d'abeilles, algorithme de recherche d'harmonie, optimisation d'essaim de particules, algorithme de recherche gravitationnelle, algorithme firefly, optimisation des réactions chimiques...
  - b)- algorithmes basés sur l'évolution, tels que : algorithme génétique, algorithme différentiel, programmation évolutive, algorithme de stratégies évolutives, algorithme de recherche différentielle...
  - c)- il existe des algorithmes hybrides d'optimisation métaheuristique, tels que Optimisation par essais de particules améliorée (IPSO) et Algorithme génétique amélioré (IGA), Algorithme de colonies d'abeilles artificielles (ABC) + Algorithme de recherche gravitationnelle (GSA) + Optimisation par essais de particules (PSO) + Programmation quadratique séquentielle basée sur l'optimisation du flux de puissance (SQP)...
- 4) **Méthode hybride** : Quelques approches peuvent être citées : hybride PSO-SQP ; Facteur d'utilisation de la ligne de disparité DLUF-GSA ; Optimisation adaptative par

essaims de particules APSO- indice de perte de puissance PLI ; technique du vecteur tangent TVT- Algorithme de coupe minimale MCA.

### **VI Conclusion**

L'insertion des contrôleurs FACTS dans les réseaux électriques joue un très grand rôle dans l'amélioration de la stabilité et l'assurance de la bonne qualité de service des réseaux électriques. Ces deux séquences sont parmi les avantages apportés par les contrôleurs FACTS. Lorsque la charge est élevée et la tension est trop basse, les FACTS sont utilisés pour maintenir la tension à un niveau tolérable en fournissant de la puissance réactive. Quand la tension est trop élevée, ils absorbent la puissance réactive supplémentaire. D'autre part, Ils contrôlent la réactance des lignes et ajustent les déphasages en supprimant les surcharges dans les lignes et/ou les transformateurs.

**CHAPITRE IV :**  
**SIMULATIONS ET RESULTATS**

CHAPITRE IV : SIMULATIONS ET RESULTATS

I Introduction

Dans ce chapitre, nous avons procédé à introduire les FACTS hybrides connus sous le nom « Hybrid Power Flow Controllers HPFC », qui sont considérés comme une alternative au contrôleur de flux de puissance unifié (UPFC). Le HPFC a été proposé pour surmonter les inconvénients du contrôleur de flux de puissance unifié (UPFC) tels que le coût élevé, la complexité de la structure et du fonctionnement. Deux types de HPFC sont introduits indépendamment : Le premier HPFC (HPFC (SSSC-SVC)) est constitué de deux compresseurs statiques synchrones en série (SSSC) connectés en série, et un compensateur statique de tension (SVC) connecté au point nodal entre les contrôleurs.

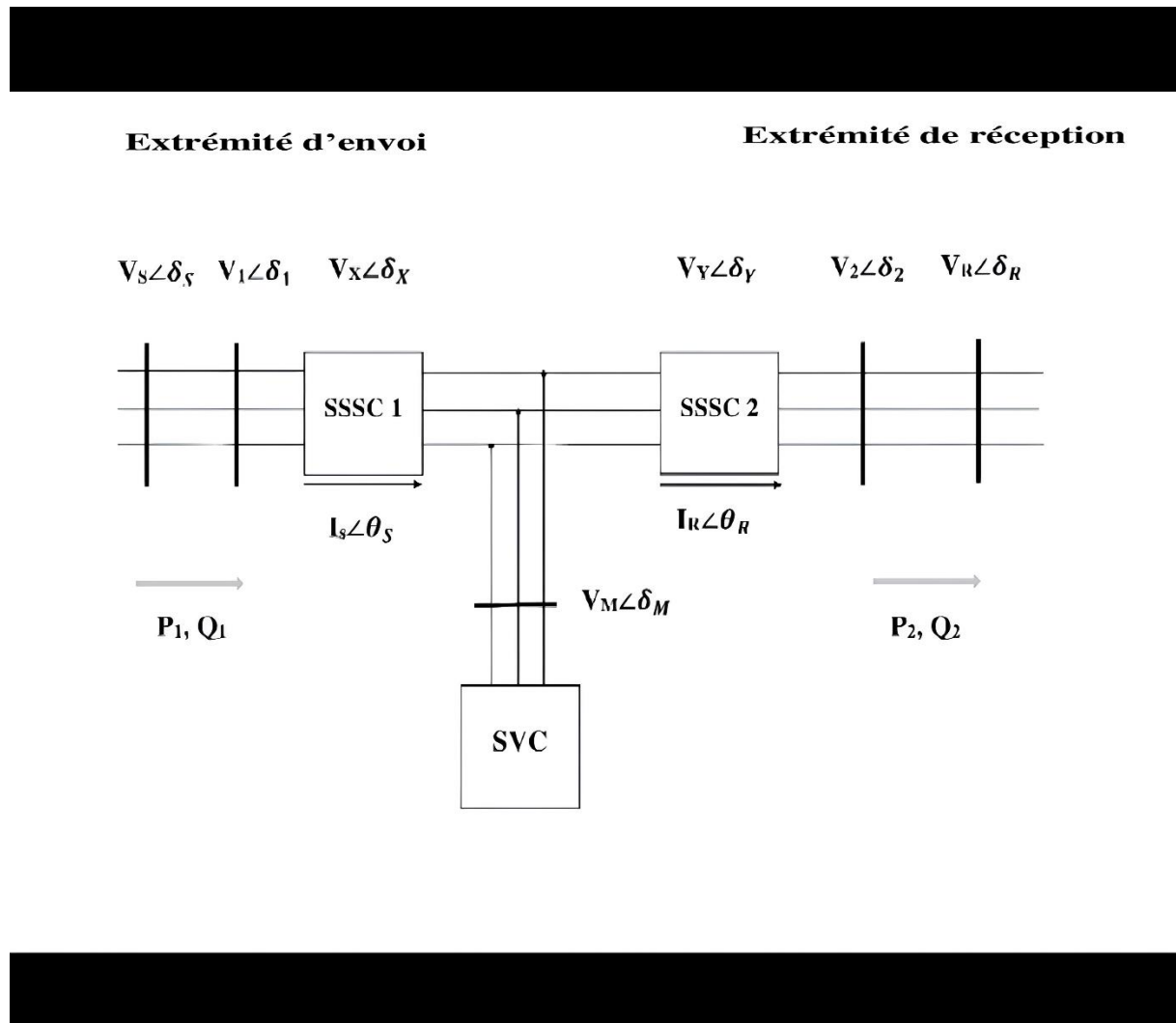


Figure 16. Représentation du HPFC (SSSC-SVC)



Le deuxième HPFC (HPFC (TCSC-STATCOM)) se compose de deux compensateurs statiques shunt (STATCOM) connectés par un compensateur série contrôlé par Thyristor (TCSC) à travers un transformateur de couplage dans une liaison CC commune.

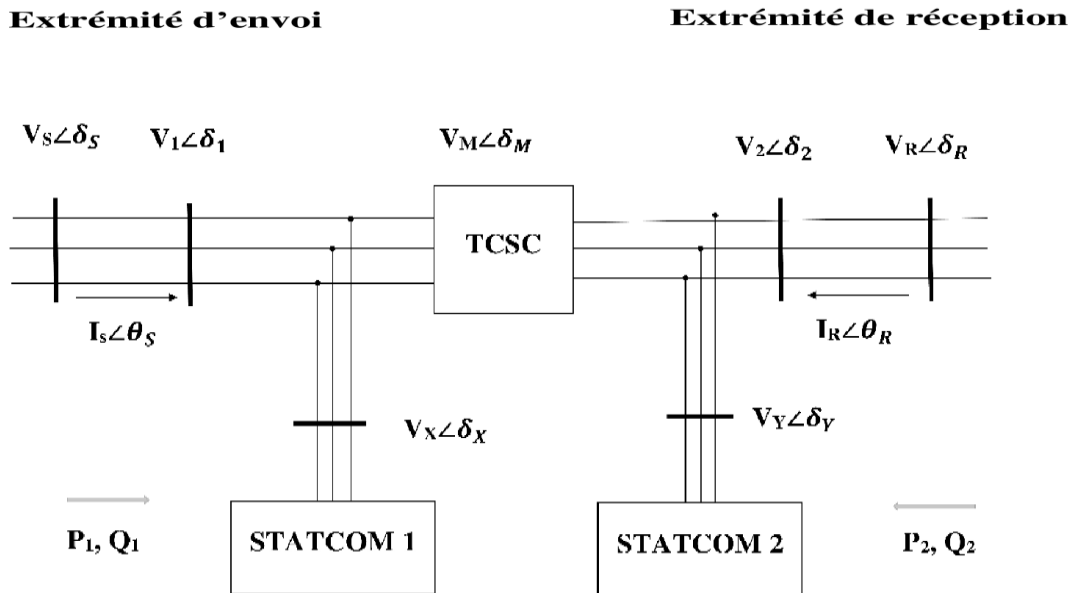


Figure 17. HPFC (TCSC-STATCOM) typique

Afin de valider les résultats, une étude des cas est présentée et discutée en effectuant deux tests établis (SER1 & SER2) sous des conditions climatiques différentes, sur le réseau électrique Kundur à quatre (04) machines et onze (11) nœuds. Les simulations ont été développées sous l'environnement Matlab R2016a. Le traitement des essais est établi comme suit :

- Applications de l'essai 01 (SER1)
  - Réseau test sain
  - Réseau test avec insertion des sources d'énergie renouvelable « SER1 »
  - Réseau test-SER1 avec insertion des MB-PSS (Multi-Band Power System Stabilizers)
  - Réseau test-SER1-MBPSS avec insertion des HPFC (Hybrid Power Flow Controllers)
    - ❖ HPFC (SSSC-SVC) SSSC-SVC
    - ❖ HPFC (TCSC-STATCOM) TCSC-STATCOM

- Applications de l'essai 02 (SER2)
  - Réseau test-SER2 en présence des MB-PSS
  - Réseau test-SER2-MBPSS avec insertion des HPFC (Hybrid Power Flow Controllers)
    - ❖ HPFC (SSSC-SVC)
    - ❖ HPFC (TCSC-STATCOM) TCSC-STATCOM

Les résultats obtenus sont comparés pour valider l'essai le plus critique, où le réseau éprouve un algorithme d'optimisation qui assure la sûreté de son fonctionnement.

## II Fonctionnement de base du HPFC

Le HPFC est l'un des dispositifs FACTS utilisés pour contrôler la puissance réelle et réguler la tension dans les réseaux électriques. Il peut également contrôler séparément la puissance réactive totale échangée avec les extrémités émettrices et réceptrices de la ligne.

La Figure 18 décrit la structure du HPFC qui est une combinaison de deux convertisseurs de source de tension (VSC) connectés en série et utilisés pour échanger de la puissance réelle et une susceptance contrôlable de puissance réactive  $B_M$  connectée en shunt entre les deux VSC.[106]

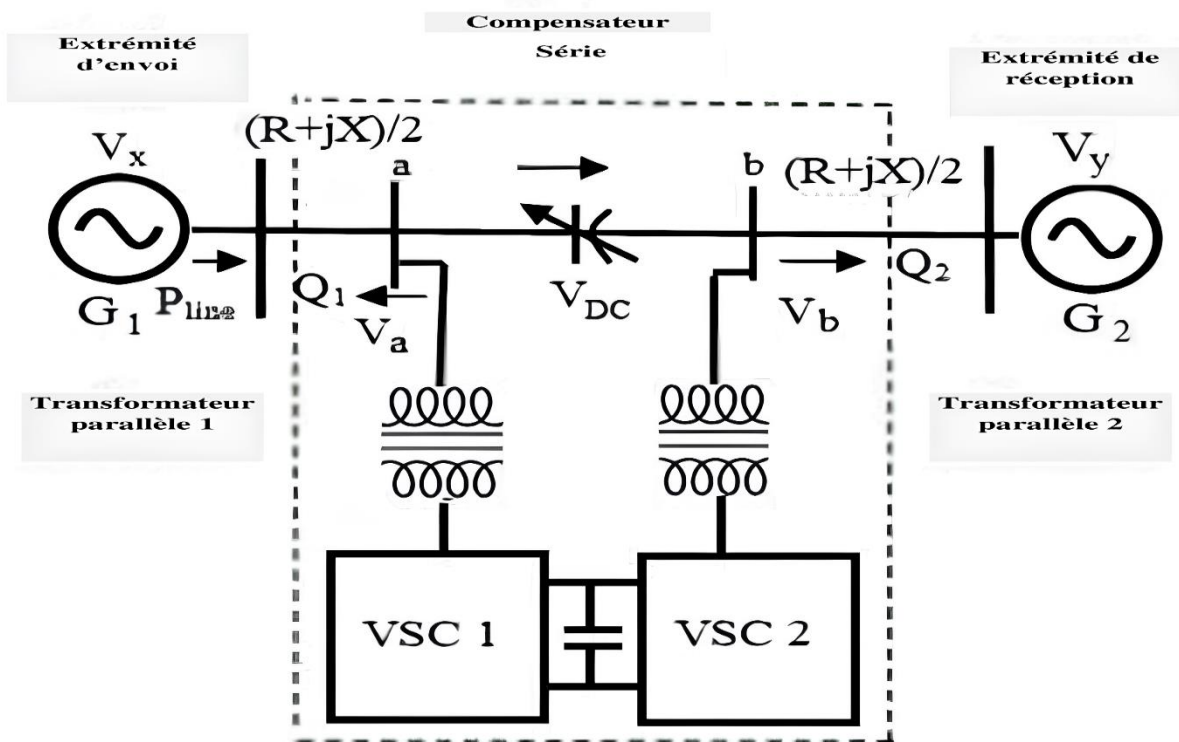


Figure 18. Configuration du HPFC [106]

D'autre part, la Figure 19 montre le modèle unifilaire du circuit équivalent du HPFC, y compris les courants et les tensions des régions, le flux de puissance et les variables des lignes [107]

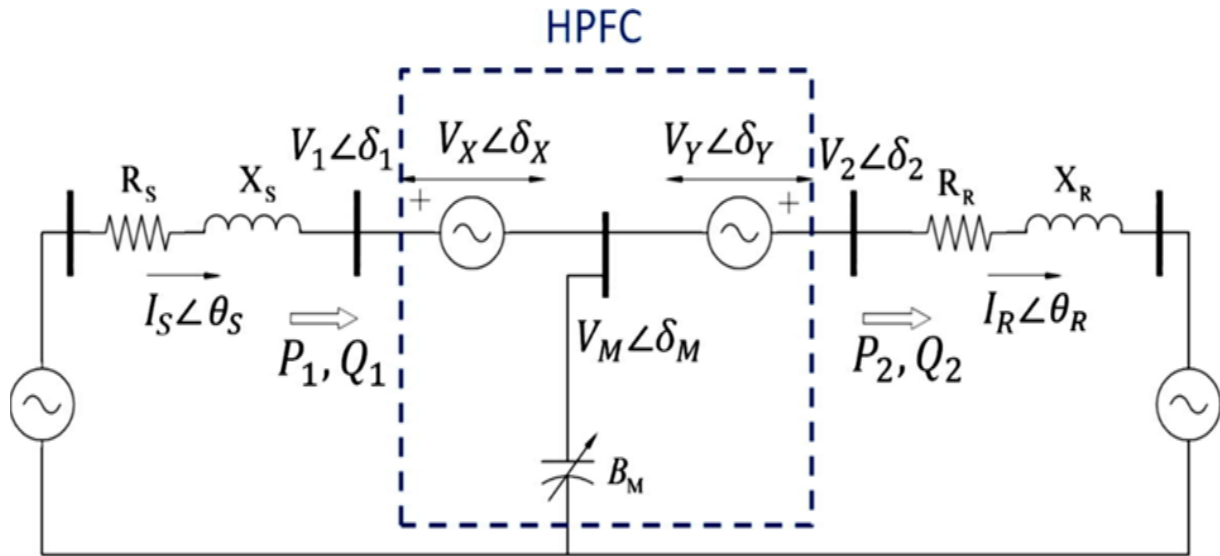


Figure 19. Schéma du circuit unifilaire équivalent au HPFC [107]

Si les deux zones sont directement interconnectées, le transfert de puissance entre les extrémités émettrices et réceptrices  $V_S$  et  $V_R$  sera alors calculé comme suit : [108]

$$P_0 = 3 \frac{|V_S||V_R|}{X_S + X_R} \sin(\delta) \quad (IV.1)$$

Où

$$V_S = R_S + jX_S \quad \text{et} \quad V_R = R_R + jX_R$$

$R_S$  est la résistance série représentant le convertisseur HPFC (SSSC-SVC)

$X_S$  est la réactance série représentant le convertisseur HPFC (SSSC-SVC)

$R_R$  est la résistance série représentant le convertisseur HPFC (TCSC-STATCOM)

$X_R$  est la réactance série représentant le convertisseur HPFC (TCSC-STATCOM)

et  $\delta$  représente l'angle entre les deux tensions  $V_R$  et  $V_S$ .

$$\delta = \delta_S - \delta_R \quad (IV.2)$$

Où  $\delta_S$  et  $\delta_R$  sont respectivement l'angle de la tension  $V_S$  du convertisseur HPFC (SSSC-SVC) et la tension  $V_R$  du convertisseur HPFC (TCSC-STATCOM).

L'inclusion de la susceptance shunt  $B_M$  entre les deux régions donne les équations en régime permanent suivantes :

$$jX_S I_S + \frac{1}{jB_M} (I_S - I_R) = V_S - V_X \quad (IV.3)$$

$$-\frac{1}{jB_M} (I_S - I_R) + j(X_R - X_S) I_R = -V_R + V_Y \quad (IV.4)$$

$I_S$  : Phasor de courant restant dans la borne 1 du HPFC

$I_R$  : Phasor de courant restant à la sortie de la borne 2 du HPFC

$V_X$  : Phasateur de tension série représentant le convertisseur1 du HPFC

$V_Y$  : Phasor de tension série représentant le convertisseur2 HPFC.

La contrainte d'équilibre de la puissance réelle est exprimée comme suit :

$$\mathcal{R}e[V_X I_S^*] = \mathcal{R}e[V_Y I_R^*] \quad (IV.5)$$

Où

Re désigne la partie réelle de la puissance complexe.

On distingue quatre modes de régulation pour le HPFC, en commençant par le mode PVV, où la puissance active  $P_2$  et les amplitudes de tension  $V_1$  et  $V_2$  aux bornes du HPFC sont contrôlées séparément, selon les équations ci-contre. Si les limites de l'une des variables  $I_S, I_R, V_X$ , ou  $V_Y$  sont dépassées, le HPFC passe en mode PQQ, où  $P_2, Q_1$ , et  $Q_2$  sont définis, en fonction des contraintes de fonctionnement du dispositif. [109]

$$P_1 = \mathcal{R}e\{(V_X + V_M)I_S^*\} \quad (IV.6)$$

$$P_2 = \mathcal{R}e\{(V_Y + V_M)I_R^*\} \quad (IV.7)$$

$$Q_1 = \mathcal{I}m\{(V_X + V_M)I_S^*\} \quad (IV.8)$$

$$Q_2 = \mathcal{I}m\{(V_Y + V_M)I_R^*\} \quad (IV.9)$$

$P_1$  : Puissance active restante dans le Terminal 1 du HPFC

$P_2$  : Puissance active restante sur la borne 2 du HPFC

$Q_1$  : Puissance réactive restante dans le terminal 1 du HPFC

$Q_2$  : Puissance réactive restante à la sortie de la borne 2 du HPFC.

$V_M$  : Tension du dispositif côté shunt

Im désigne la partie imaginaire de la puissance complexe.

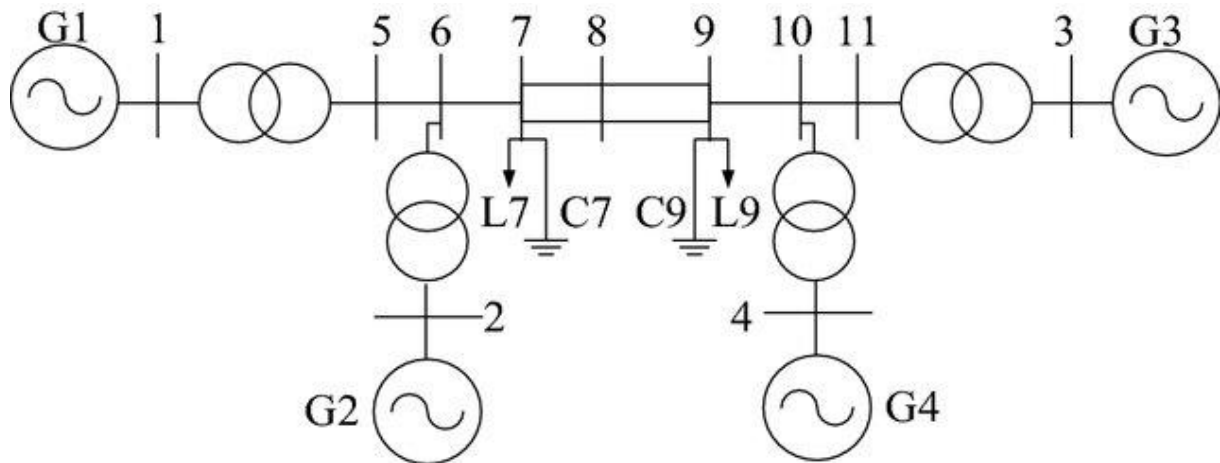
Lorsque le dispositif est réglé sur la commande V, l'amplitude de la tension au niveau du bus shunt  $V_M$  est régulée à une valeur spécifiée à l'aide de la susceptance shunt variable  $B_M$  comme indiqué dans l'équation ci-dessous, et enfin, il passe en mode Z, qui correspond à la capacité de régulation minimale du HPFC.

$$V_M = \frac{I_S - I_R}{jB_M} \quad (IV.10)$$

### III Description du réseau étudié

Le réseau électrique considéré dans cette étude est le système test Kundur 04 générateurs\_ 11 nœuds, spécialement conçu pour étudier les oscillations électromécaniques à basse fréquence dans les grands réseaux électriques interconnectés [20]. Il est constitué de deux zones entièrement symétriques reliées entre elles par deux lignes 230 kV de 220 km de longueur. Chaque zone est équipée de deux générateurs identiques de 20 kV/900 MVA. Les machines synchrones ont des paramètres identiques, à l'exception des inerties qui sont  $H = 6,5s$  dans la zone 1 et  $H = 6,175s$  dans la zone 2. La charge est représentée par des impédances constantes

et répartie entre les zones de telle sorte que la zone 1 exporte 413 MW vers la zone 2, et la charge d'impédance de pointe d'une seule ligne est d'environ 140 MW. Le flux de charge de référence avec M2 considéré comme « nœud balancier » est tel que tous les générateurs produisent environ 700 MW chacun. Des condensateurs supplémentaires de 187 Mvar sont installés dans chaque zone. Le réseau Kundur est représenté dans la Figure 20.



*Figure 20. Système électrique Kundur à deux zones [110]*

Pour tous les essais, un défaut triphasé symétrique est produit au centre de la ligne après 01 seconde de simulation, et qui dure 100 millisecondes. Les simulations sont réalisées en utilisant le logiciel SimPowerSystems de MATLAB.

Les étapes suivies dans la réalisation de ce travail sont comme suit :

- i. Simuler le système sans sources d'énergie renouvelables ni aucun système de contrôle (PSS ou HPFC), et relever les courbes des puissances actives et des puissances réactives transmises entre la zone 01 et la zone 02, ainsi que les tensions retenues au niveau de chaque zone.
- ii. Installer les sources d'énergie solaire et éolienne nommées « SER1 » au niveau de la zone 01 et refaire la même procédure que l'étape (i) précédente.
- iii. Introduire des stabilisateurs de systèmes électriques type multi-band (MB-PSS) au niveau de chaque générateur du système, et effectuer les mêmes relevés que ceux des étapes (i) et (ii).
- iv. Introduire indépendamment les deux types de HPFC, HPFC (SSSC-SVC) et HPFC (TCSC-STATCOM), et relever les mêmes courbes précédentes. Leur comparaison nous permet de choisir le HPFC le plus fiable et qui sera pris en prospection le long du reste de la thèse.

- v. Remplacer les caractéristiques des sources d'énergie renouvelables solaire et éolienne par les nouvelles valeurs nommées « SER2 » et simuler le système pour les trois cas : sans contrôleurs, en présence de MB-PSS et enfin en présence de HPFC (SSSC-SVC) et HPFC (TCSC-STATCOM).

## IV Applications de l'essai 01 (SER1)

### IV.1 Réseau test sain

Dans un premier test, le système de la Figure 20 est simulé à 20 secondes, sans présence de contrôleurs ni sources d'énergie renouvelables. Les courbes des puissances actives et des puissances réactives transmises entre la zone 01 et la zone 02, ainsi que les tensions retenues au niveau de chaque zone sont schématisées dans les figures suivantes.

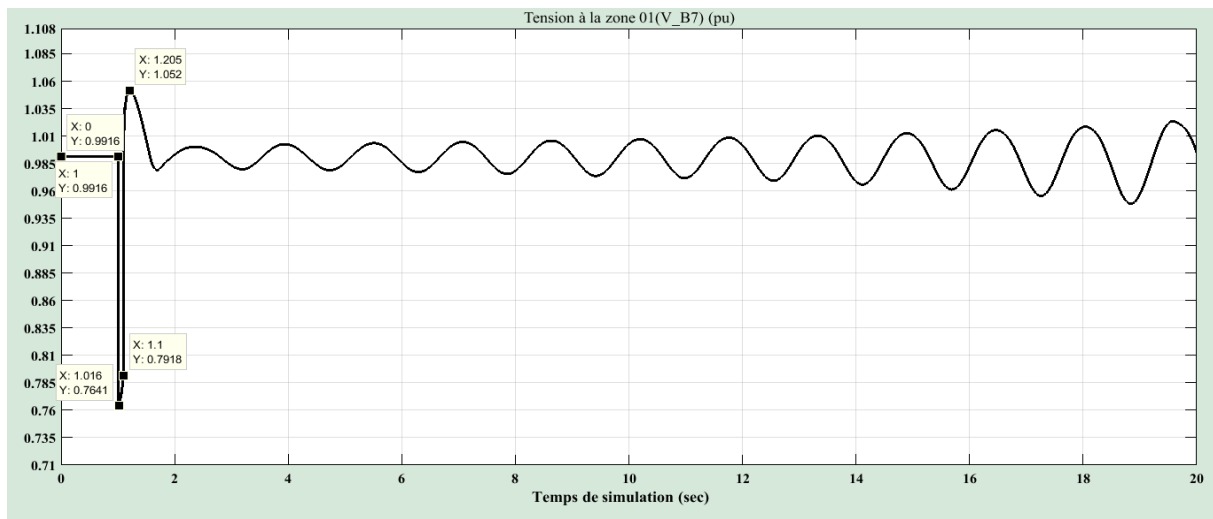


Figure 21. Tension à la zone 01 (V\_B7) \_ réseau sain

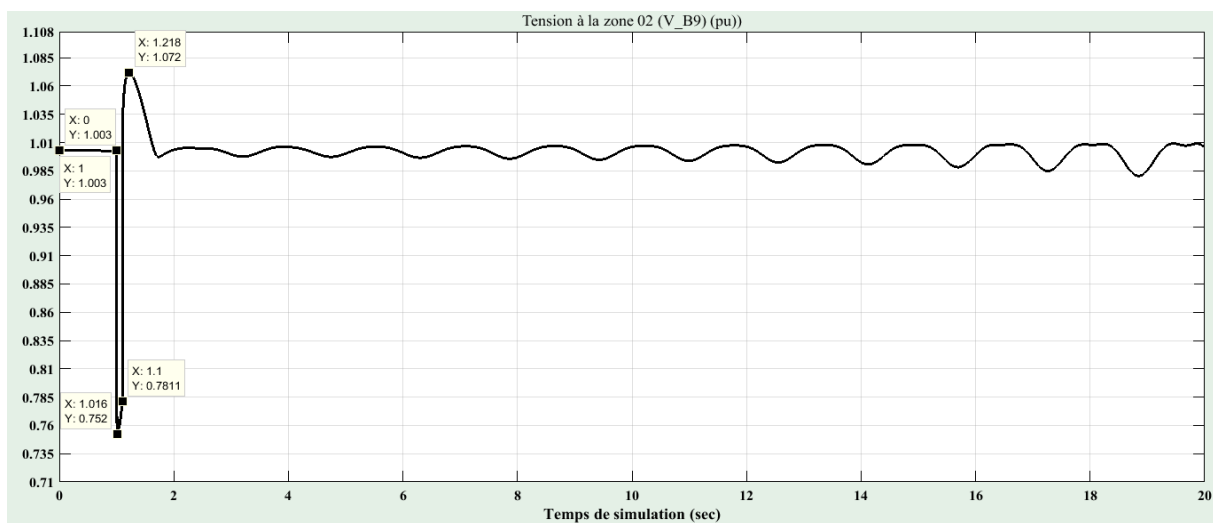


Figure 22. Tension à la zone 02 (V\_B9) \_ réseau sain

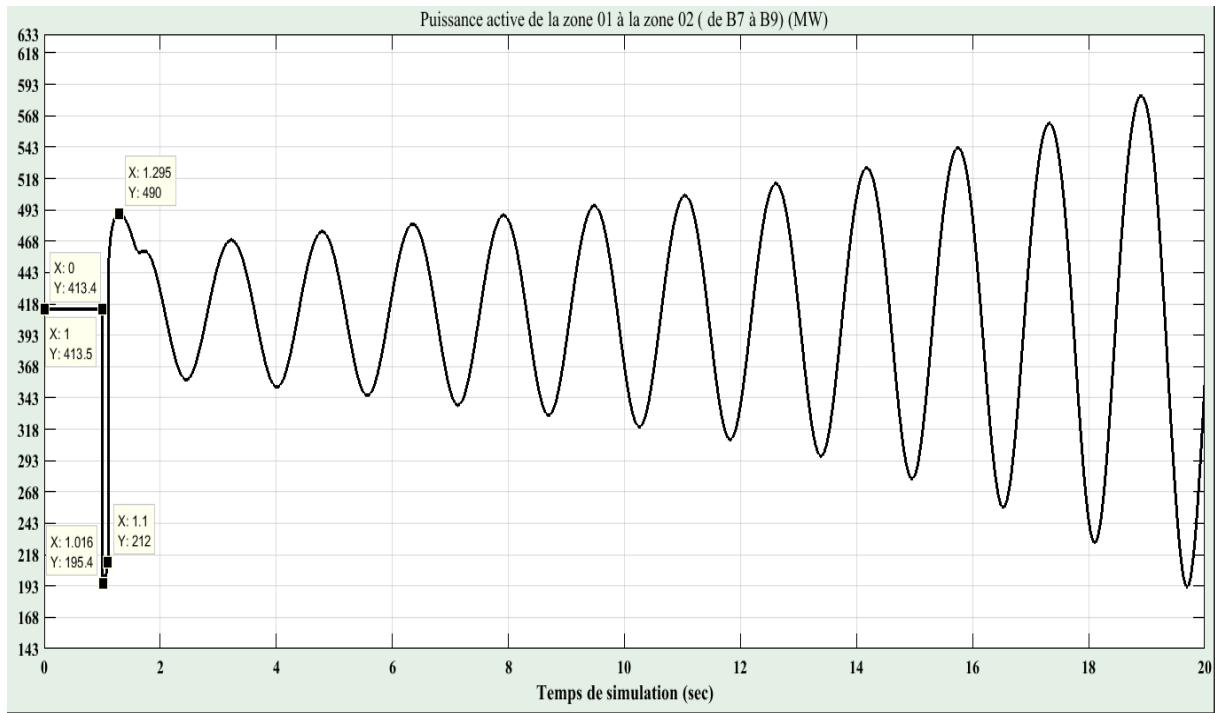


Figure 23. Puissance active de la zone 01 à la zone 02 (de B7 à B9) réseau sain

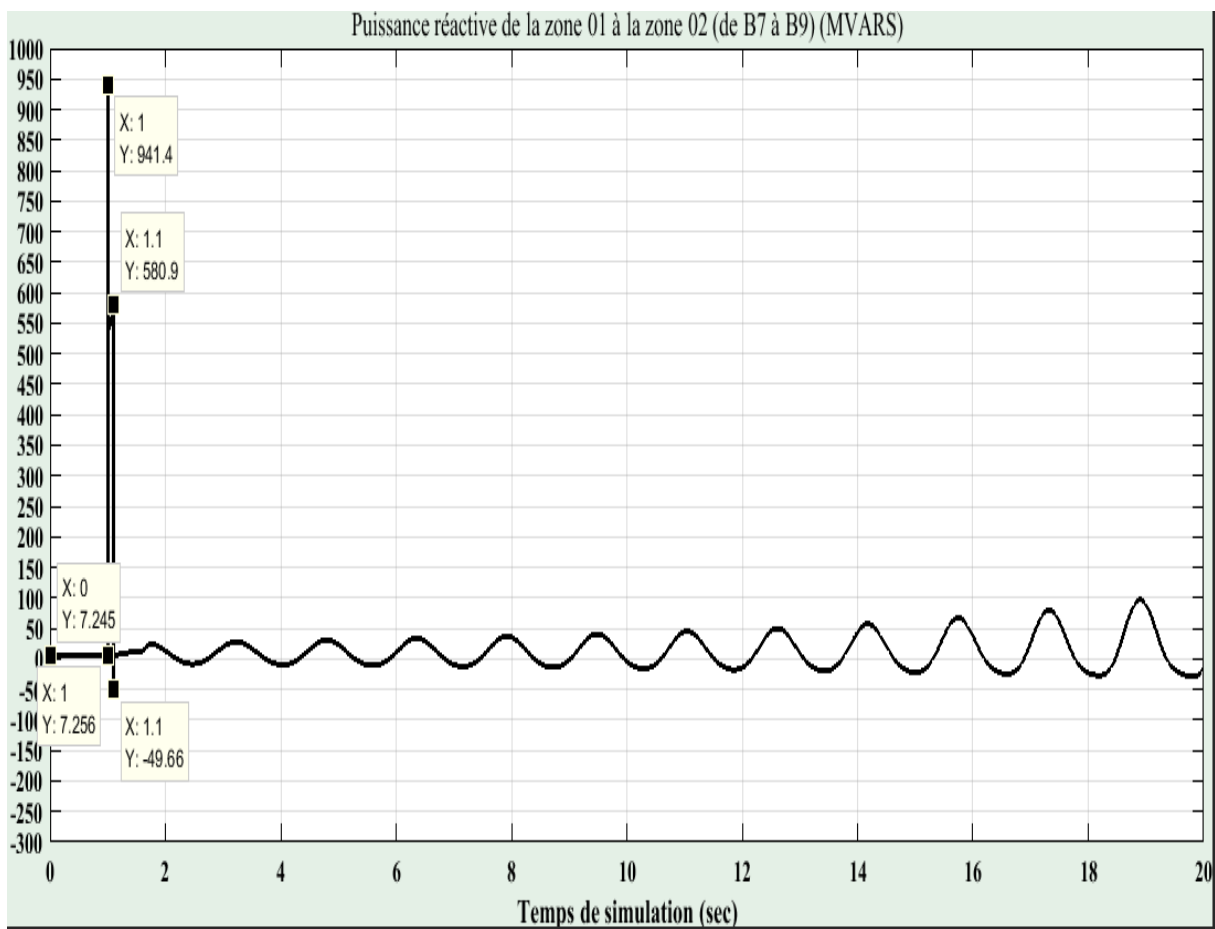


Figure 24. Puissance réactive de la zone 01 à la zone 02 (de B7 à B9)\_réseau sain

**IV.2 Réseau test avec insertion des sources d'énergie renouvelable « SER1 »**

Des sources d'énergie renouvelables (solaire et éolienne) sont installées dans le réseau pour le deuxième test.

Le parc photovoltaïque génère une puissance de 40 MW à une irradiation solaire oscillant entre 0 et 400 Watt/m<sup>2</sup>, sur une superficie de 100hectares, alors que la source d'énergie éolienne délivre une puissance nominale de 30 MW à un vent de différentes vitesses allant de 08 m/s à 11m/s, comme spécifié dans le Tableau 5 et les courbes ci-contre :

*Tableau 5. Valeurs des irradianations et des vitesses de vent pour "SER1"*

Temps (sec)	Irradiation (watt/m <sup>2</sup> )	Vitesse du vent (m/s)
0	0	8
1	0	8
2	0	8
3	13	8
4	30	9.5
5	50	11
6	90	11
7	140	11
8	200	11
9	290	11
10	380	11
11	400	11
12	380	11
13	270	11
14	150	11
15	25	11
16	10	11
17	0	11
18	0	11
19	0	11



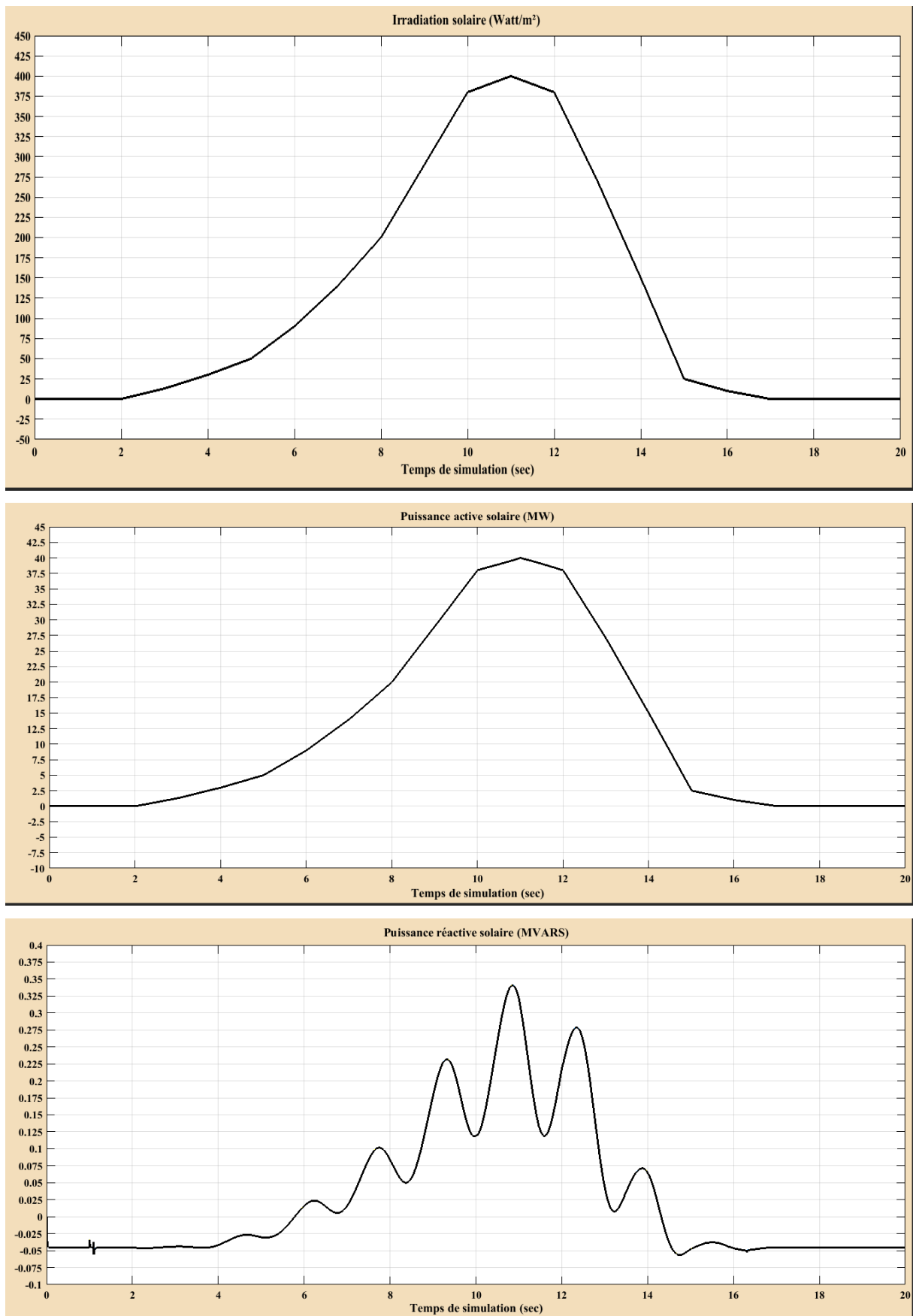


Figure 25. Propriétés solaires dans le système Kundur sans contrôle ni compensation

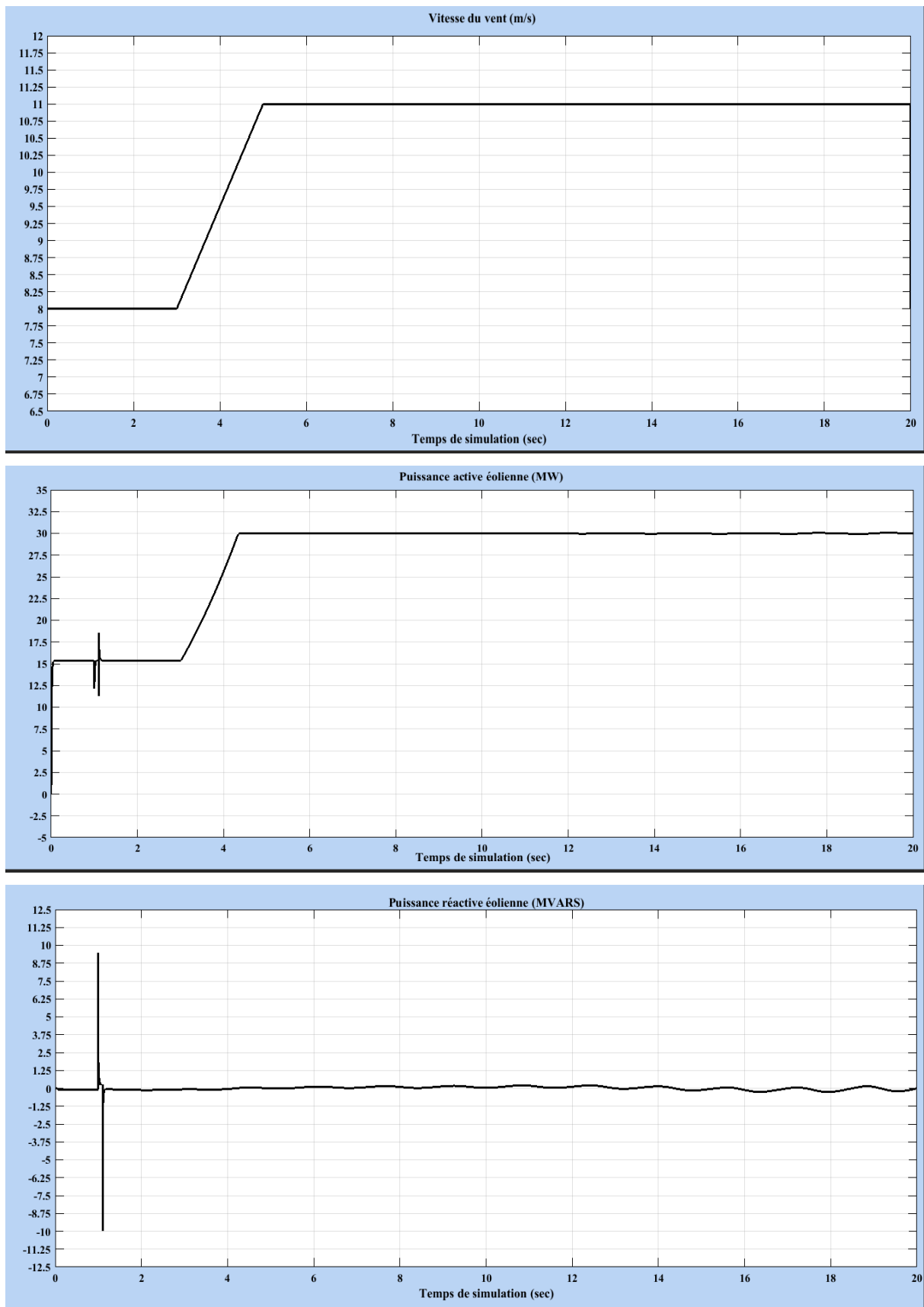


Figure 26. Propriétés éoliennes dans le système Kundur sans contrôle ni compensation

Les courbes des puissances actives et des puissances réactives transmises entre la zone 01 et la zone 02, ainsi que les tensions retenues au niveau de chaque zone sont schématisées dans les figures suivantes.

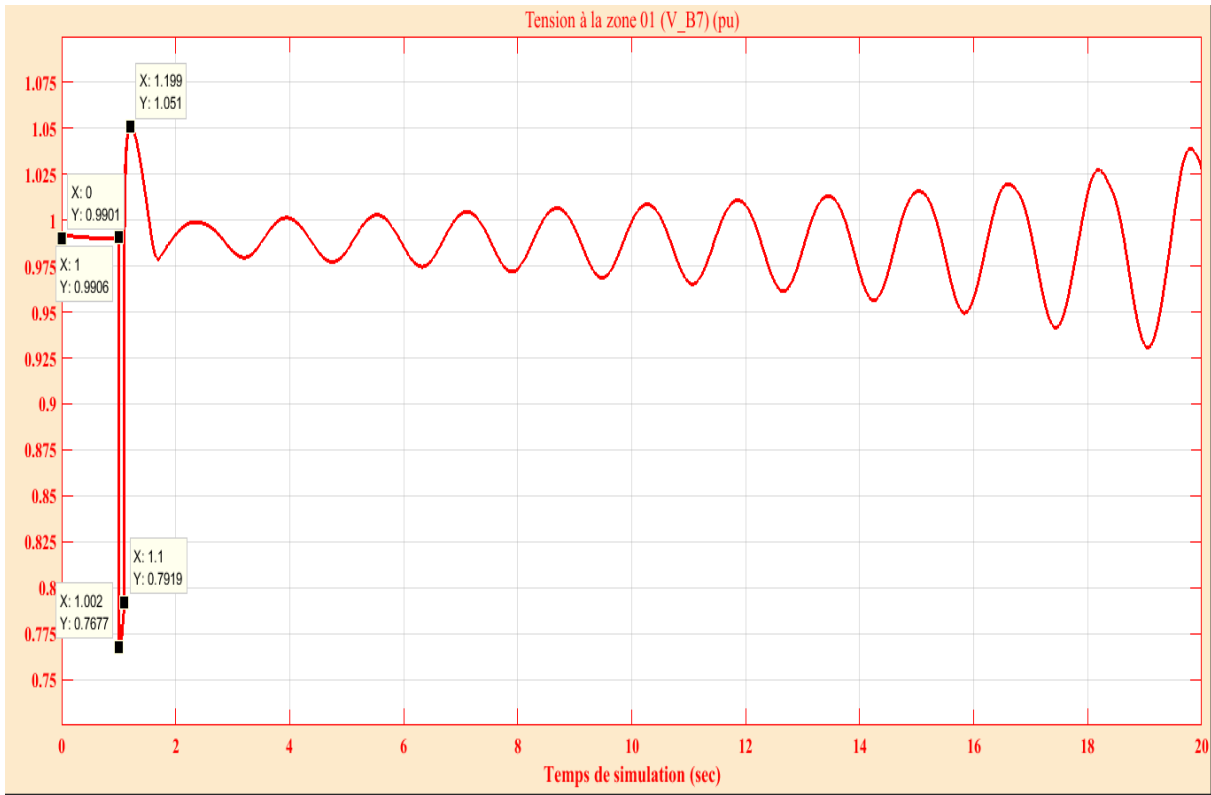


Figure 27. Tension à la zone 01 (V\_B7)\_SER1

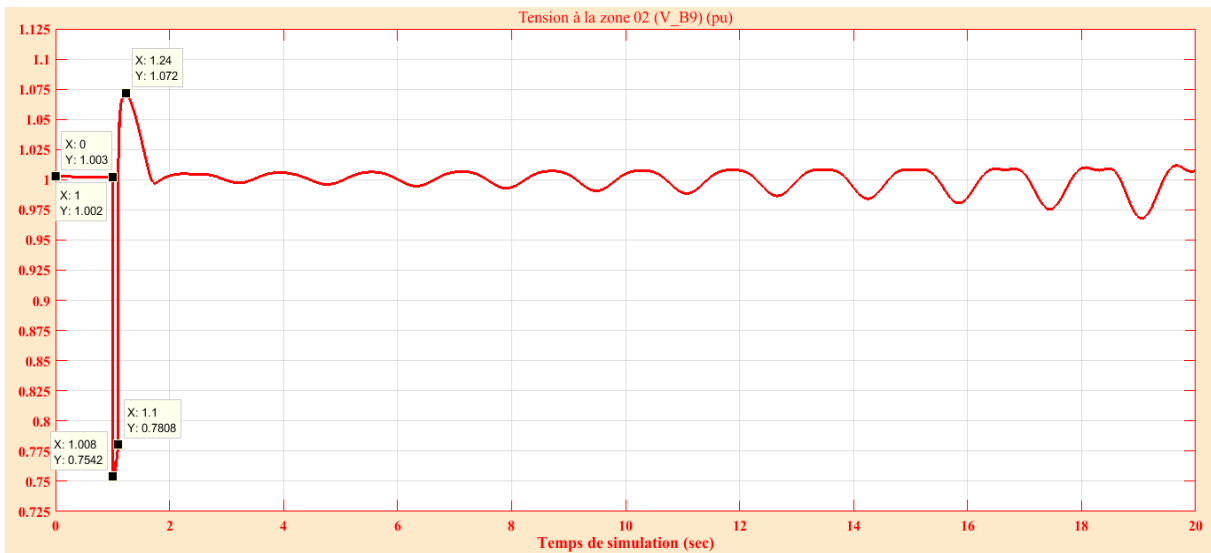


Figure 28. Tension à la zone 02 (V\_B9)\_SER1

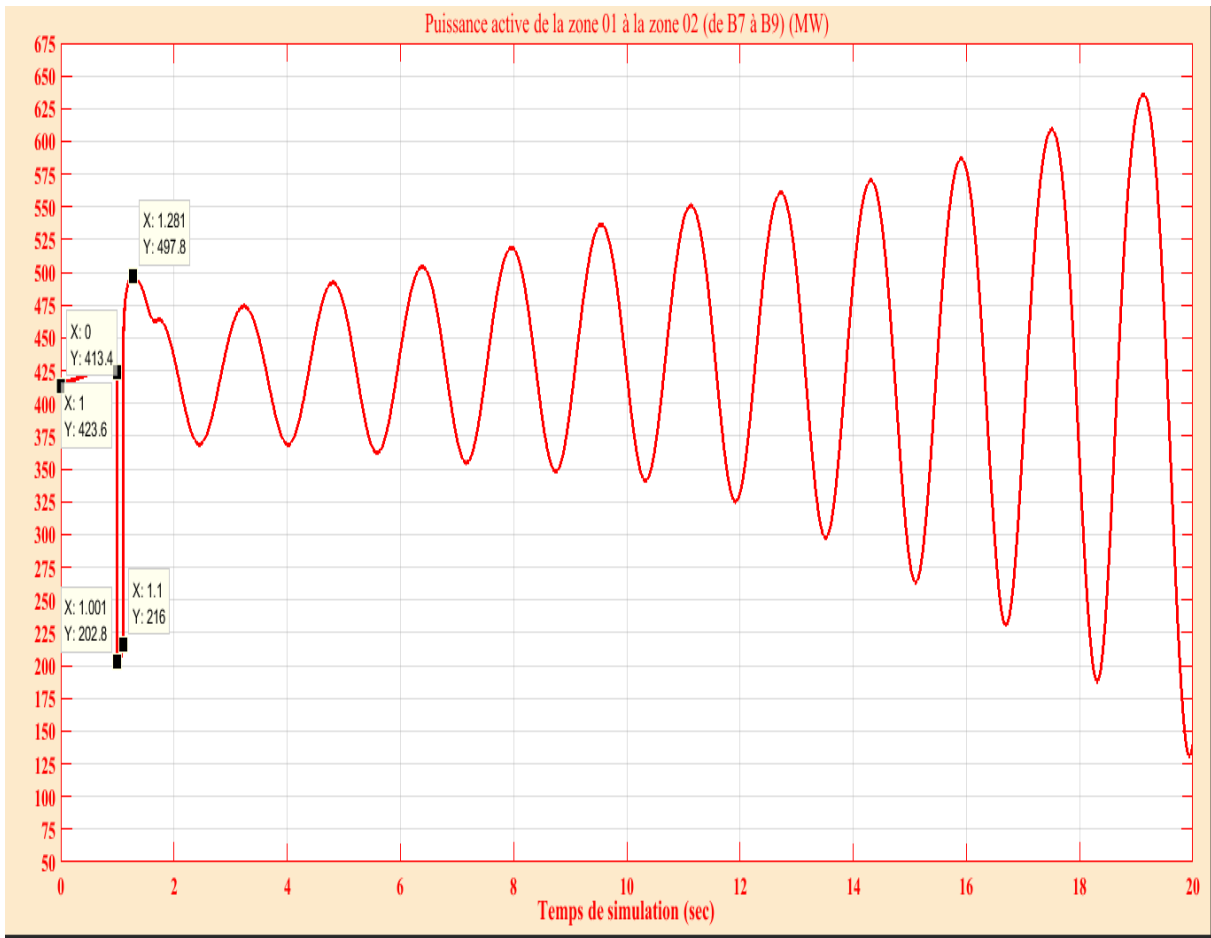


Figure 29. Puissance active de la zone 01 à la zone 02\_SER1

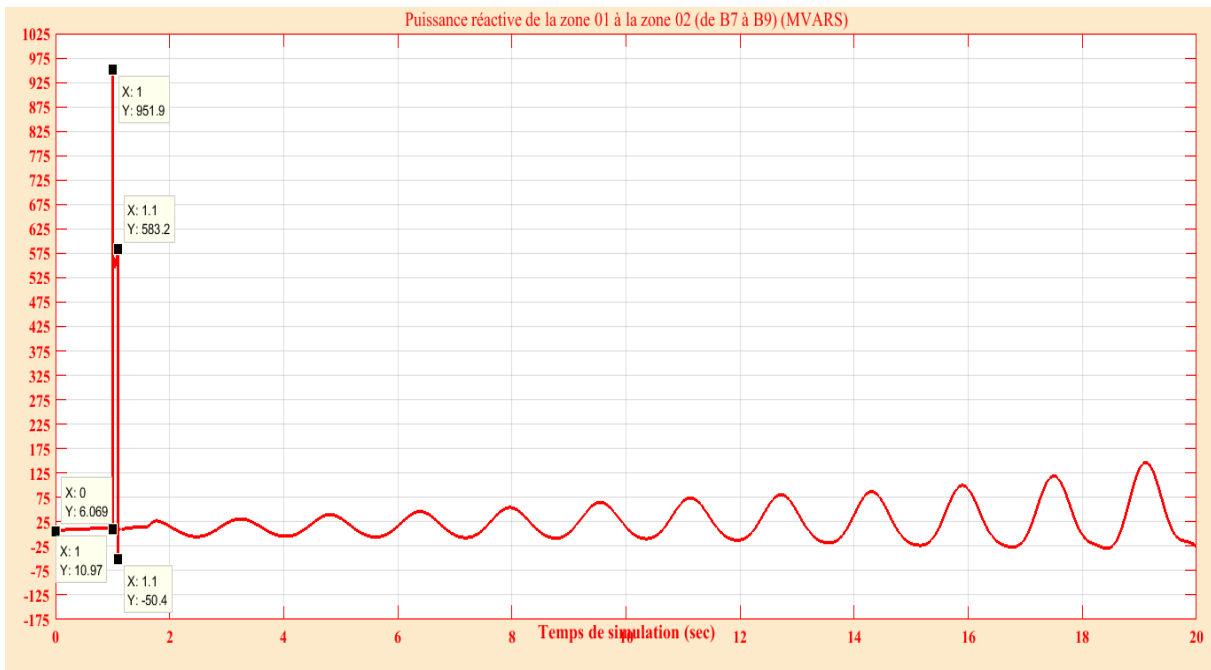


Figure 30. Puissance réactive de la zone 01 à la zone 02\_SER1

### IV.3 Réseau test-SER1 avec insertion des MB-PSS

Pour le troisième test, des PSS de type multi-band sont installés au niveau de chaque générateur du réseau avec présence de sources d'énergie renouvelable, et les courbes des puissances actives et des puissances réactives transmises entre la zone 01 et la zone 02, ainsi que les tensions retenues au niveau de chaque zone sont schématisées dans les figures suivantes.

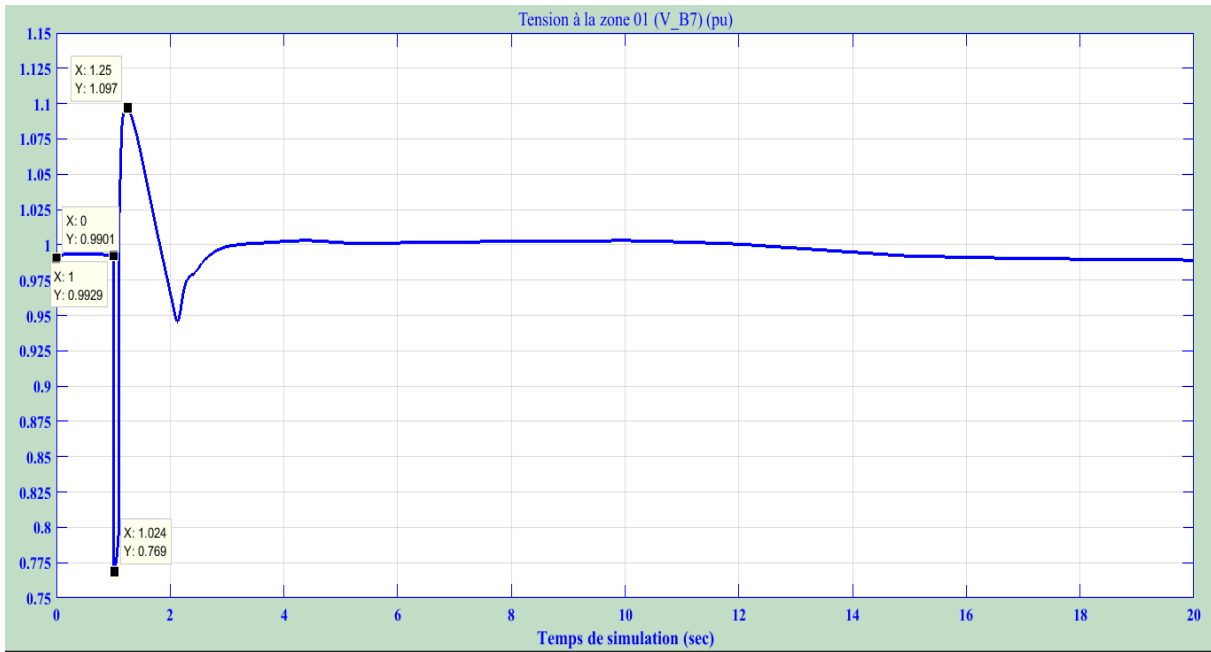


Figure 31. Tension à la zone 01 (V\_B7)\_SER1\_MB PSS

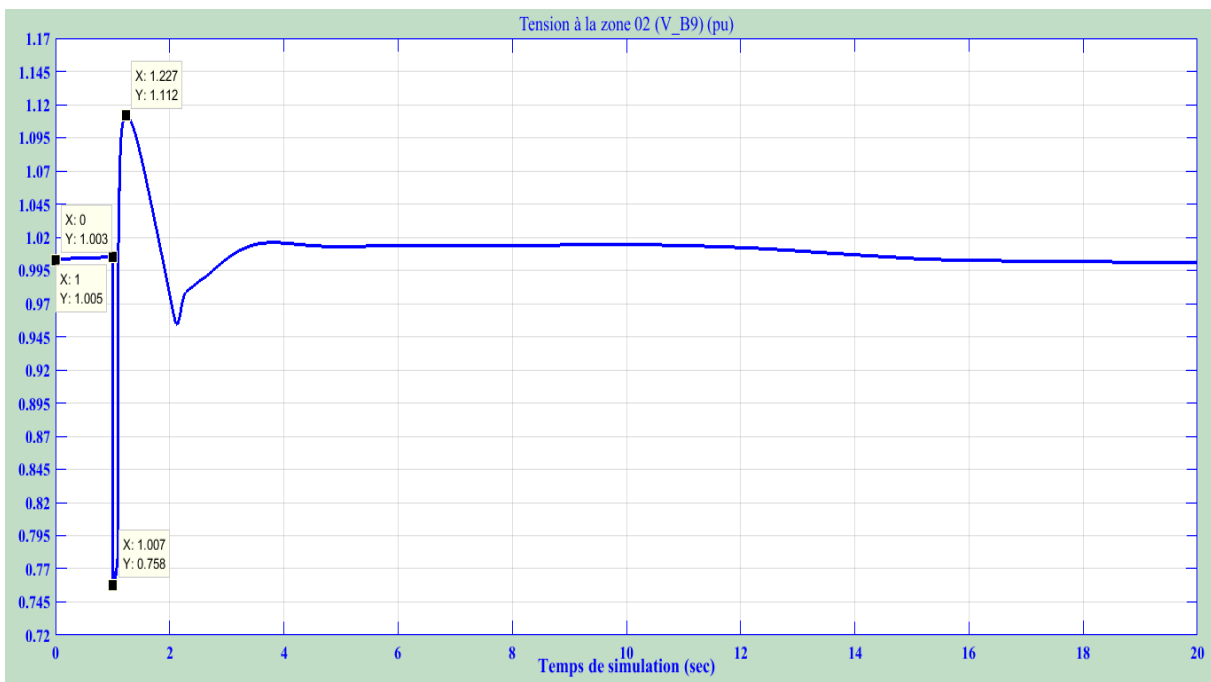


Figure 32. Tension à la zone 02 (V\_B9)\_SER1\_MB-PSS

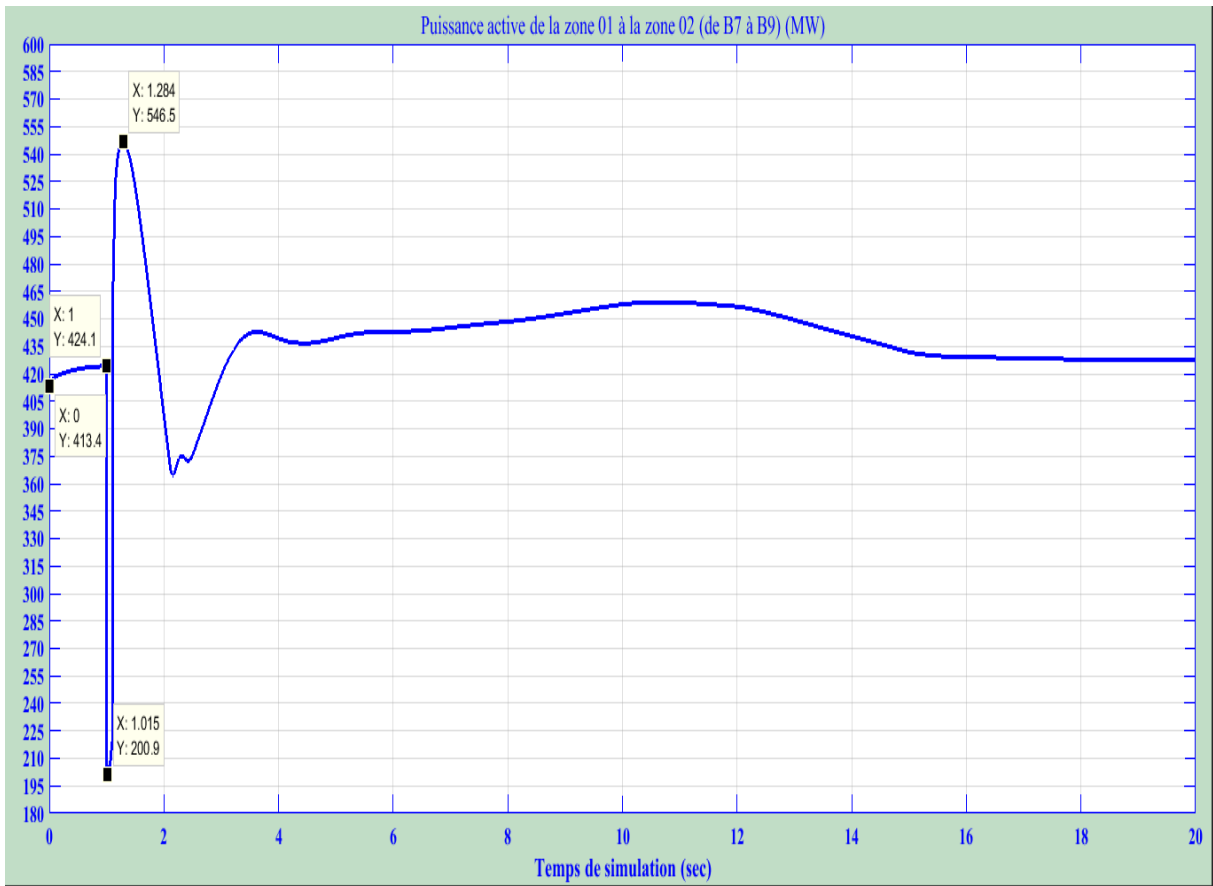


Figure 33. Puissance active de la zone 01 à la zone 02 (de B7 à B9)\_SER1\_MB-PSS

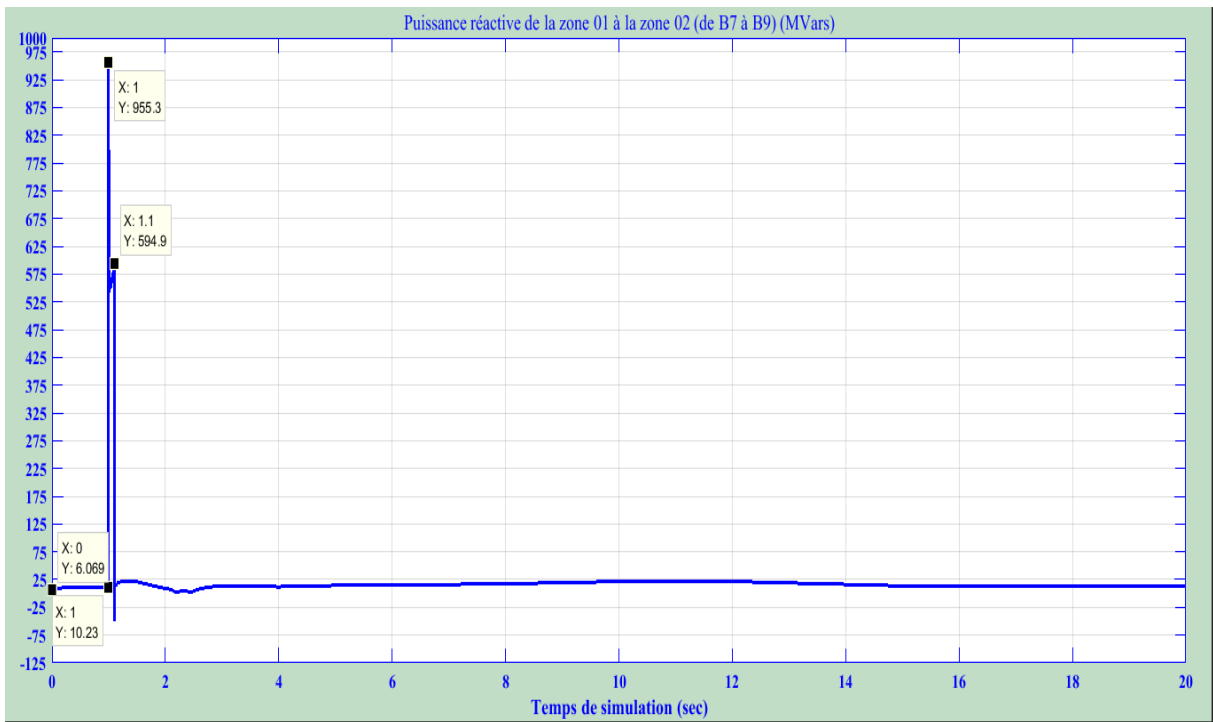


Figure 34. Puissance réactive de la zone 01 à la zone 02 ( De B7 à B9)\_SER1\_MB-PSS

IV.4 Réseau test-SER1-MBPSS avec insertion des HPFC

▪ HPFC (SSSC-SVC) SSSC-SVC :

Le réseau test-SER1-MBPSS dans le quatrième test est soumis, en premier lieu, à un HPFC ( le HPFC (SSSC-SVC)), connecté au milieu de la ligne de transmission, et qui utilise les modèles de phase de deux compresseurs statiques synchrones en série (SSSC) reliés en série, et en shunt avec un compensateur statique de tension (SVC), tel qu'indiqué dans la Figure 35 :

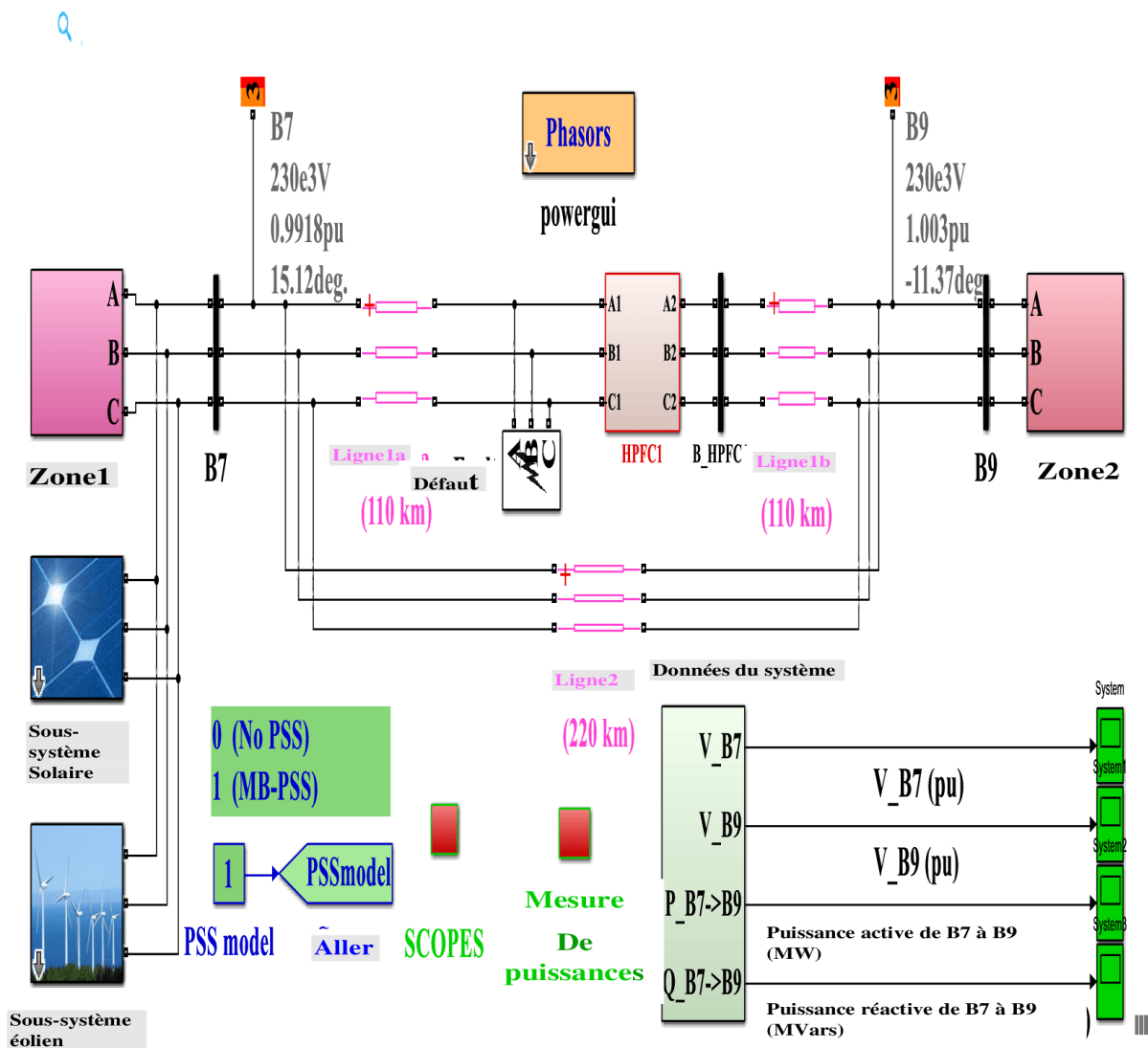


Figure 35. Modèle basé sur MATLAB/SIMULINK du système électrique de Kundur équipé de SER1+ HPFC (SSSC-SVC) + MB-PSS

Les courbes jointes à la source solaire et à la source éolienne sont exploitées ci-dessous :

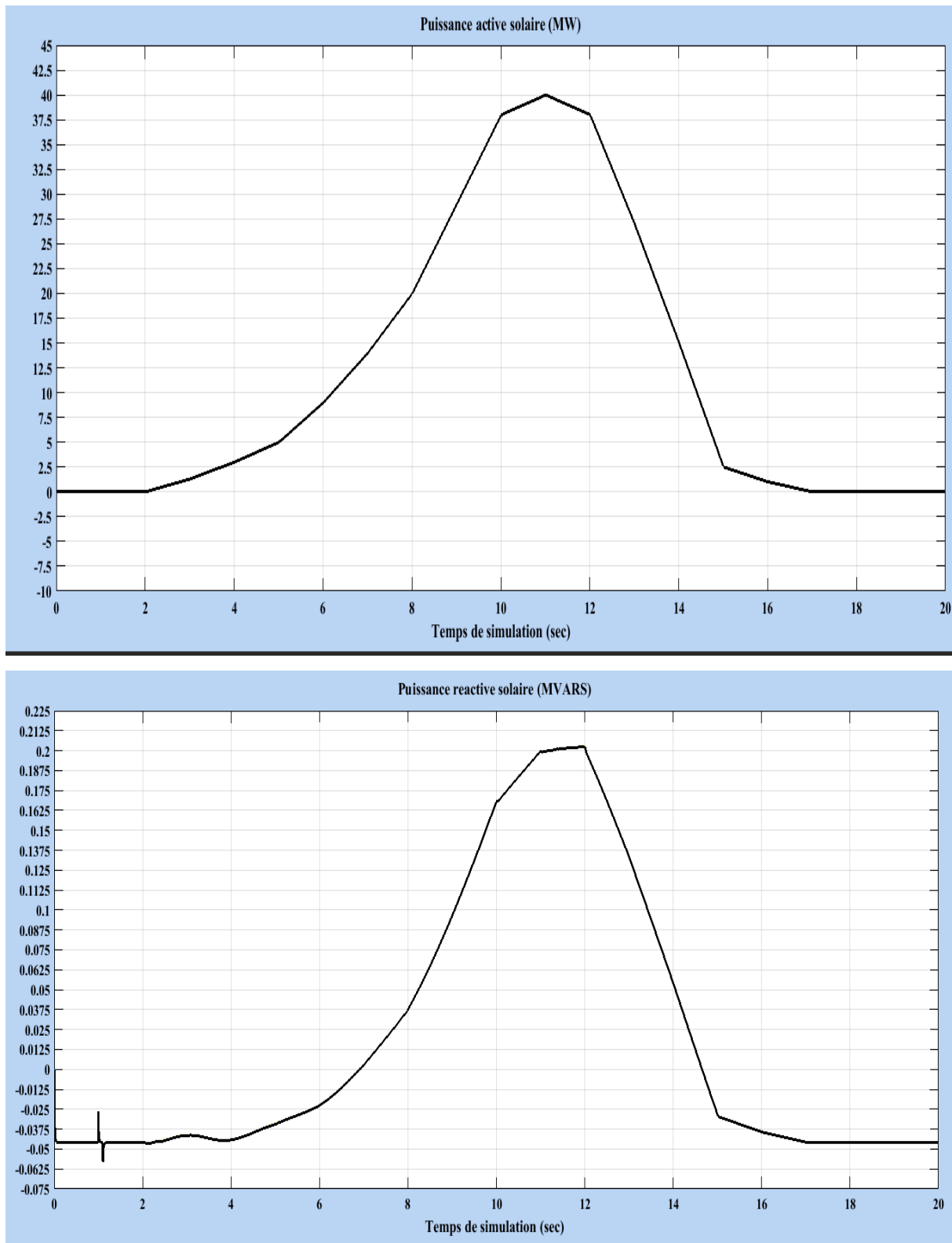


Figure 36. Propriétés solaires dans le système Kundur sans MB-PSS ni HPFC (SSSC-SVC)



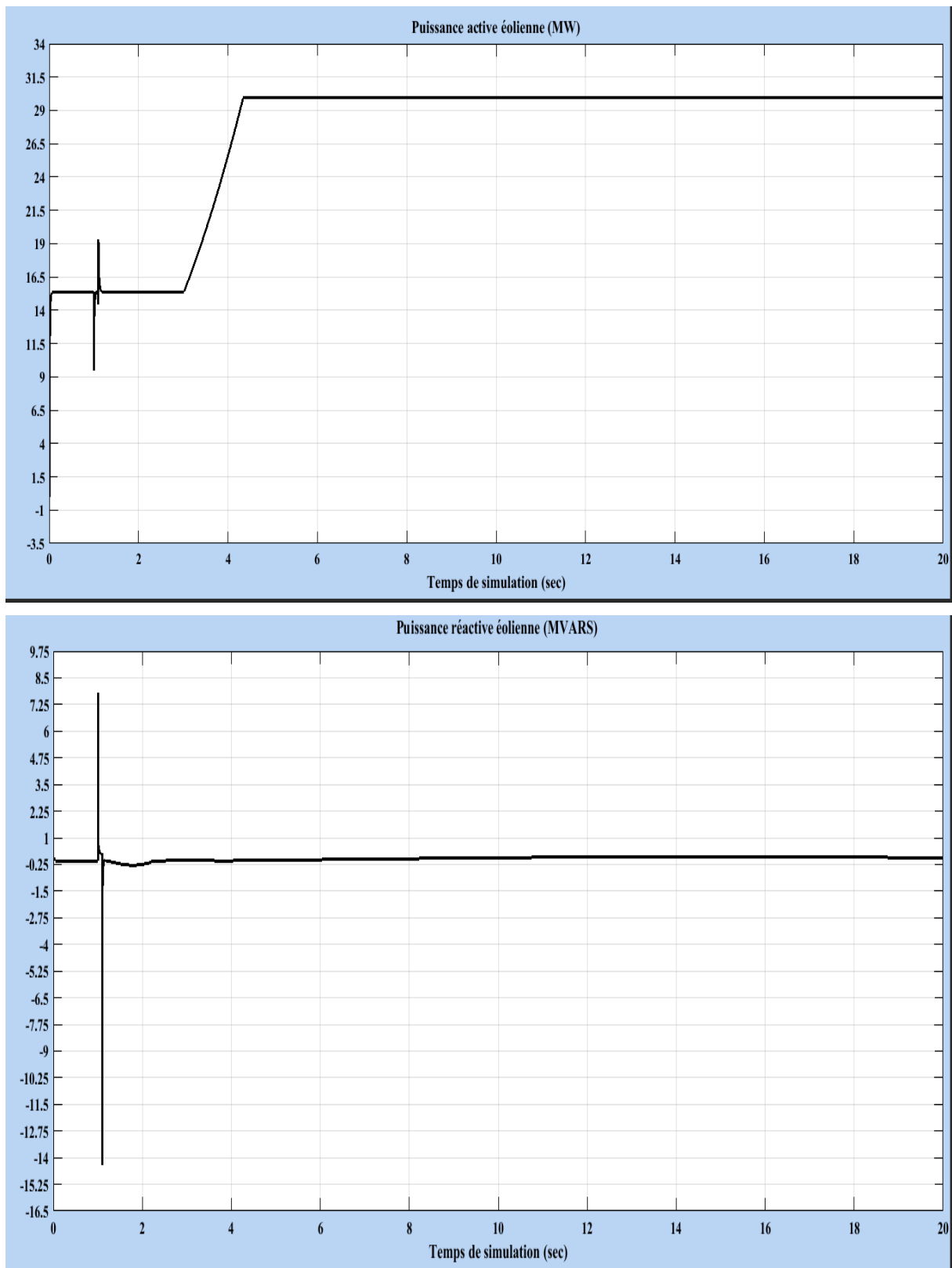


Figure 37. Propriétés éoliennes dans le système Kundur sans MB-PSS ni HPFC (SSSC-SVC)

Les mêmes courbes des puissances actives et des puissances réactives transmises entre la zone 01 et la zone 02, et des tensions retenues au niveau de chaque zone sont présentées dans les figures suivantes.

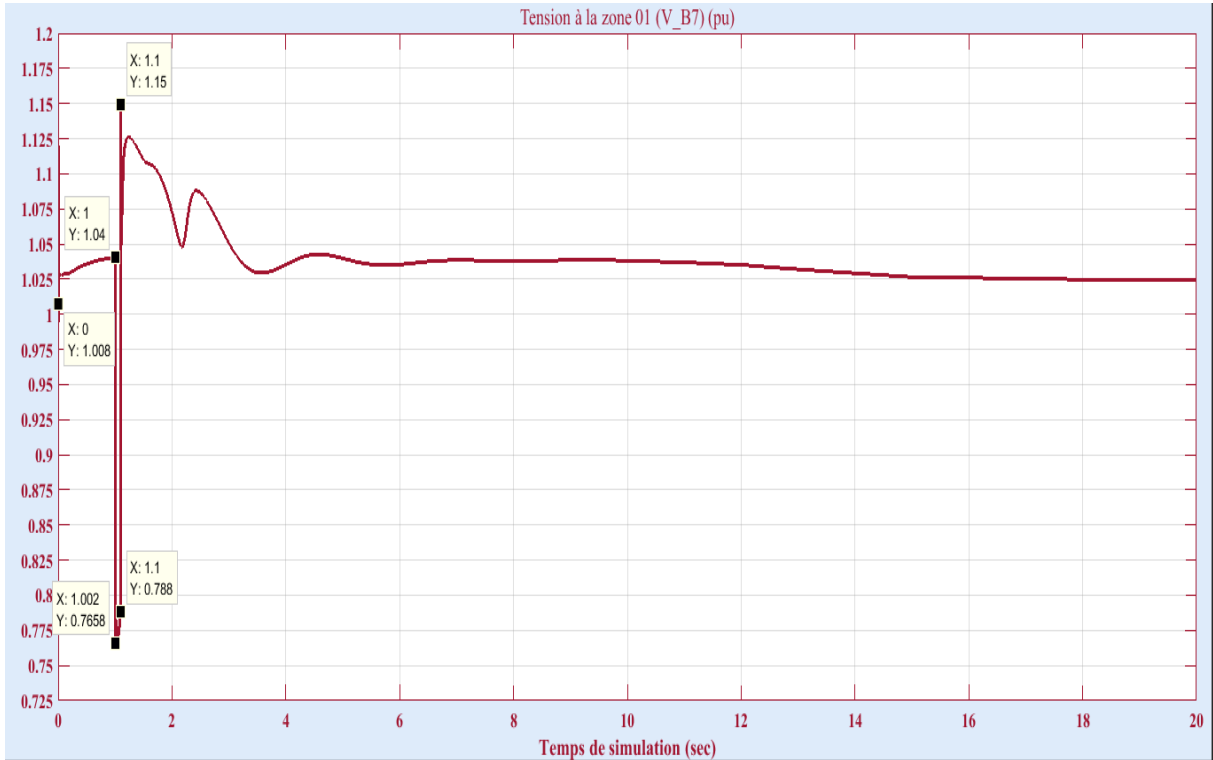


Figure 38. Tension à la zone 01 (V\_B7) \_SER1\_MB-PSS\_HPFC (SSSC-SVC)

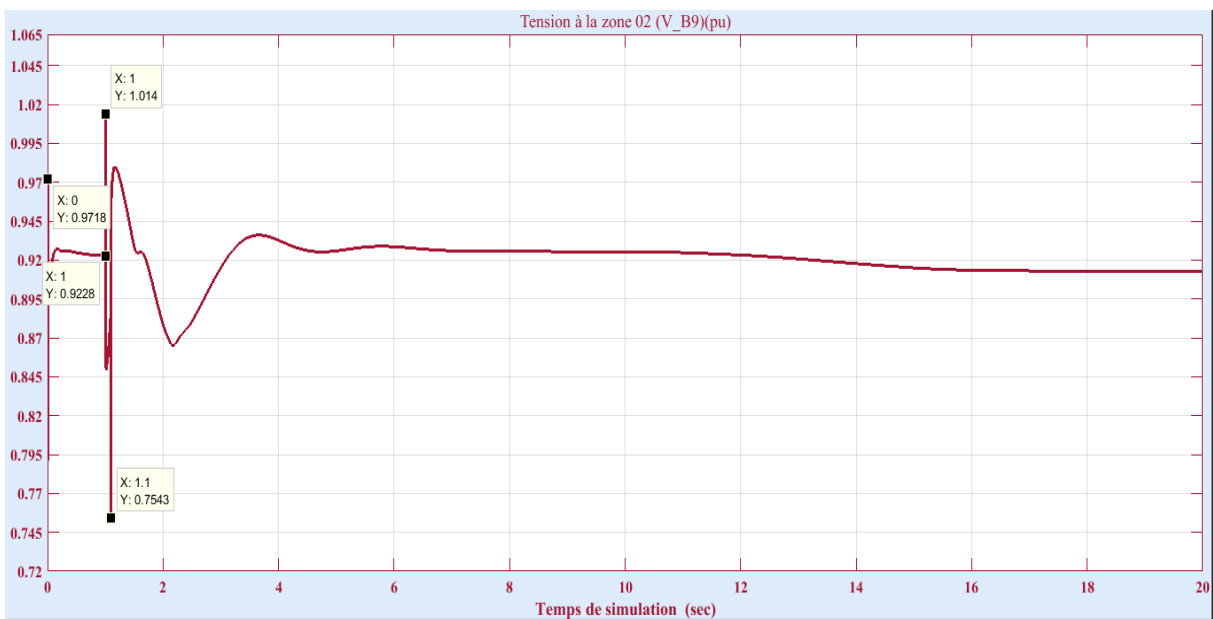


Figure 39. Tension à la zone 02 (V\_B9) \_SER1\_MB-PSS\_HPFC (SSSC-SVC)

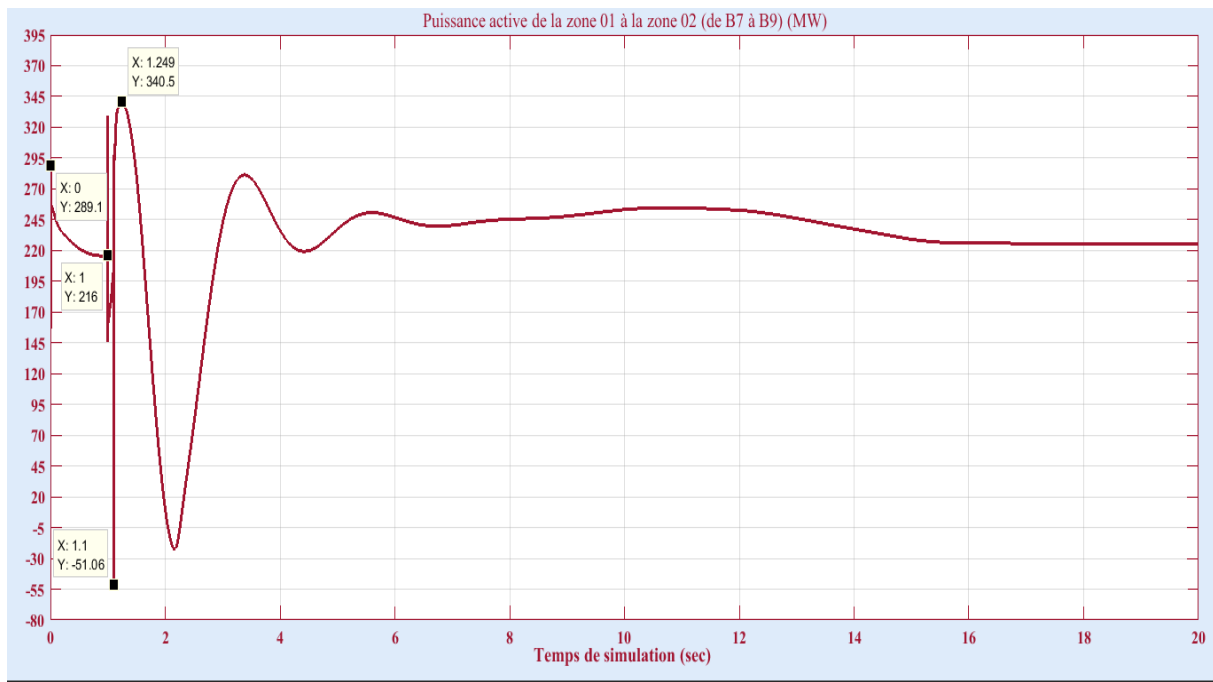


Figure 40. Puissance active de la zone 01 à la zone 02 (de B7 à B9)\_SER1\_MB-PSS\_HPFC (SSSC-SVC)

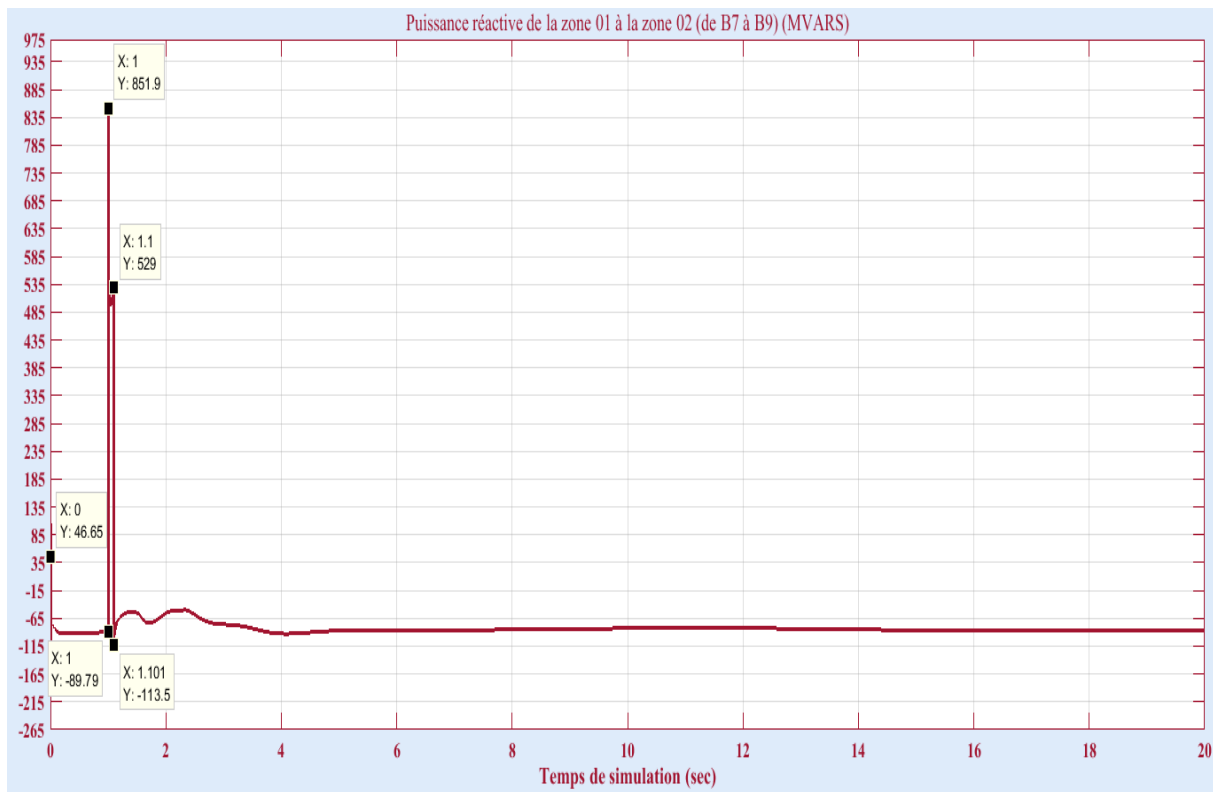


Figure 41. Puissance réactive de la zone 01 à la zone 02 (de B7 à B9)\_SER1\_MB-PSS\_HPFC (SSSC-SVC)

▪ **HPFC (TCSC-STATCOM) TCSC-STATCOM :**

Le réseau test-SER1-MBPSS est ultérieurement soumis à un deuxième HPFC (HPFC (TCSC-STATCOM)) est appliqué au système, et qui composé de deux compensateurs statiques shunt (STATCOM), connectés par un compensateur série contrôlé par Thyristor (TCSC) à travers un transformateur de couplage dans une liaison CC commune, tel qu'indiqué dans la Figure 42 ci-dessous :

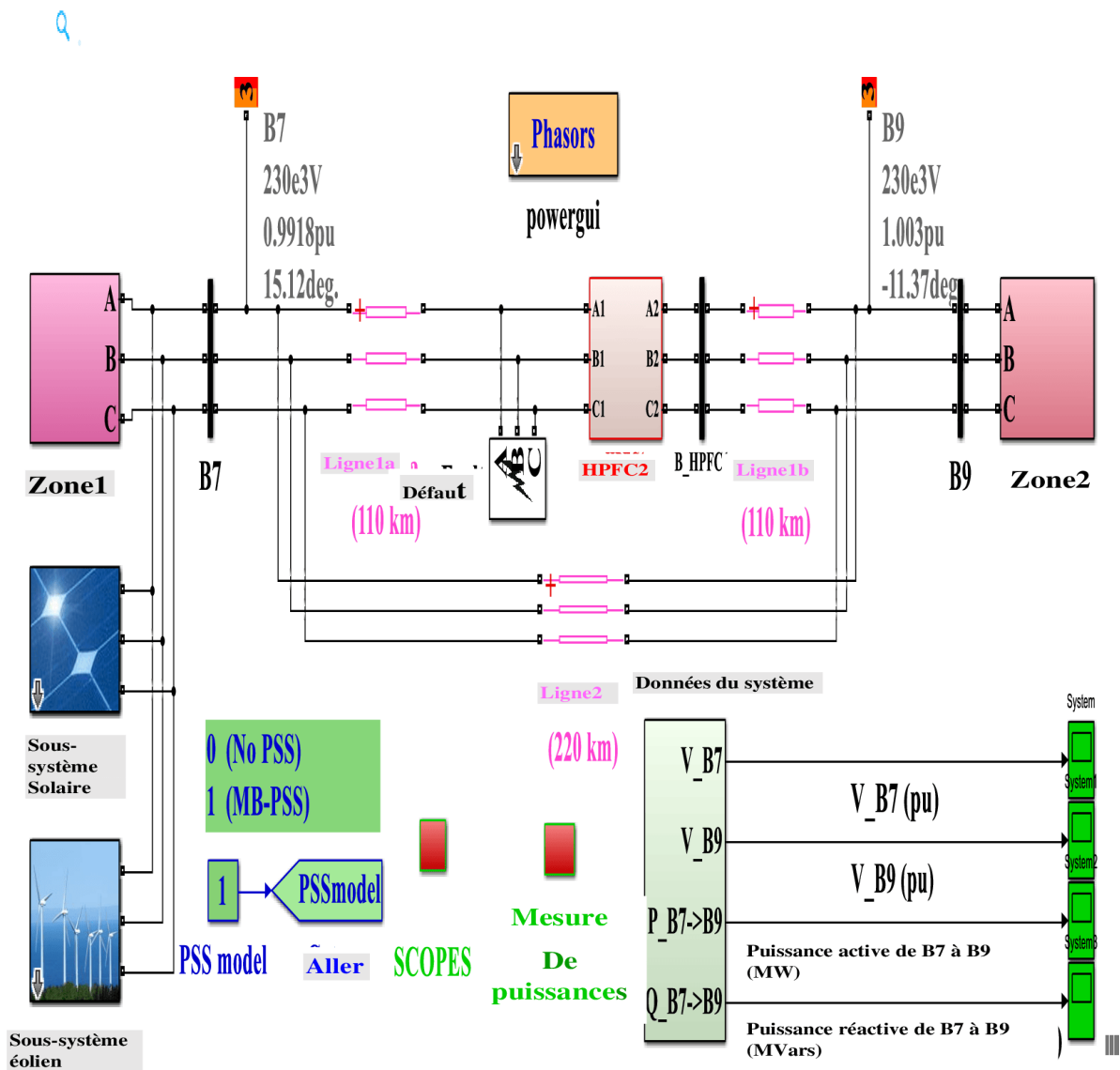


Figure 42. Modèle basé sur MATLAB/Simulink du système électrique de Kundur équipé de HPFC (TCSC-STATCOM) + MB-PSS

Les courbes jointes à la source solaire et à la source éolienne sont exploitées ci-dessous :

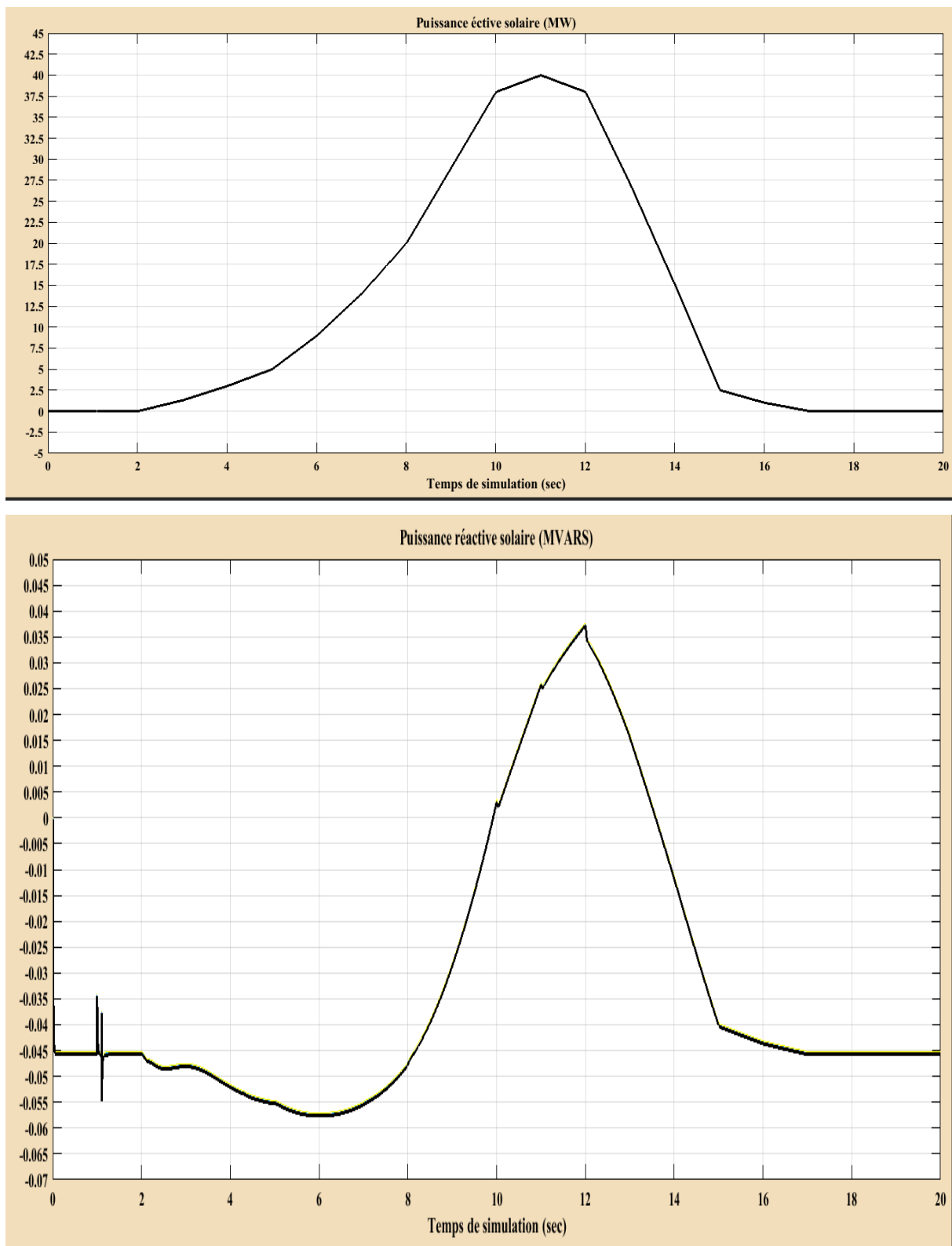


Figure 43. Propriétés solaires dans le système Kundur avec MB-PSS + HPFC (TCSC-STATCOM)

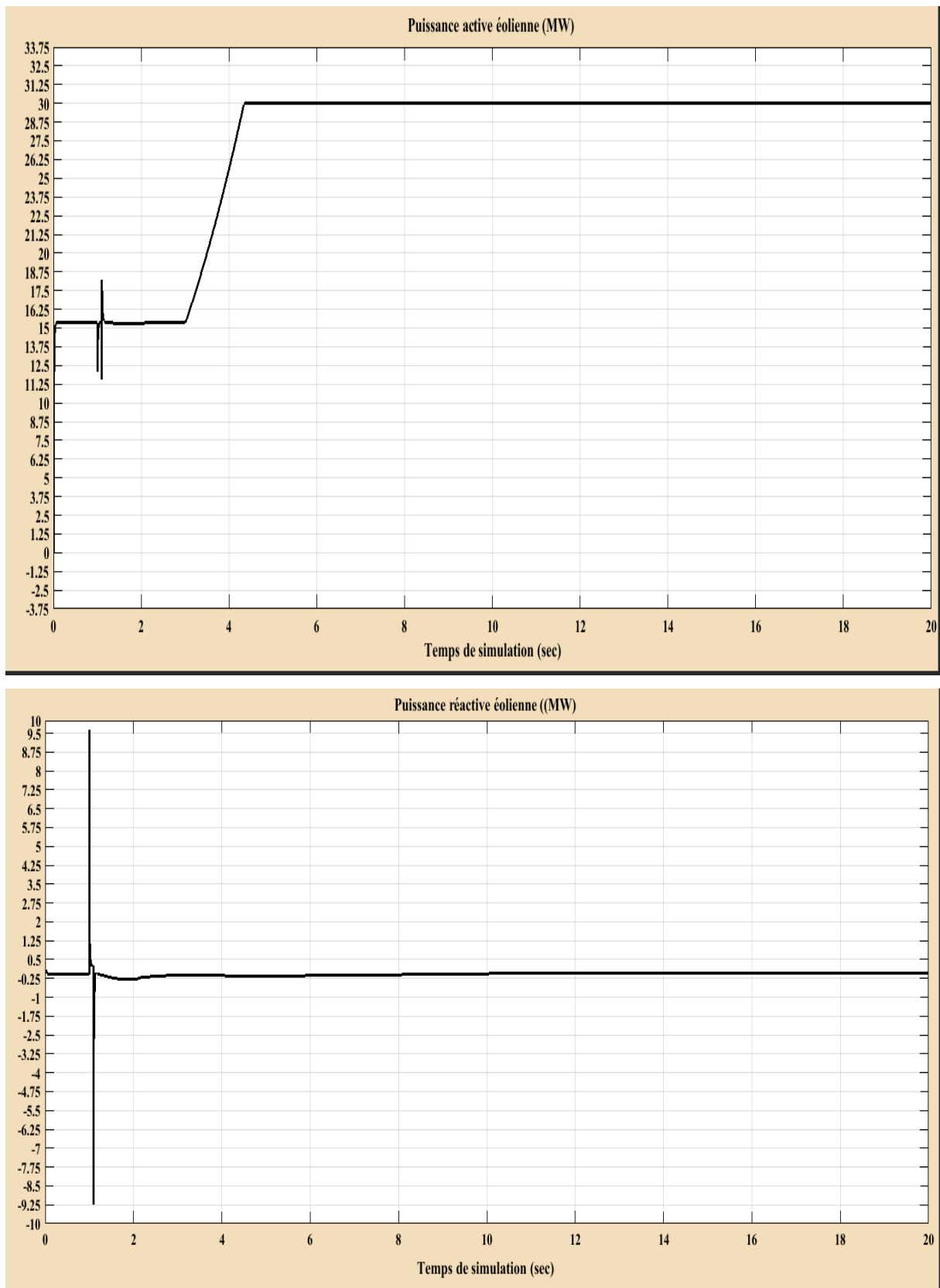


Figure 44. Propriétés éoliennes dans le système Kundur avec MB-PSS + HPFC (TCSC-STATCOM)

Les mêmes courbes des puissances actives et des puissances réactives transmises entre la zone 01 et la zone 02, et des tensions retenues au niveau de chaque zone sont présentées dans les figures suivantes.

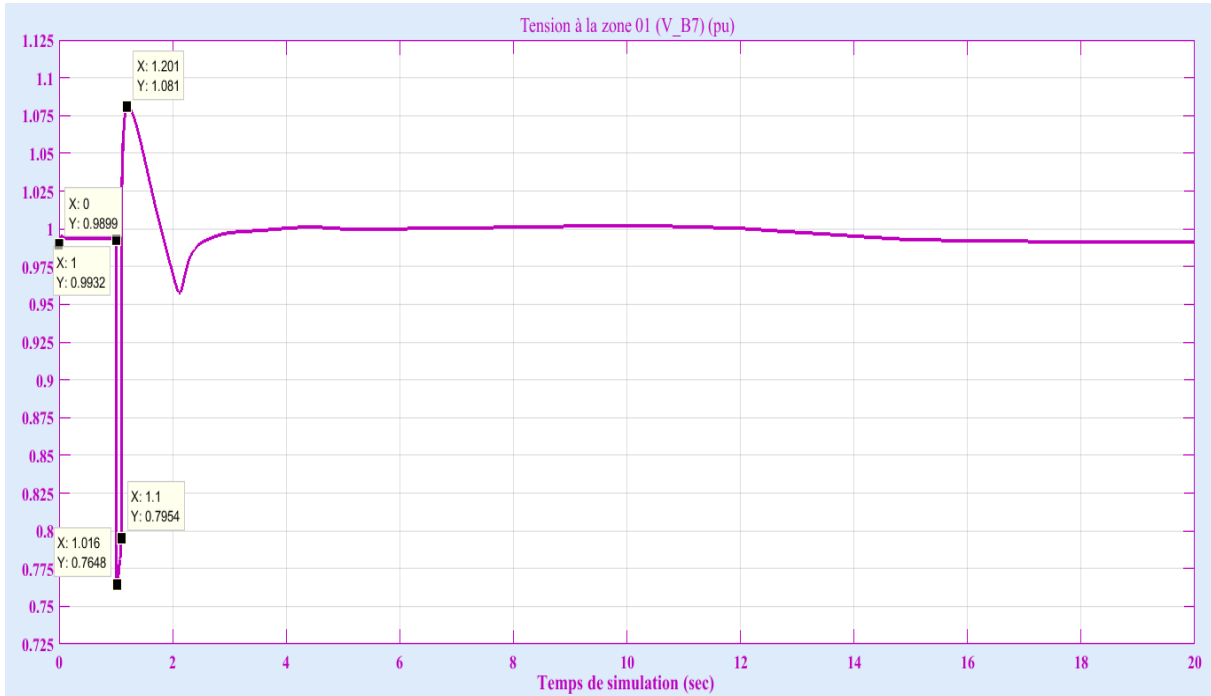


Figure 45. Tension à la zone 01 (V\_B7) \_SER1\_ MB-PSS\_ HPFC (TCSC-STATCOM)

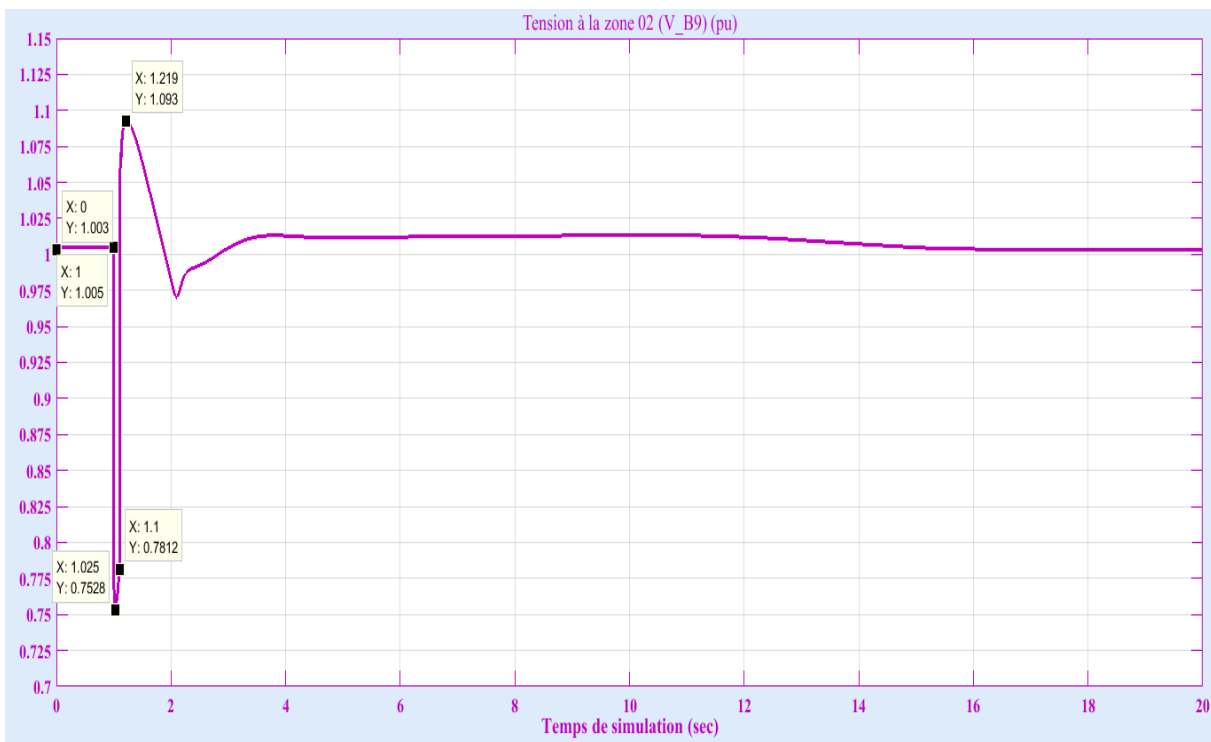


Figure 46. Tension à la zone 02 (V\_B9)\_SER1\_ MB-PSS\_ HPFC (TCSC-STATCOM)

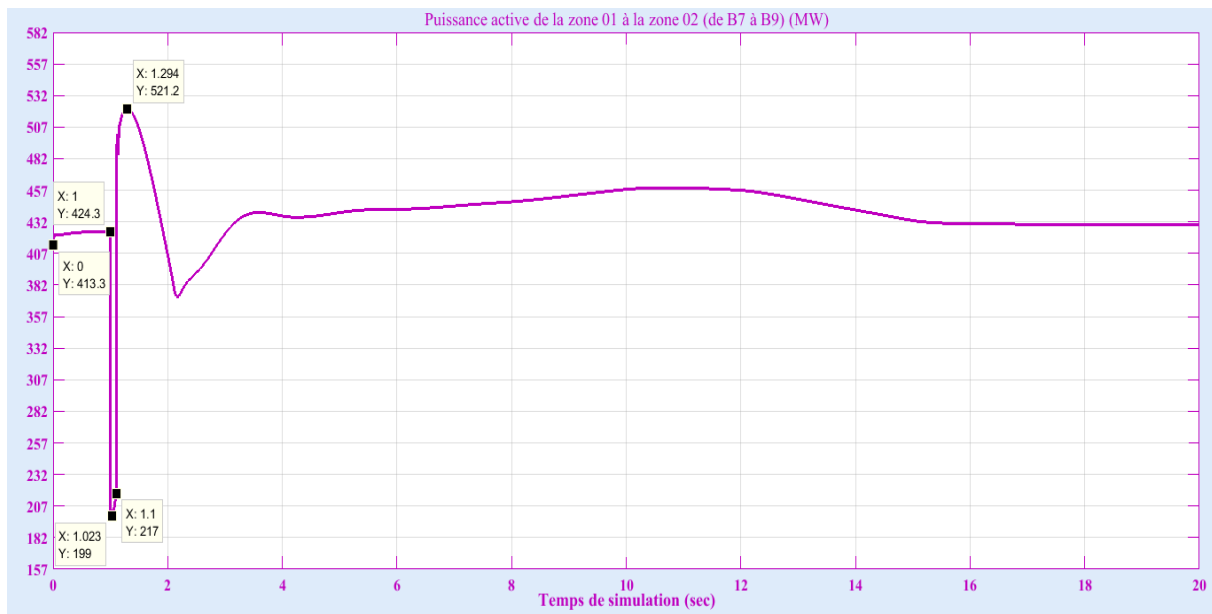


Figure 47. Puissance active de la zone 01 à la zone 02 (de B7 à B9)\_SER1\_MB-PSS\_HPFC (TCSC-STATCOM)

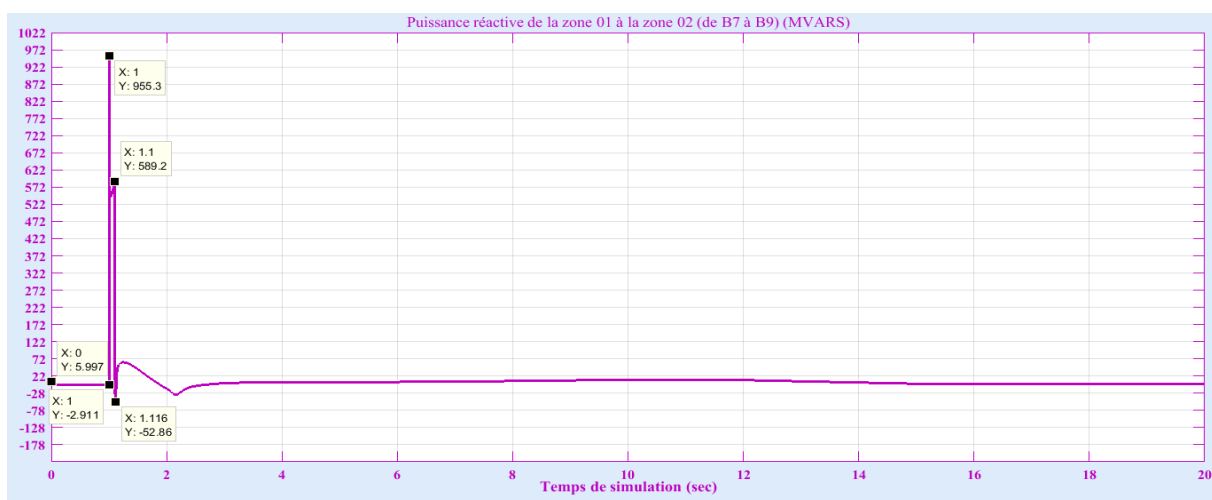


Figure 48. Puissance réactive de la zone 01 à la zone 02 (de B7 à B9)\_SER1\_MB-PSS\_HPFC (TCSC-STATCOM)

## V Applications de l'essai 02 (SER2)

Vu que le vent est une source très fluctuante, on a procédé à un deuxième essai où les données des nouvelles sources solaires et éoliennes sont réelles. L'éolienne est sollicitée par des vents de différentes vitesses oscillant de 1.54 m/s à 4.63 m/s avec une puissance nominale de 30 watts, pendant la saison hivernale à Toronto au Canada (Valeurs réelles des vitesses du vent enregistrées le 13 décembre 2022 de 09h du matin à 16h) [111]. Dans les mêmes conditions, les radiations solaires varient de 60 watt/m<sup>2</sup> à une valeur maximale de 358 watt/m<sup>2</sup> [112] comme le montre les données suivantes.



Météo historique pour Toronto p x Solar radiation in Toronto (Cana: x +

fr.weatherspark.com/h/d/19863/2022/12/13/Météo-historique-le-mardi-13-décembre-2022-à-Toronto-Canada

Heure	Temp.	Alt.	Vent	Vis.	Couverture nuageuse
Brut: CYYZ 131800Z 01003KT 15SM FEW230 M01/M10 A3036 RMK C11 SLP294					
14:00	-1 °C	1 027 mbar	5,56 km/h, N	24,1 km	Dégagé dans l'ensemble (7 010 m)
Locale: 14:00, mar. 13 déc. 2022 UTC: 19:00, mar. 13 déc. 2022 Source: Fichiers cycliques Pt de rosée: -9 °C Brut: CYYZ 131900Z 35003KT 330V050 15SM FEW230 M01/M09 A3034 RMK C11 SLP287					
15:00	-1 °C	1 028 mbar	13,0 km/h, NO	24,1 km	Dégagé dans l'ensemble (7 620 m)
Locale: 15:00, mar. 13 déc. 2022 UTC: 20:00, mar. 13 déc. 2022 Source: Fichiers cycliques Pt de rosée: -9 °C Brut: CYYZ 132000Z 33007KT 15SM FEW250 M01/M09 A3035 RMK C12 SLP288					
16:00	-2 °C	1 027 mbar	16,7 km/h, NO	24,1 km	Partiellement nuageux (7 010 m)
Locale: 16:00, mar. 13 déc. 2022 UTC: 21:00, mar. 13 déc. 2022 Source: Fichiers cycliques Pt de rosée: -10 °C Autres couches nuageuses: Dégagé dans l'ensemble (5 486 m) Brut: CYYZ 132100Z 32009KT 15SM FEW180 SCT230 M02/M10 A3034 RMK AC2C12 SLP287					
17:00	-3 °C	1 028 mbar	13,0 km/h, NO	24,1 km	Partiellement nuageux (7 010 m)
Locale: 17:00, mar. 13 déc. 2022 UTC: 22:00, mar. 13 déc. 2022 Source: Fichiers cycliques Pt de rosée: -10 °C Brut: CYYZ 132200Z 33007KT 15SM SCT230 M03/M10 A3035 RMK C13 SLP289					
18:00	-3 °C	1 028 mbar	13,0 km/h, N	24,1 km	Dégagé dans l'ensemble (7 010 m)
Locale: 18:00, mar. 13 déc. 2022 UTC: 23:00, mar. 13 déc. 2022 Source: Fichiers cycliques Pt de rosée: -10 °C Brut: CYYZ 132300Z 33007KT 15SM SCT230 M03/M10 A3035 RMK C13 SLP289					

Trouver ville ou aéroport

Toronto  
Ontario, Canada

Aujourd'hui Hier

1950 1960 1970 1980 1990  
2000 2010 2020

2013 2014 2015 2016 2017  
2018 2019 2020 2021 2022

Printemps Été Automne Hiver

janv. févr. mars avr. mai  
juin juil. août sept. oct.  
nov. déc.

28 29 30 1 2 3 4  
5 6 7 8 9 10 11  
12 13 14 15 16 17 18  
19 20 21 22 23 24 25  
26 27 28 29 30 31 1

13°C 21:46 14/12/2022

---

Météo historique pour Toronto p x Solar radiation in Toronto (Cana: x +

fr.weatherspark.com/h/d/19863/2022/12/13/Météo-historique-le-mardi-13-décembre-2022-à-Toronto-Canada

Heure	Temp.	Alt.	Vent	Vis.	Couverture nuageuse
09:00	-7 °C	1 030 mbar	9,26 km/h, N	24,1 km	Dégagé dans l'ensemble (2 438 m)
Locale: 09:00, mar. 13 déc. 2022 UTC: 14:00, mar. 13 déc. 2022 Source: Fichiers cycliques Pt de rosée: -9 °C Brut: CYYZ 131400Z 36005KT 15SM FEW080 M07/M09 A3042 RMK AC1 AC TR SLP315					
10:00	-5 °C	1 030 mbar	7,41 km/h, NO	24,1 km	Dégagé dans l'ensemble (2 438 m)
Locale: 10:00, mar. 13 déc. 2022 UTC: 15:00, mar. 13 déc. 2022 Source: Fichiers cycliques Pt de rosée: -8 °C Brut: CYYZ 131500Z 32004KT 15SM FEW080 M05/M08 A3042 RMK AC1 AC TR SLP315					
11:00	-3 °C	1 030 mbar	9,26 km/h, NO	24,1 km	Dégagé dans l'ensemble (7 010 m)
Locale: 11:00, mar. 13 déc. 2022 UTC: 16:00, mar. 13 déc. 2022 Source: Fichiers cycliques Pt de rosée: -8 °C Brut: CYYZ 131600Z 32005KT 15SM FEW230 M03/M08 A3042 RMK C11 SLP313					
12:00	-2 °C	1 029 mbar	11,1 km/h, N	24,1 km	Dégagé dans l'ensemble (7 010 m)
Locale: 12:00, mar. 13 déc. 2022 UTC: 17:00, mar. 13 déc. 2022 Source: Fichiers cycliques Pt de rosée: -9 °C Brut: CYYZ 131700Z 01006KT 15SM FEW230 M02/M09 A3039 RMK C11 SLP304					
13:00	-1 °C	1 028 mbar	5,56 km/h, N	24,1 km	Dégagé dans l'ensemble (7 010 m)
Locale: 13:00, mar. 13 déc. 2022 UTC: 18:00, mar. 13 déc. 2022 Source: Fichiers cycliques Pt de rosée: -10 °C					

Trouver ville ou aéroport

Toronto  
Ontario, Canada

Aujourd'hui Hier

1950 1960 1970 1980 1990  
2000 2010 2020

2013 2014 2015 2016 2017  
2018 2019 2020 2021 2022

Printemps Été Automne Hiver

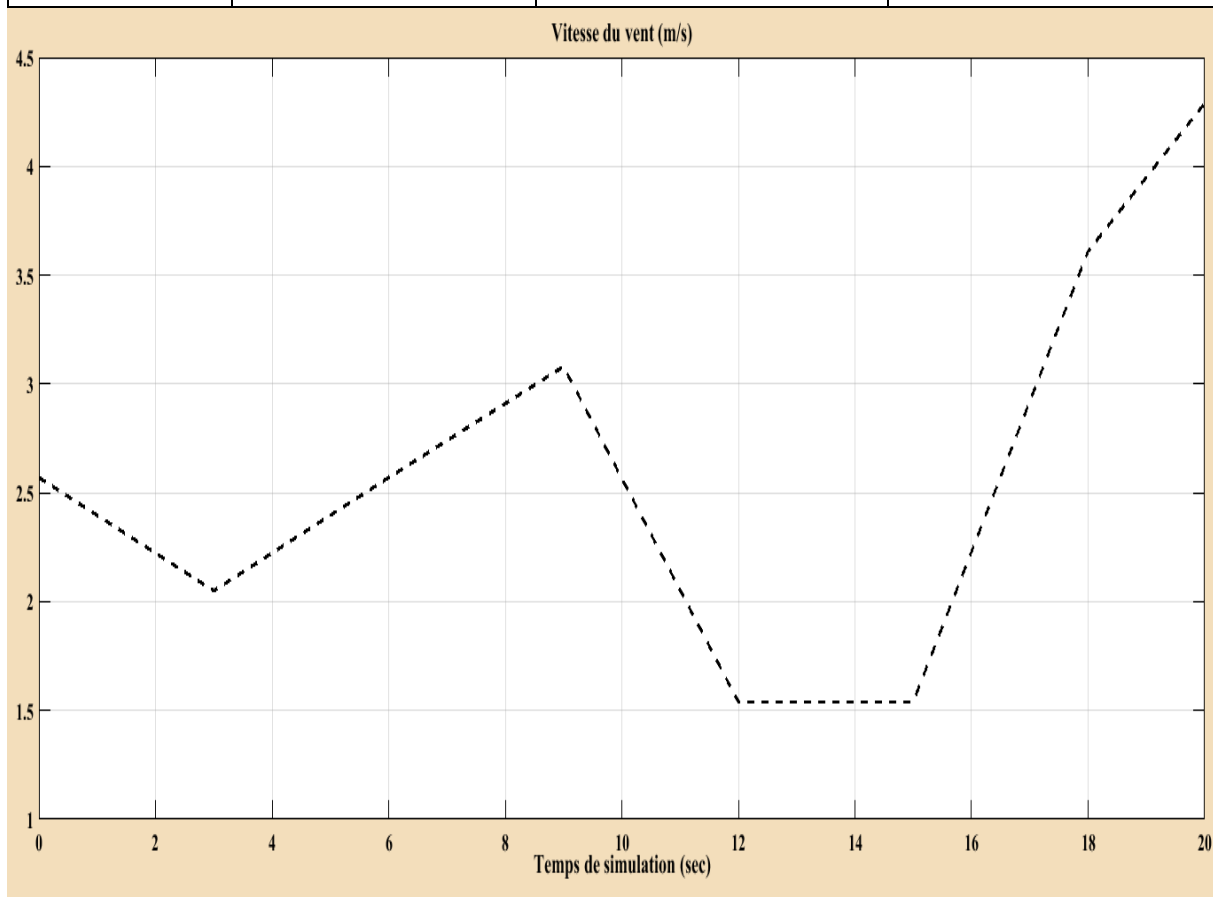
janv. févr. mars avr. mai  
juin juil. août sept. oct.  
nov. déc.

28 29 30 1 2 3 4  
5 6 7 8 9 10 11  
12 13 14 15 16 17 18  
19 20 21 22 23 24 25  
26 27 28 29 30 31 1

13°C 21:20 14/12/2022

Tableau 6. V

Temps réel (hr)	Temps de simulation (sec)	Irradiation solaire (watt/m <sup>2</sup> )	Vitesse du vent (m/s)
9	0	141	2.57
10	3	253	2.05
11	6	327	2.57
12	9	358	3.08
13	12	345	1.54
14	15	288	1.54
15	18	191	3.61
16	21	60	4.63



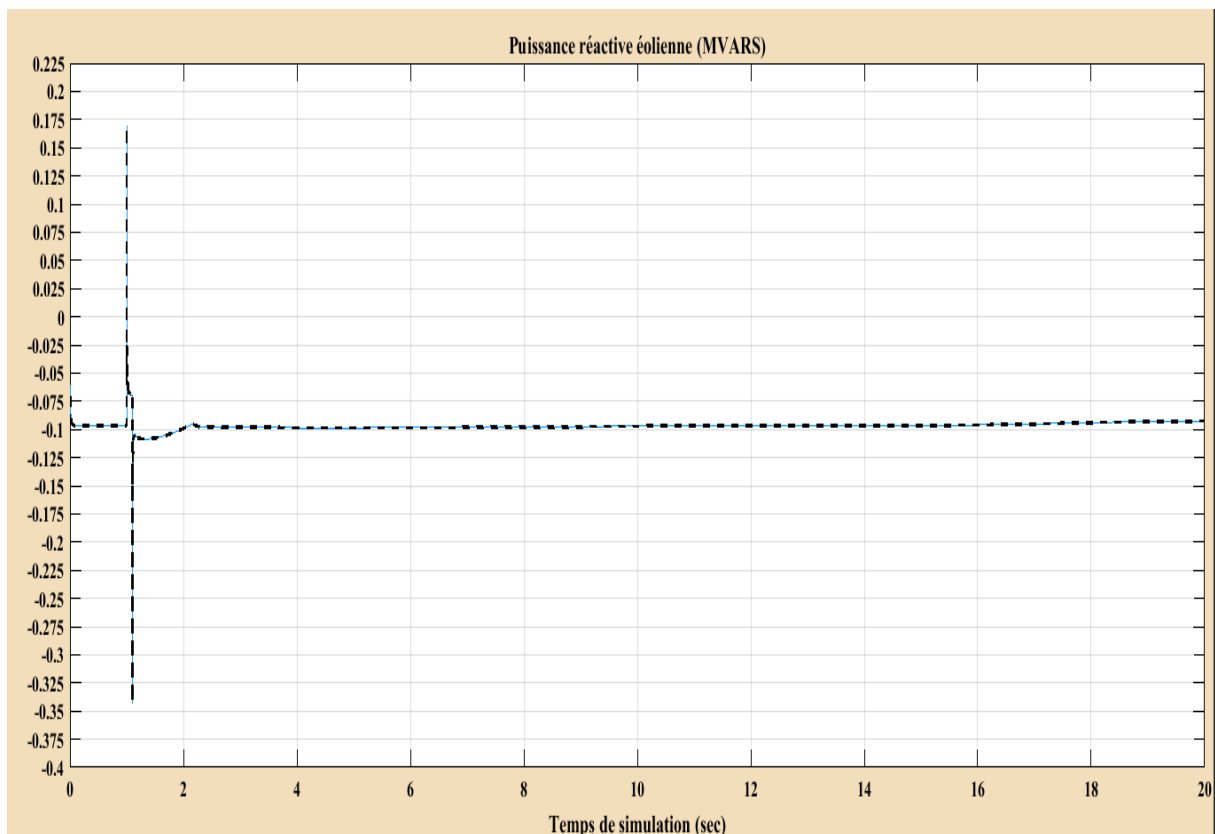
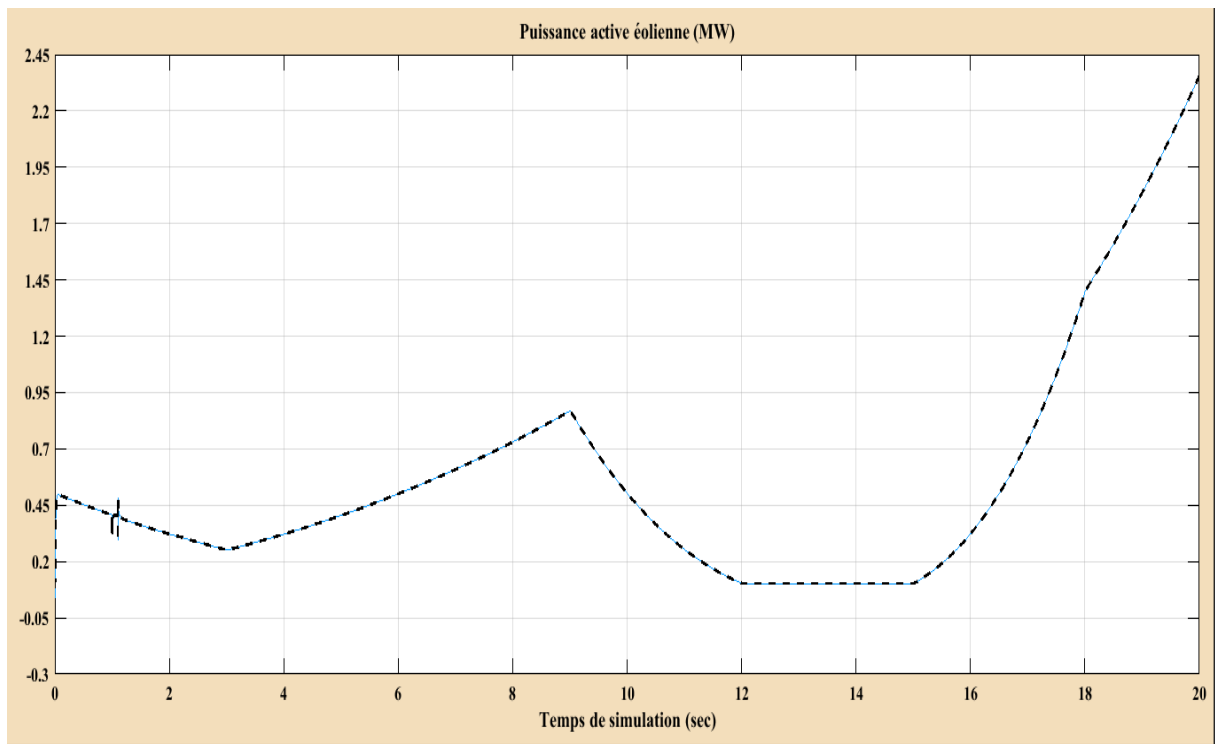


Figure 49. Courbes de la production éolienne prises pendant la saison d'hiver

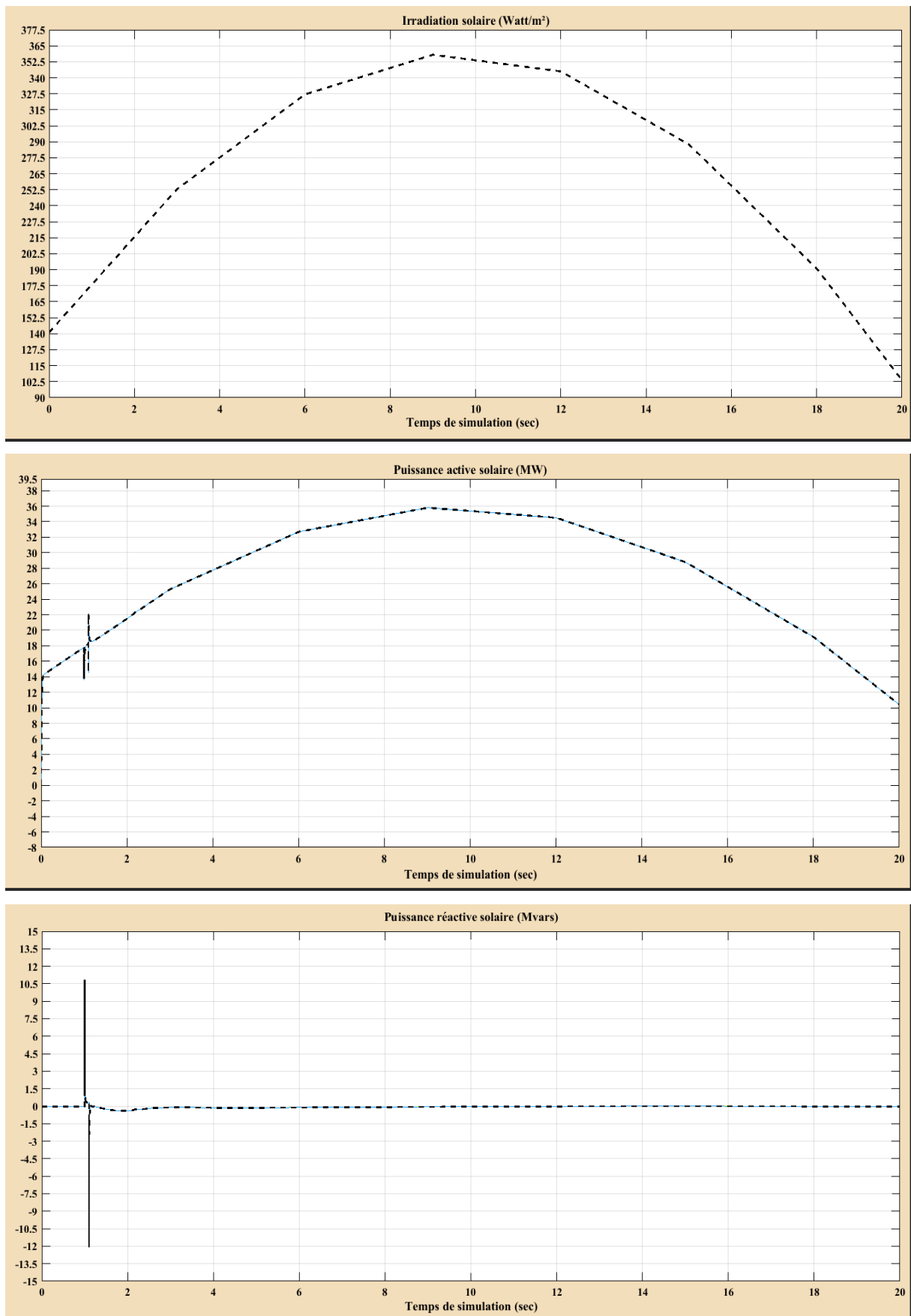


Figure 50. Courbes de la production solaire prises pendant la saison d'hiver

L'énergie éolienne peut être basée sur la fonction de distribution de probabilité de Weibull  $f_{(v)}(v)$ , avec un facteur de forme  $k$  et un facteur d'échelle  $c$ . La probabilité de vitesse du vent à une heure spécifiée est donnée dans l'équation (IV.11). [119]

$$f_{(v)}(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{(k-1)} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}, \quad 0 < v < \infty \quad (\text{IV.11})$$

La puissance  $P$  extraite par une éolienne, en Watts, est fonction de  $\rho$  la densité de l'air,  $A$  de la surface de la pale de l'éolienne,  $v$  de la vitesse du vent et  $C_p$  du coefficient de puissance. Les vitesses distinguées dans le système éolien sont la vitesse de démarrage  $v_{in}$ , la vitesse de coupure  $v_0$  et la vitesse nominale du système éolien  $v_n$  en m/s, comme dans l'équation (IV.12). [119]

$$\begin{cases} P = 0 & , \quad v < v_{in} \\ P = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \left( \frac{v - v_{in}}{v_r - v_{in}} \right) & , \quad v_{in} \leq v \leq v_r \\ P = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p & , \quad v_r \leq v \leq v_{out} \\ P = 0 & , \quad v > v_{out} \end{cases} \quad (\text{IV.12})$$

### V.1 Réseau test-SER2 en présence des MB-PSS

Les courbes des puissances actives et des puissances réactives transmises entre la zone 01 et la zone 02, ainsi que les tensions retenues au niveau de chaque zone sont schématisées dans les figures ci-dessous. Nous avons aussi procédé à simuler le réseau sous différentes valeurs de défauts pour déterminer le temps critique d'élimination du défaut  $T_{def}$  (Critical Fault Clearing Time CFCT), temps défini comme étant la durée maximale du défaut permettant au réseau de rester stable ou de retrouver un nouvel état d'équilibre [113], ainsi que le temps de perte de synchronisme s'il y'a lieu.

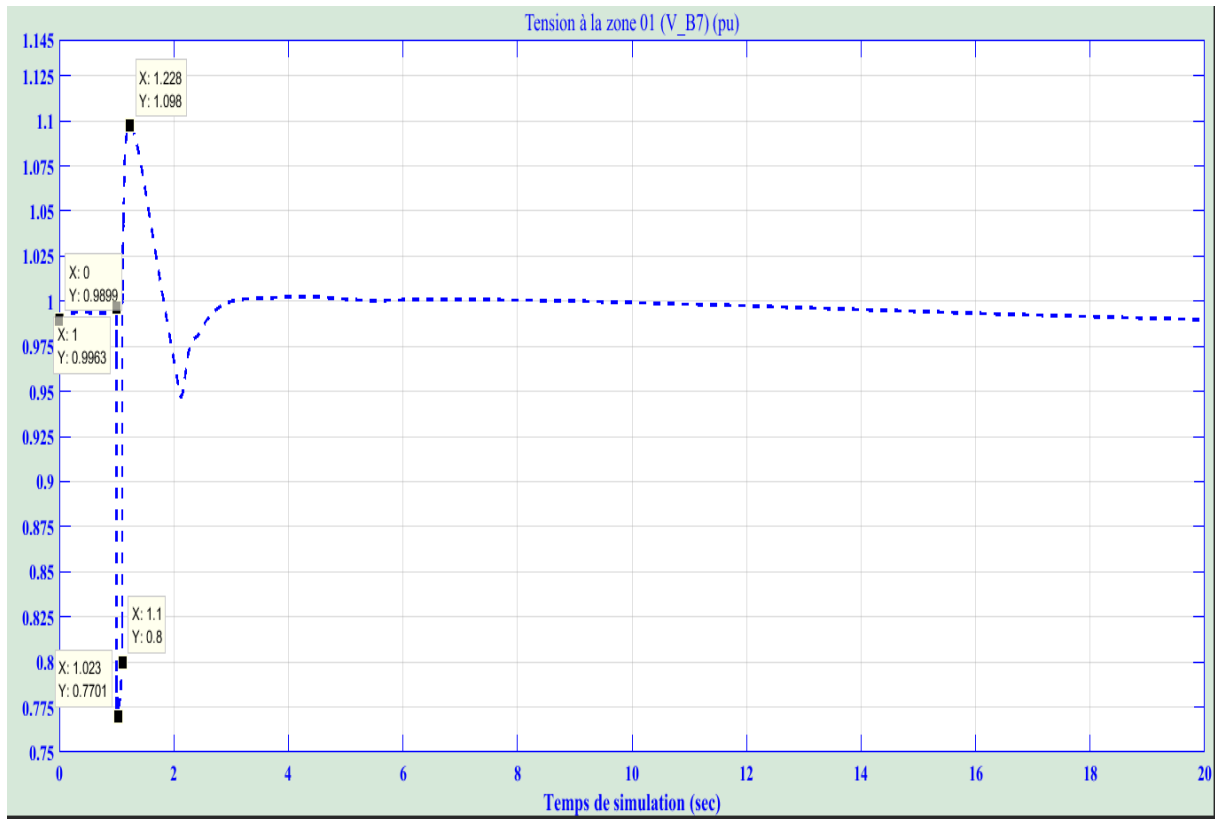


Figure 51. Tension à la zone 01 \_V\_B7)\_SER2\_MB-PSS\_NOHPFC

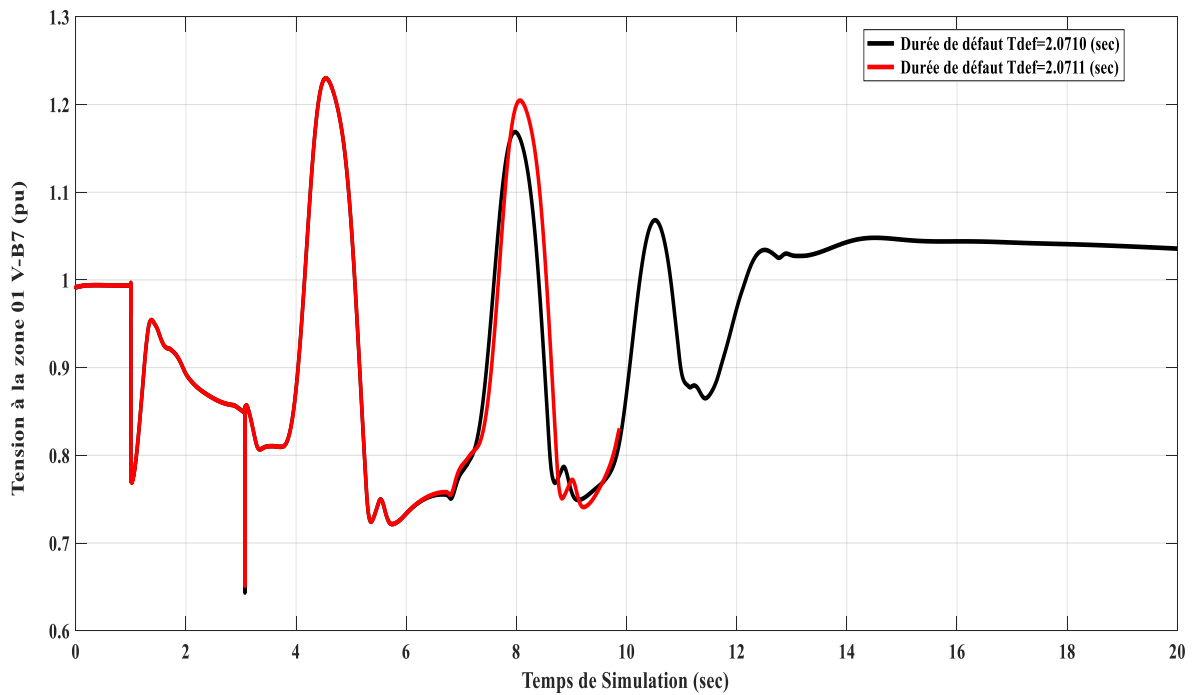


Figure 52. Tension à la zone 01 (V\_B7)\_SER2\_MB-PSS\_NOHPFC[(CFCT)+Perte de synchronisme]

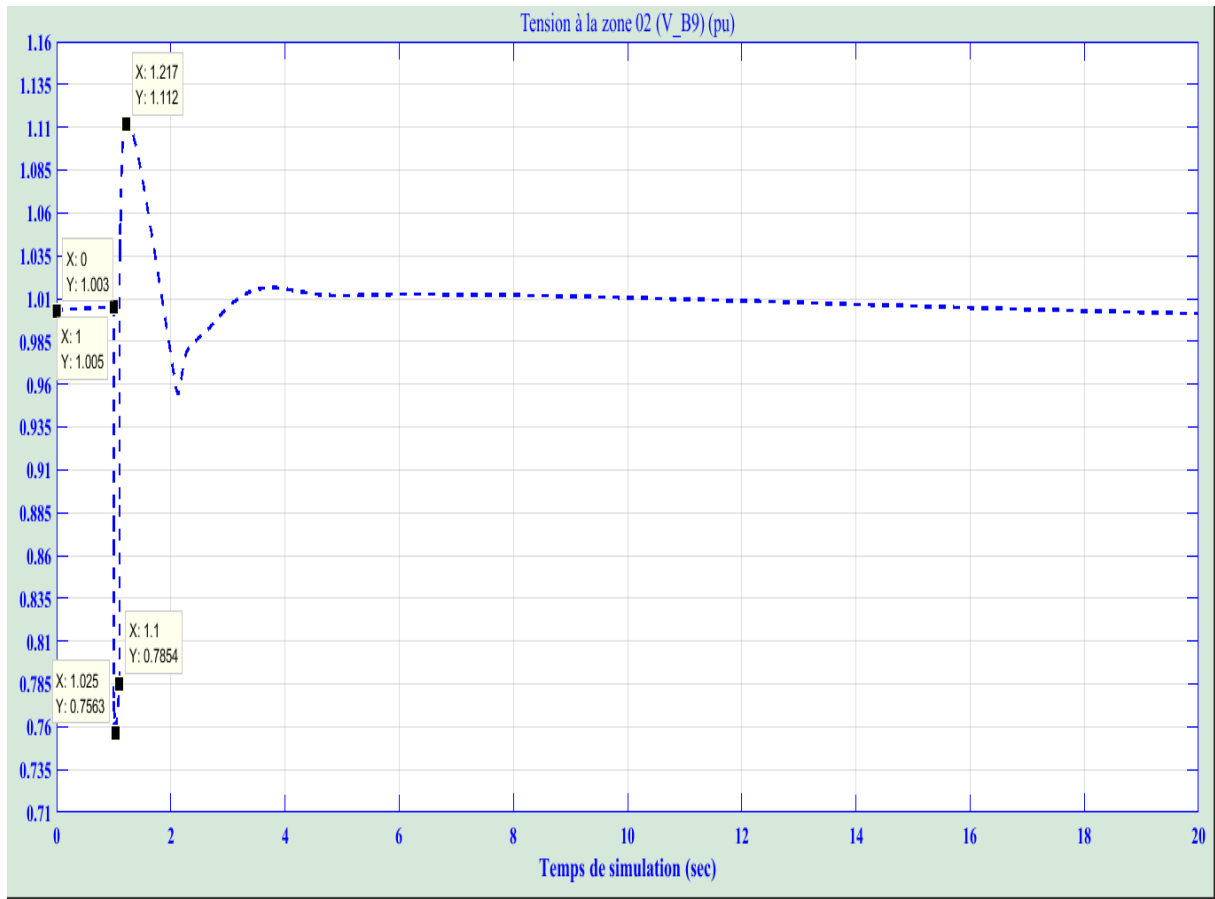


Figure 53. Tension à la zone 02 (V\_B9)\_SER2\_MB-PSS\_NOHPFC

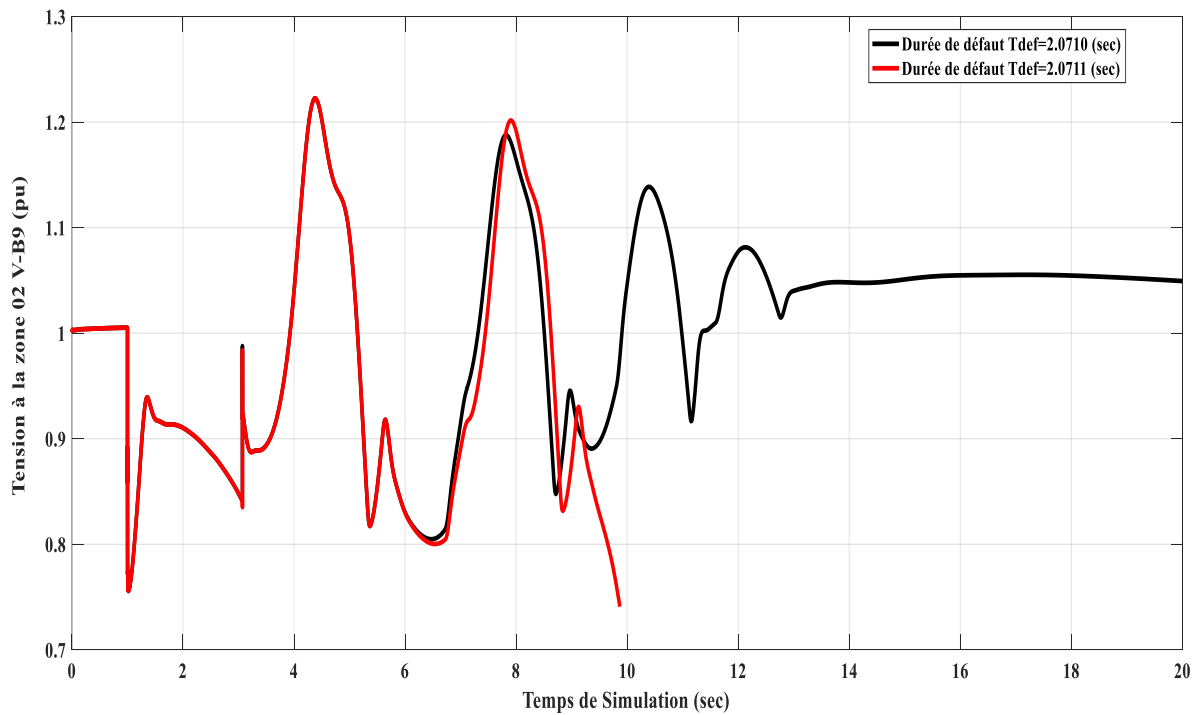


Figure 54. Tension à la zone 02 (V\_B9)\_SER2\_MB-PSS\_NOHPFC [(CFCT)=Perte de synchronisme]

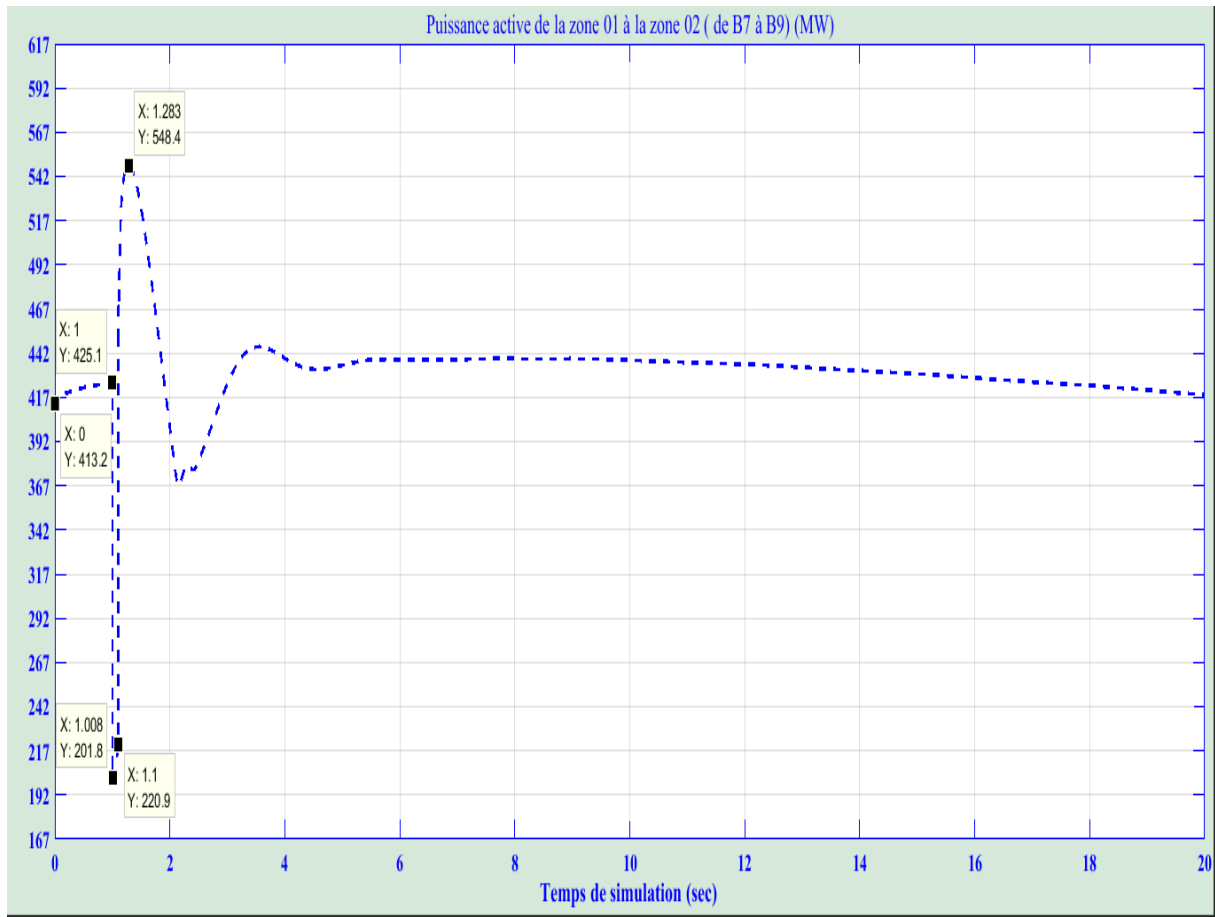


Figure 55. Puissance active de la zone 01 à la zone 02 (de B7 à B9) \_SER2\_MB-PSS\_NOHPFC

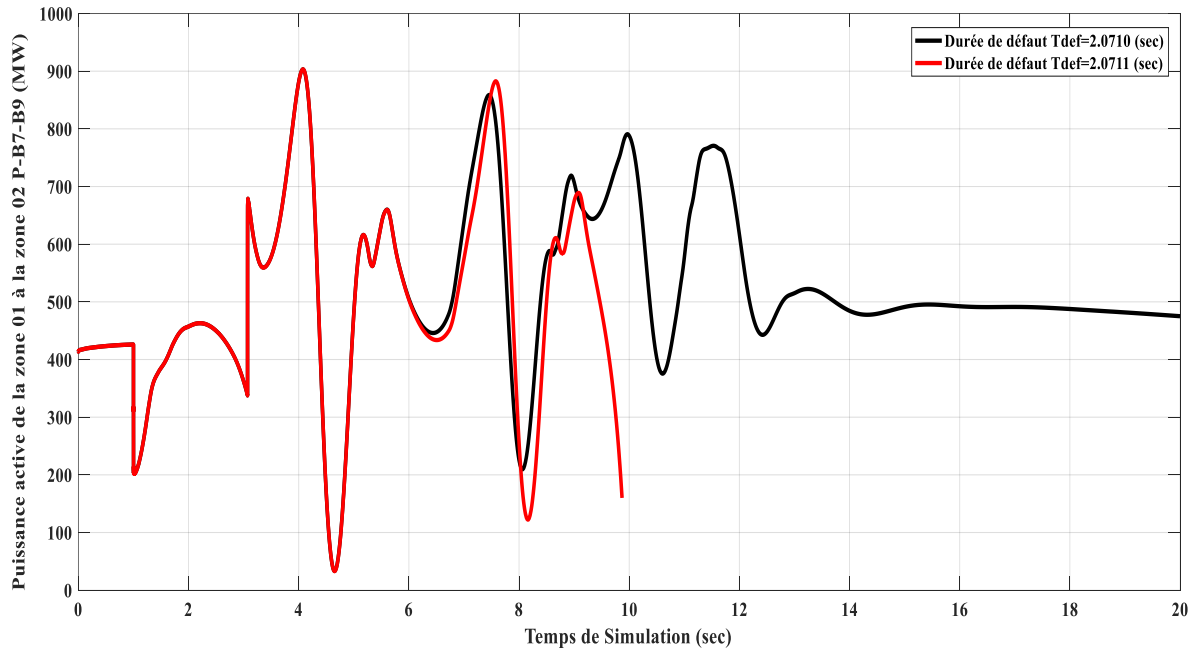


Figure 56. Puissance active de la zone 01 à la zone 02 (P\_B7\_B9)\_SER2\_MB-PSS\_NOHPFC [(CFCT)+perte de synchronisme]



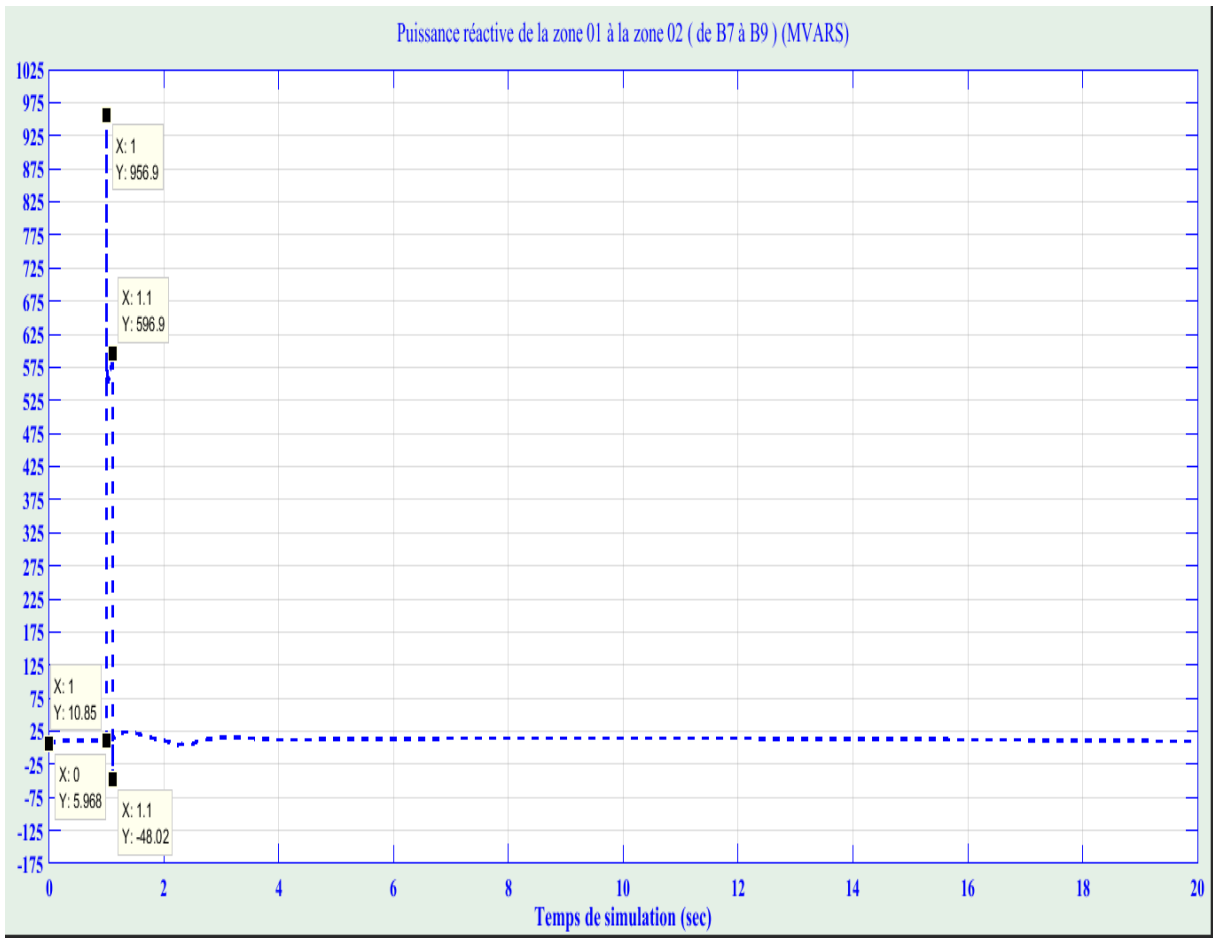


Figure 57. Puissance réactive de la zone 01 à la zone 02 (de B7 à B9)\_SER2\_MB-PSS\_NOHPFC

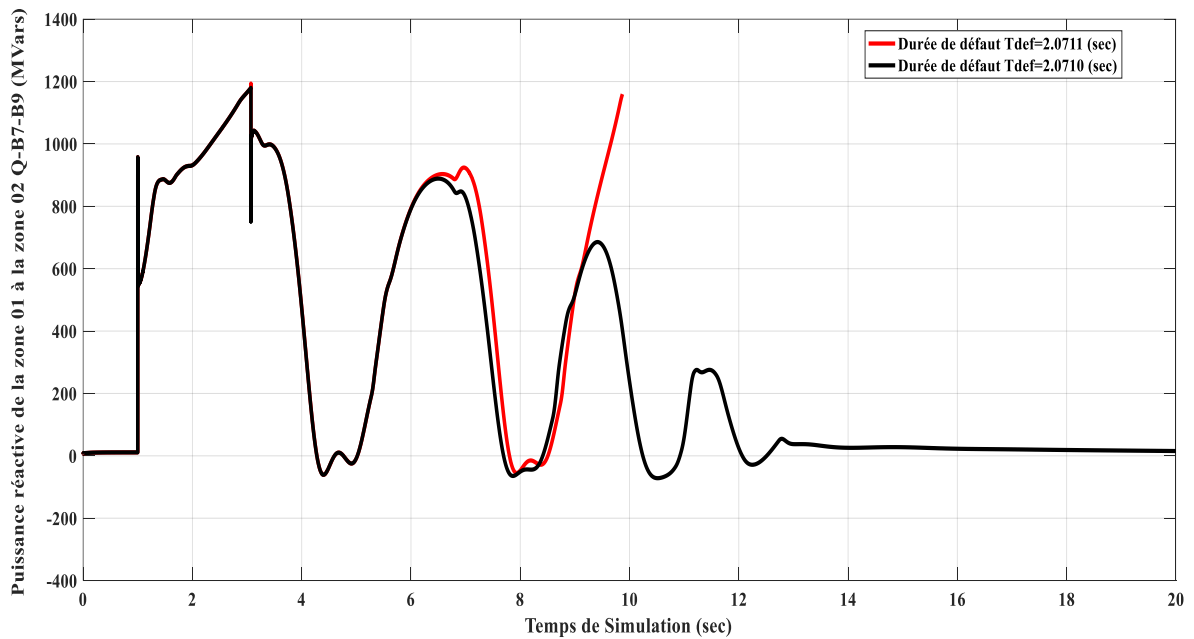


Figure 58. . Puissance réactive de la zone 01 à la zone 02 (de B7 à B9)\_SER2\_MB-PSS\_NOHPFC [(CFCT)+Perte de synchronisme]

V.2 Réseau test-SER2-MBPSS avec insertion des HPFC

▪ HPFC (TCSC-STATCOM) :

Le réseau test-SER2-MBPSS est soumis, par la suite, à HPFC (TCSC-STATCOM) constitué d'un TCSC et de deux STATCOM. Les nouvelles courbes des productions éoliennes et solaires sont indiquées ci-contre :

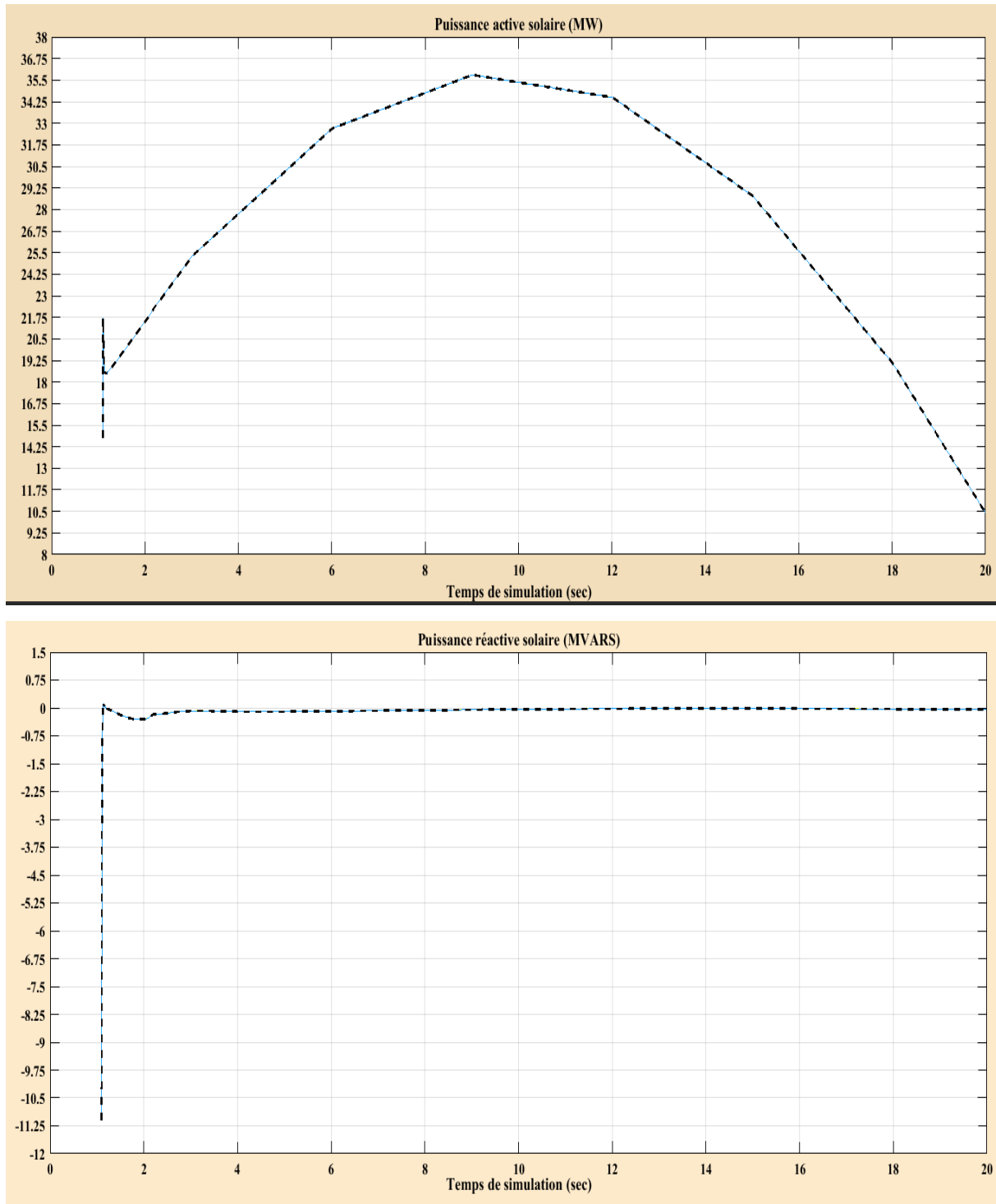


Figure 59. Courbes de la production solaire prises pendant la saison d'hiver

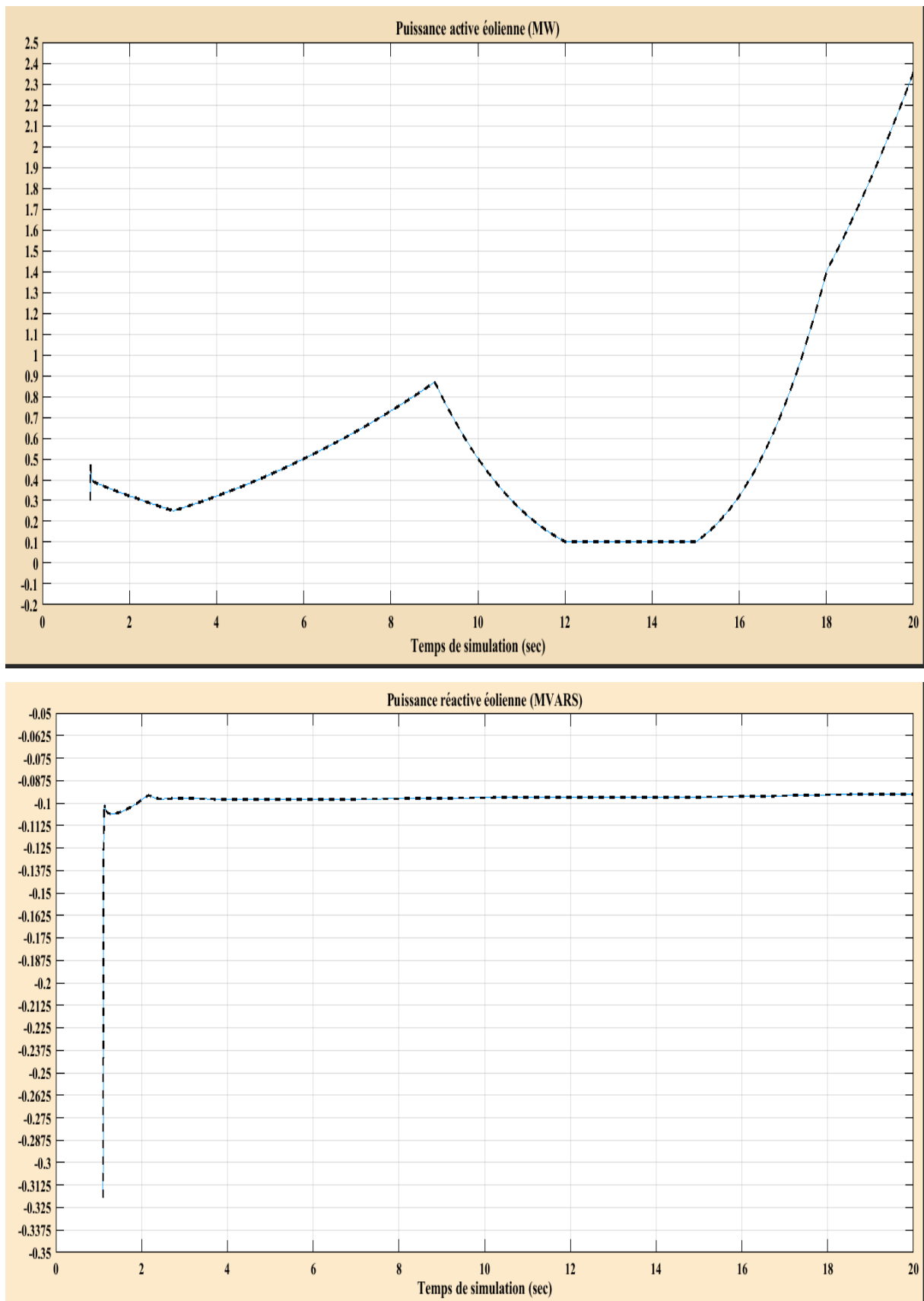


Figure 60. Courbe de la production éolienne prises pendant la saison d'hiver

Les mêmes courbes des puissances actives et des puissances réactives transmises entre la zone 01 et la zone 02, et des tensions retenues au niveau de chaque zone sont présentées dans les figures ci-jointes. Les courbes indiquant le temps critique d'élimination du défaut Tdef (Critical Fault Clearing Time CFCT.), ainsi que le temps de perte de synchronisme s'il y'a lieu, sont aussi exposées.

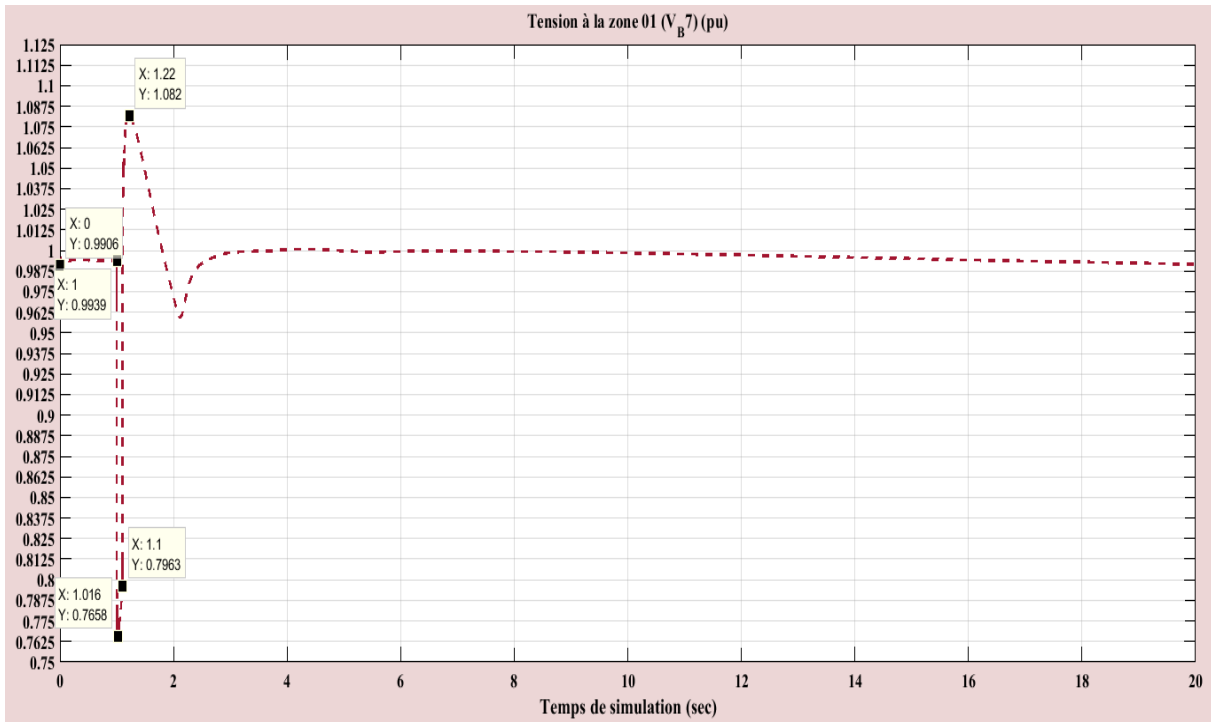


Figure 61. Tension à la zone 01 (V\_B7)\_SER2\_MB--PSS\_HPFC (TCSC-STATCOM)

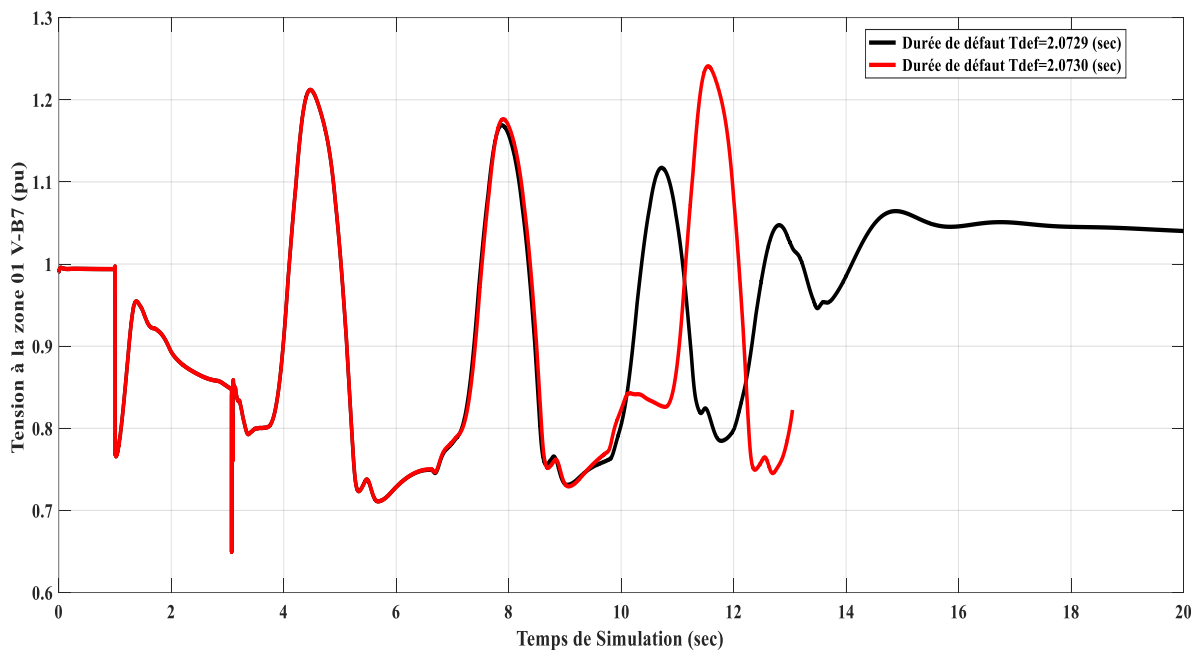


Figure 62. Tension à la zone 01 (V\_B7)\_SER2\_MB-PSS\_HPFC (TCSC-STATCOM) [(CFCT)+Perte de synchronisme]

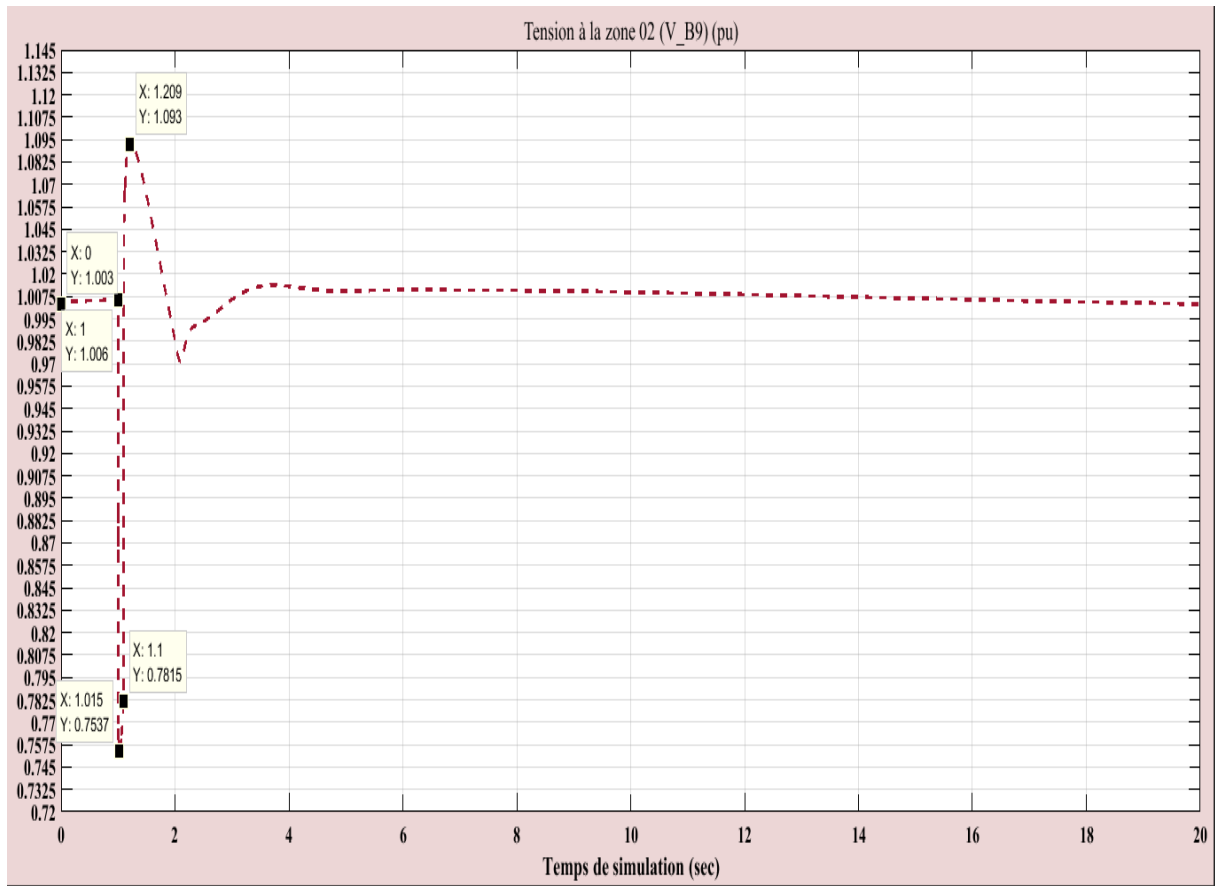


Figure 63. Tension à la zone 02 (V\_B9) \_SER2\_MB-PSS\_HPFC (TCSC-STATCOM)

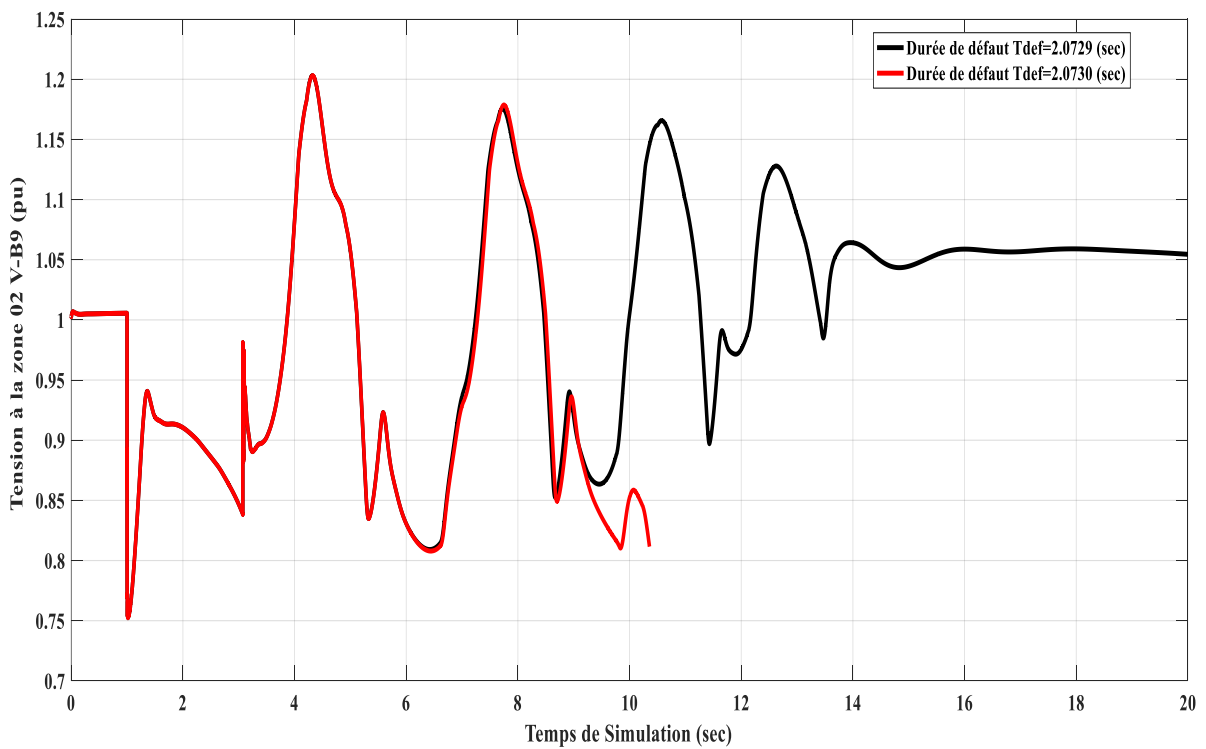


Figure 64. Tension à la zone 02 (V\_B9)\_SER2\_MB-PSS\_HPFC (TCSC-STATCOM) [(CFCT)+Perte de synchronisme]

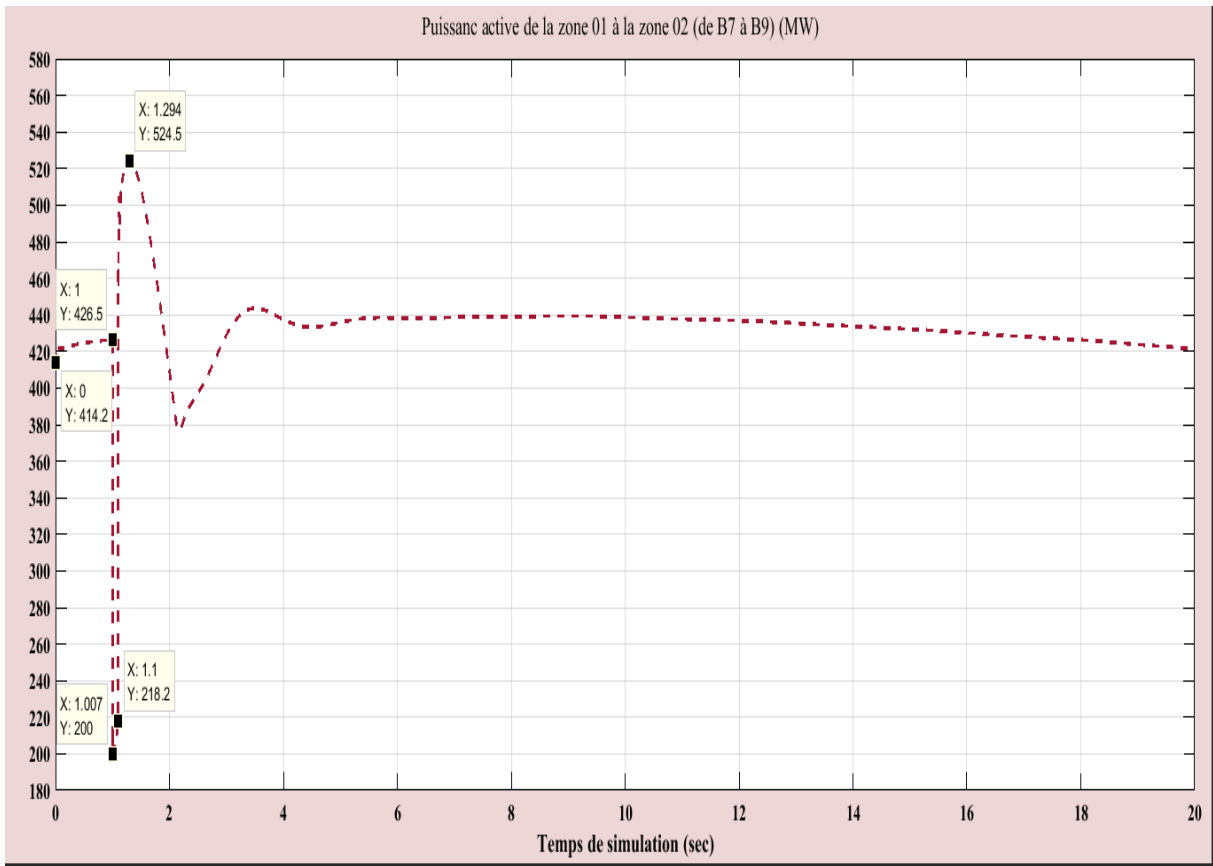


Figure 65. Puissance active de la zone 01 à la zone 02 (de B7 à B9)\_SER2\_MB-PSS\_HPFC (TCSC-STATCOM)

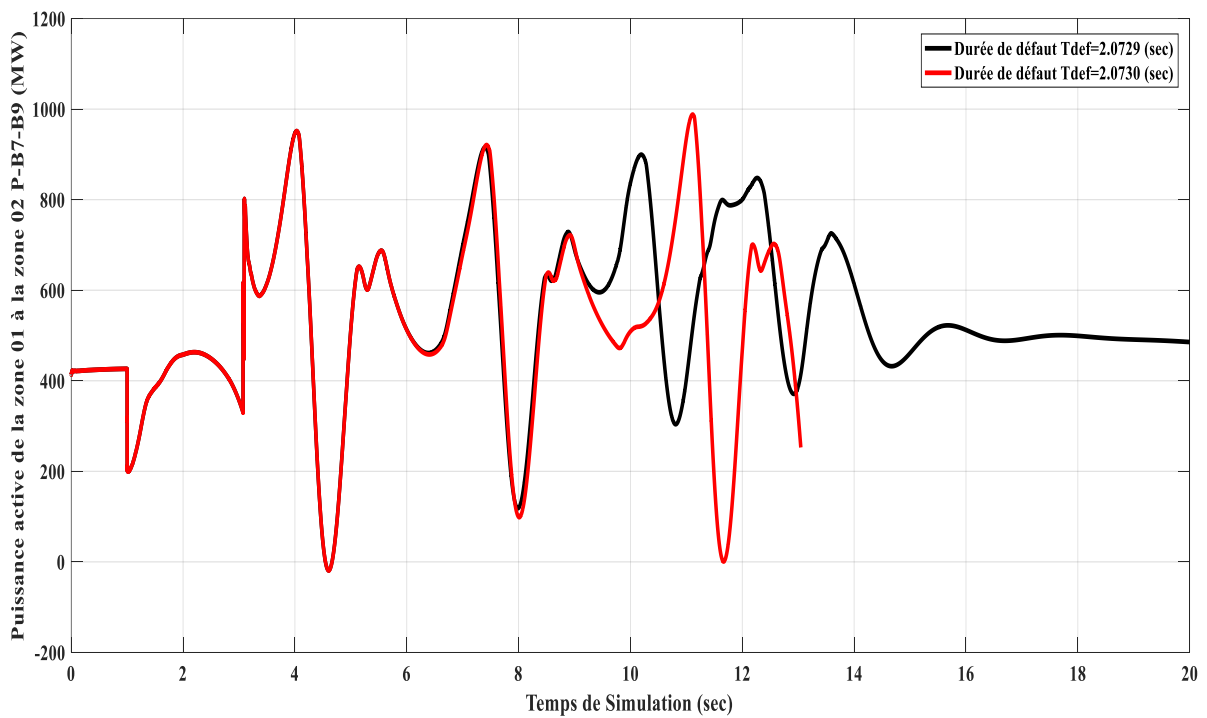


Figure 66. Puissance active de la zone 01 à la zone 02 (de B7 à B9)\_SER2\_MB-PSS\_HPFC (TCSC-STATCOM) [(CFCT)+Perte de synchronisme]

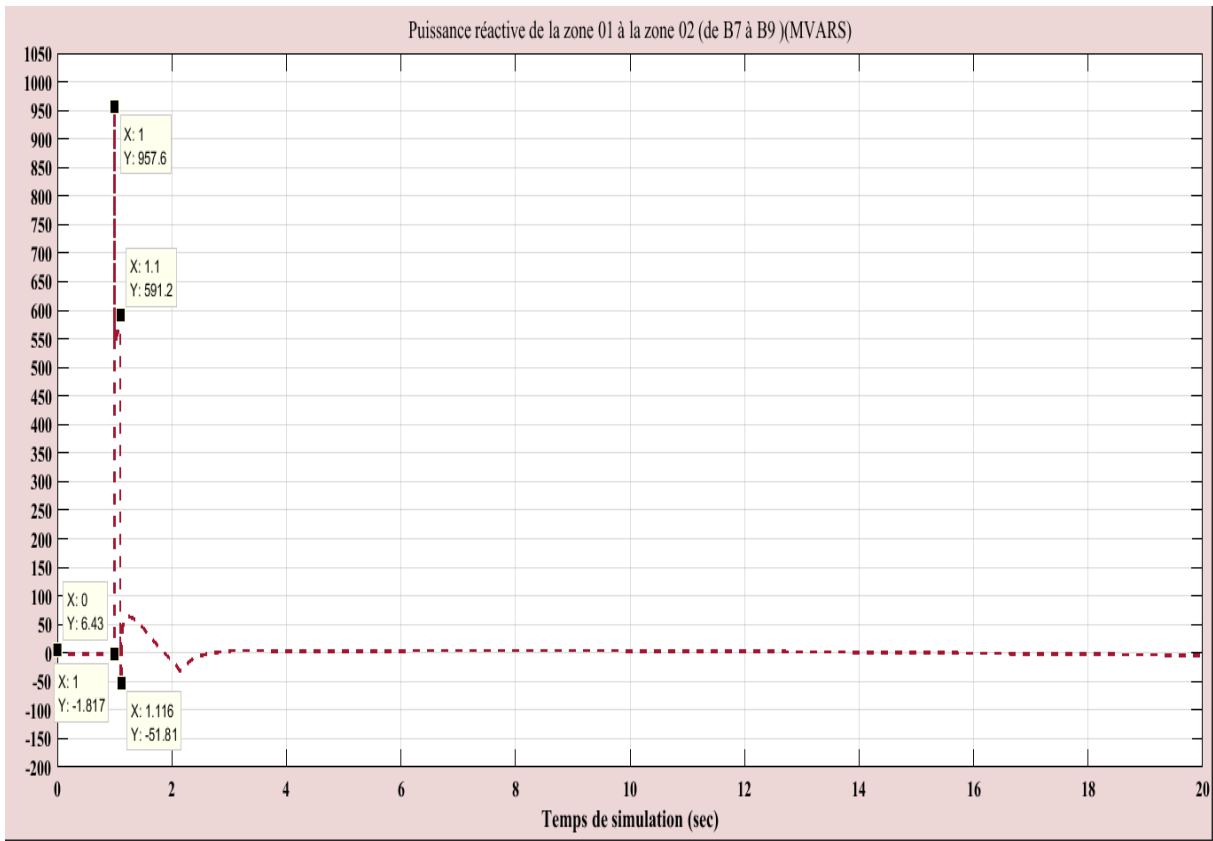


Figure 67. Puissance réactive de la zone 01 à la zone 02 (de B7 à B9)\_SER2\_MB-PSS\_HPFC (TCSC-STATCOM)

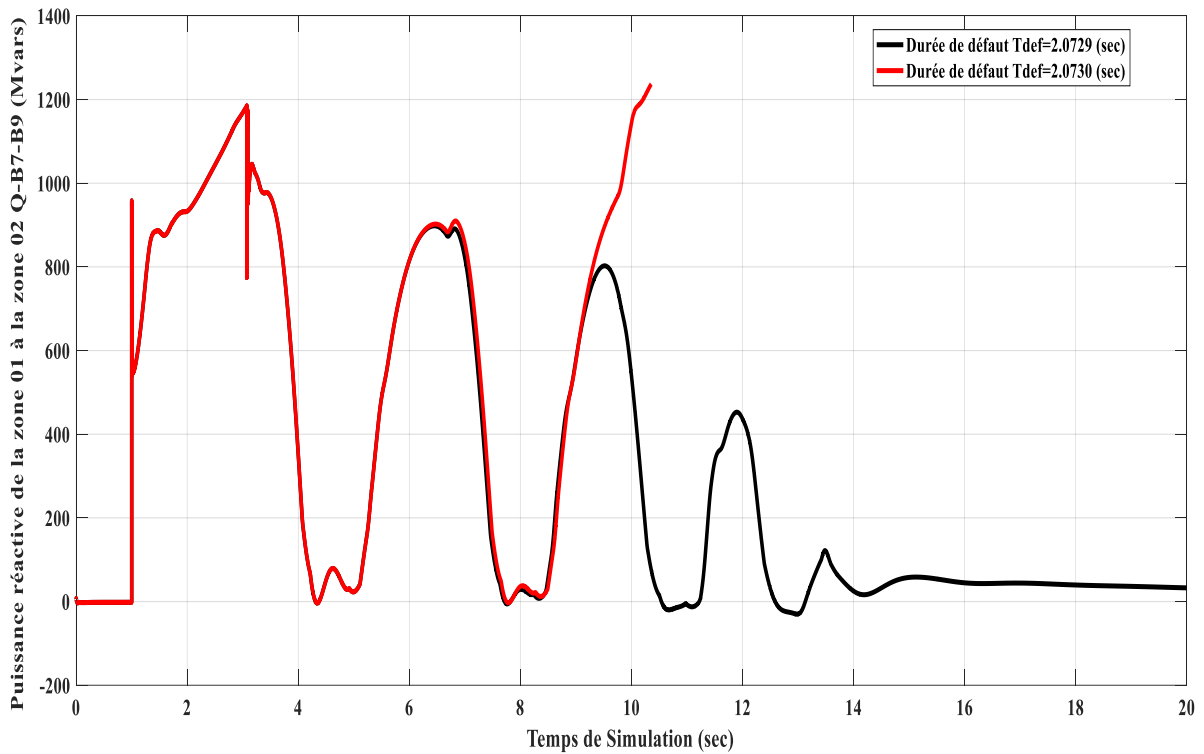


Figure 68. Puissance réactive de la zone 01 à la zone 02 (de B7 à B9)\_SER2\_MB-PSS\_HPFC (TCSC-STATCOM) [(CFCT)+Perte de synchronisme]

▪ **HPFC (SSSC-SVC) SSSC-SVC :**

Le réseau test-SER2-MBPSS est soumis, en premier lieu, à HPFC (SSSC-SVC) constitué de deux SSSC et d'un SVC. Les nouvelles courbes des productions éoliennes et solaires sont indiquées ci-contre :

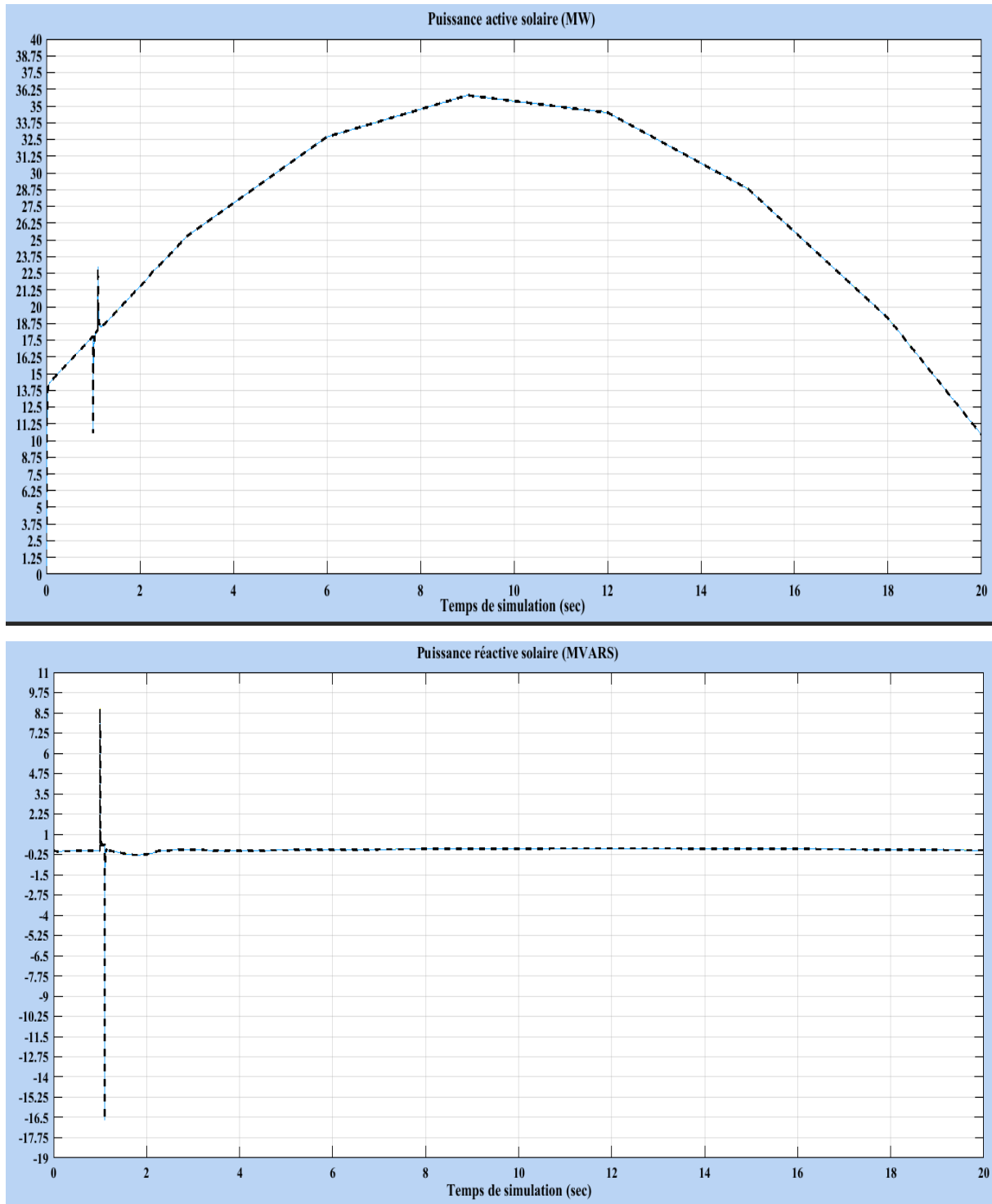


Figure 69. Courbes de la production solaire prises pendant la saison d'hiver



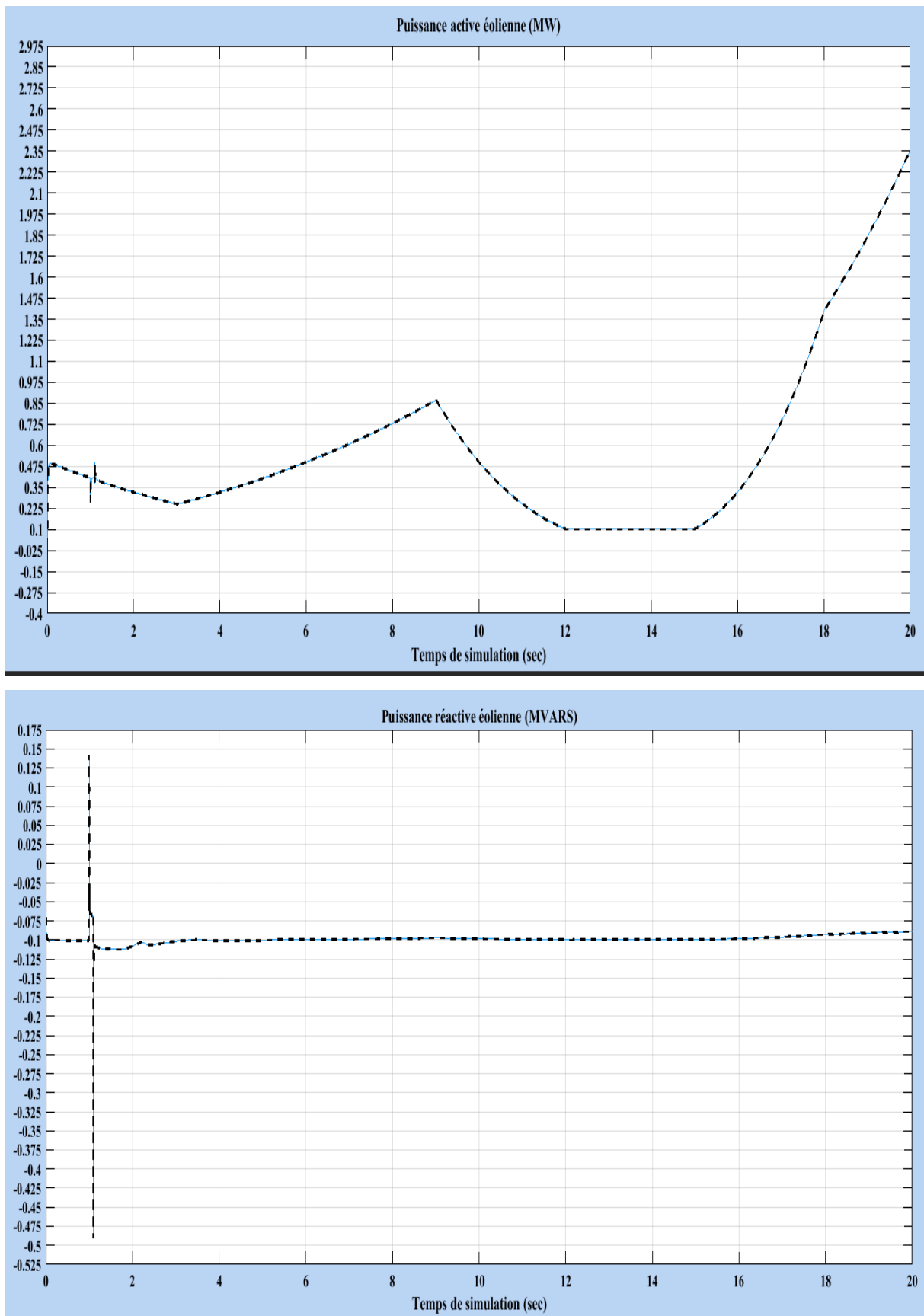


Figure 70. Courbes de la production éolienne prises pendant la saison d'hiver

Les mêmes courbes des puissances actives et des puissances réactives transmises entre la zone 01 et la zone 02, et des tensions retenues au niveau de chaque zone sont présentées dans les figures suivantes.

Vu que la recherche du temps critique d'élimination du défaut (CFCT) et du temps de perte de synchronisme, n'était pas évidente, le temps de simulation a été augmenté jusqu'à atteindre 40 sec, avec une durée de défaut de 05 sec.

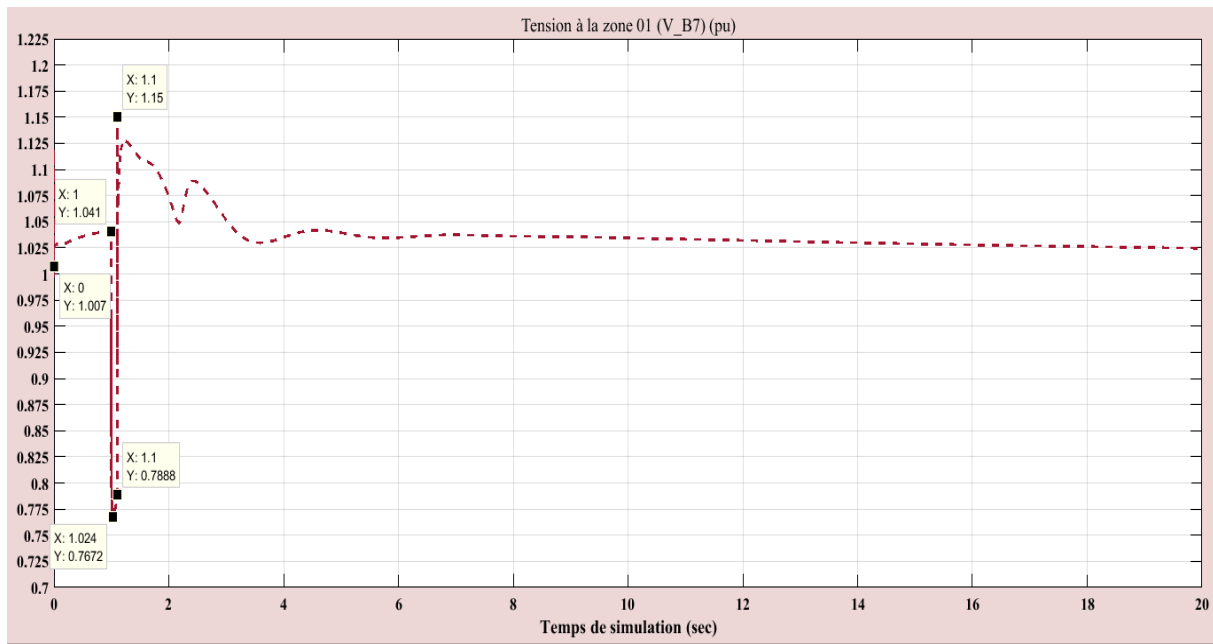


Figure 71. Tension à la zone 01 (V\_B7)\_SER2\_MB-PSS\_HPFC (SSSC-SVC)

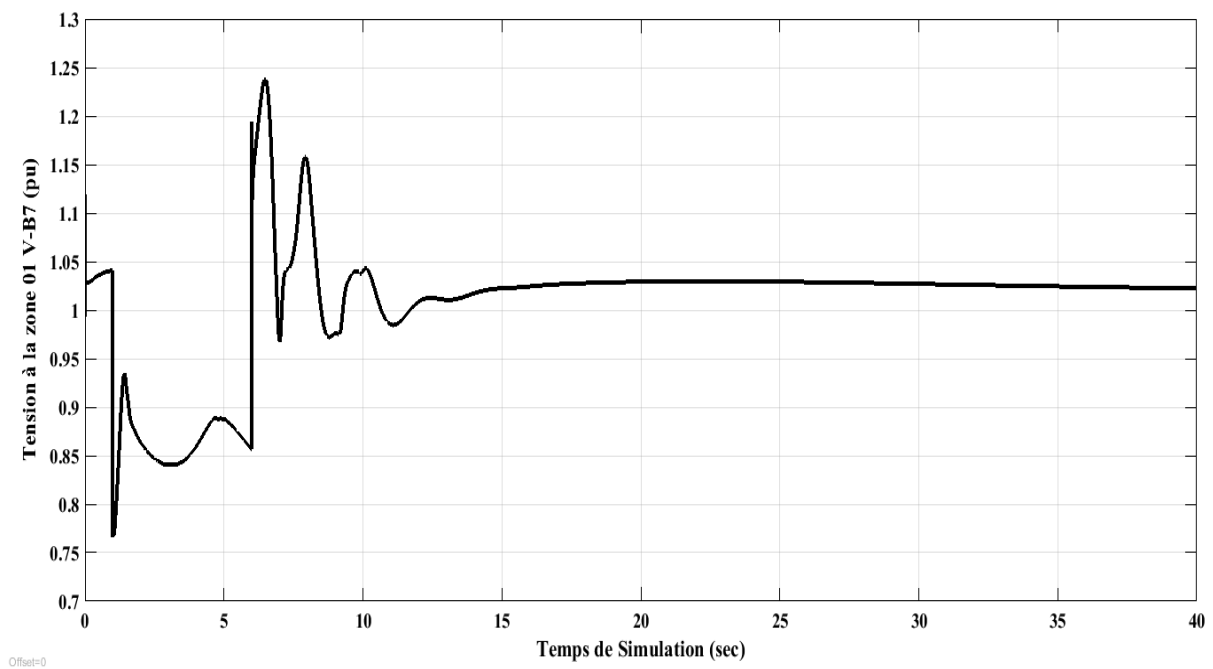


Figure 72. Tension à la zone 01 (V\_B7)\_SER2\_MB-PSS\_HPFC (SSSC-SVC) [(CFCT)+ Perte de synchronisme]

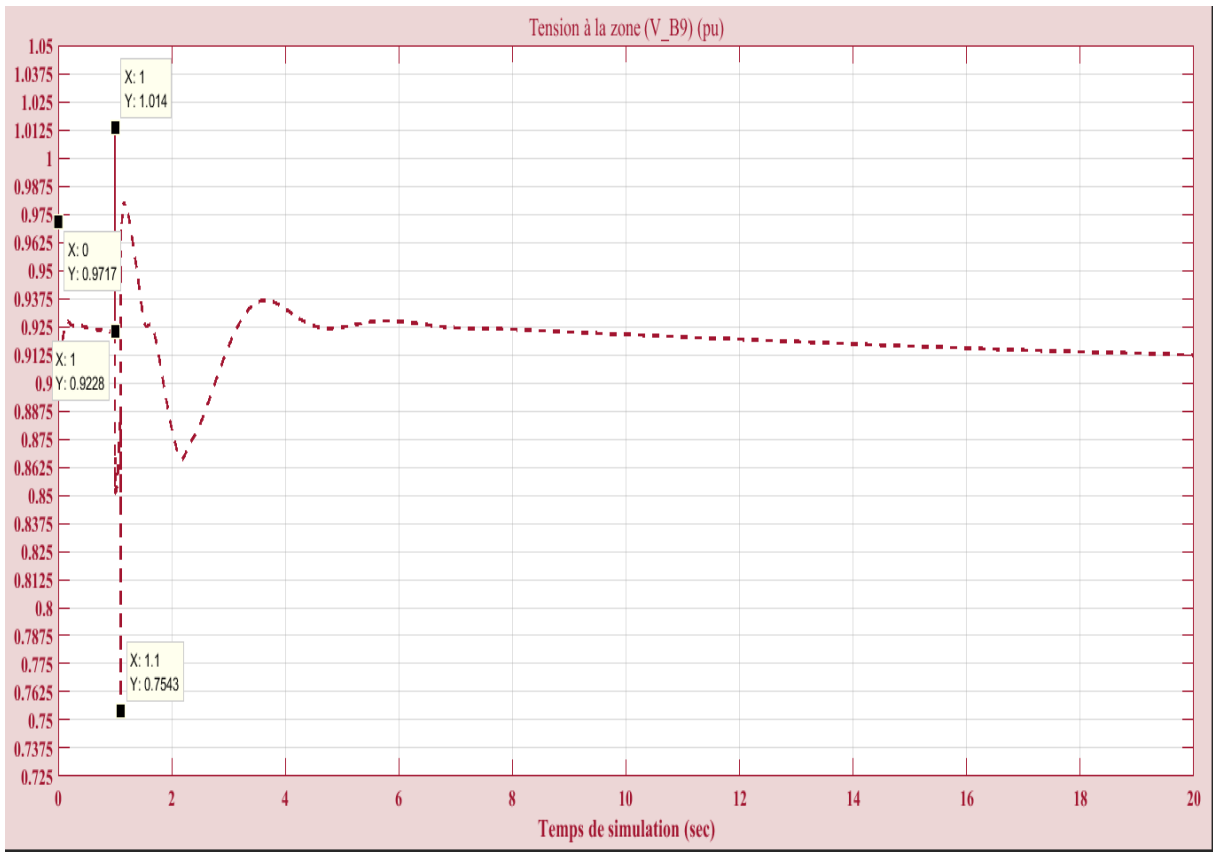


Figure 73. Tension à la zone 01 (V\_B9)\_SER2\_MB-PSS\_HPFC (SSSC-SVC)

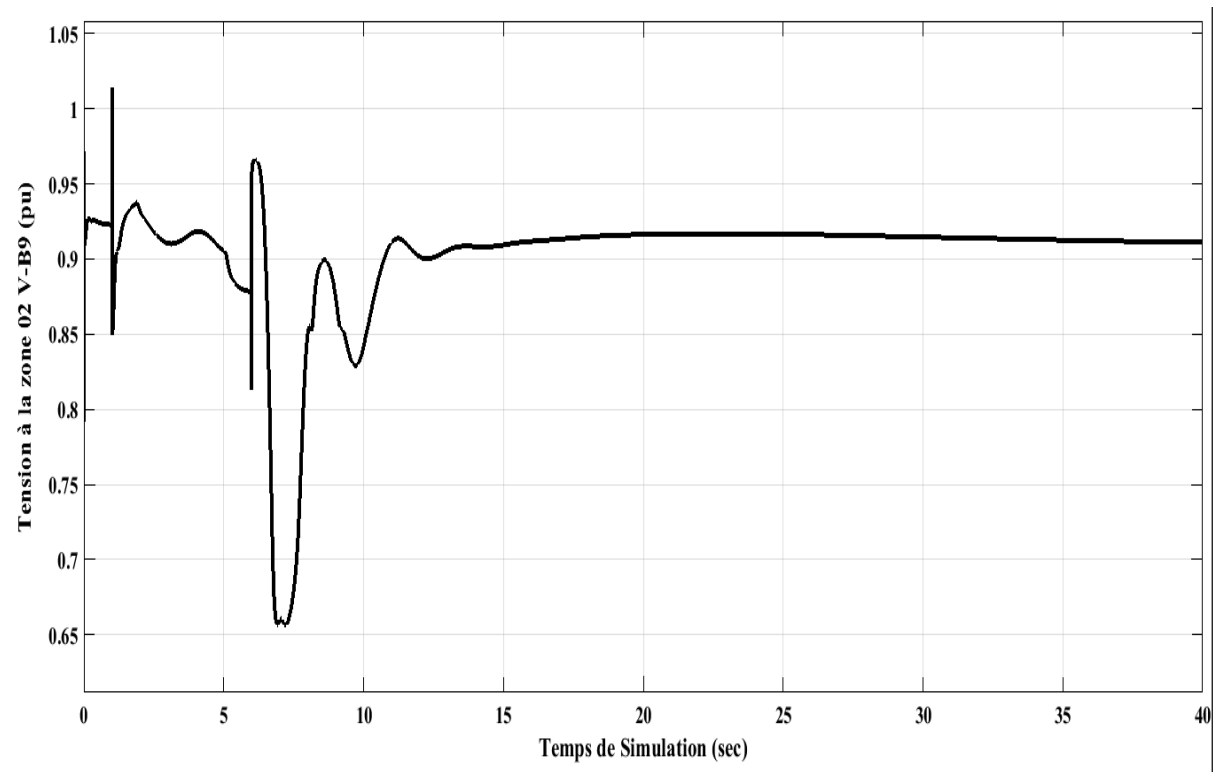


Figure 74. Tension à la zone 02 (V\_B9)\_SER2\_MB-PSS\_HPFC (SSSC-SVC) [(CFCT) +Perte de synchronisme]

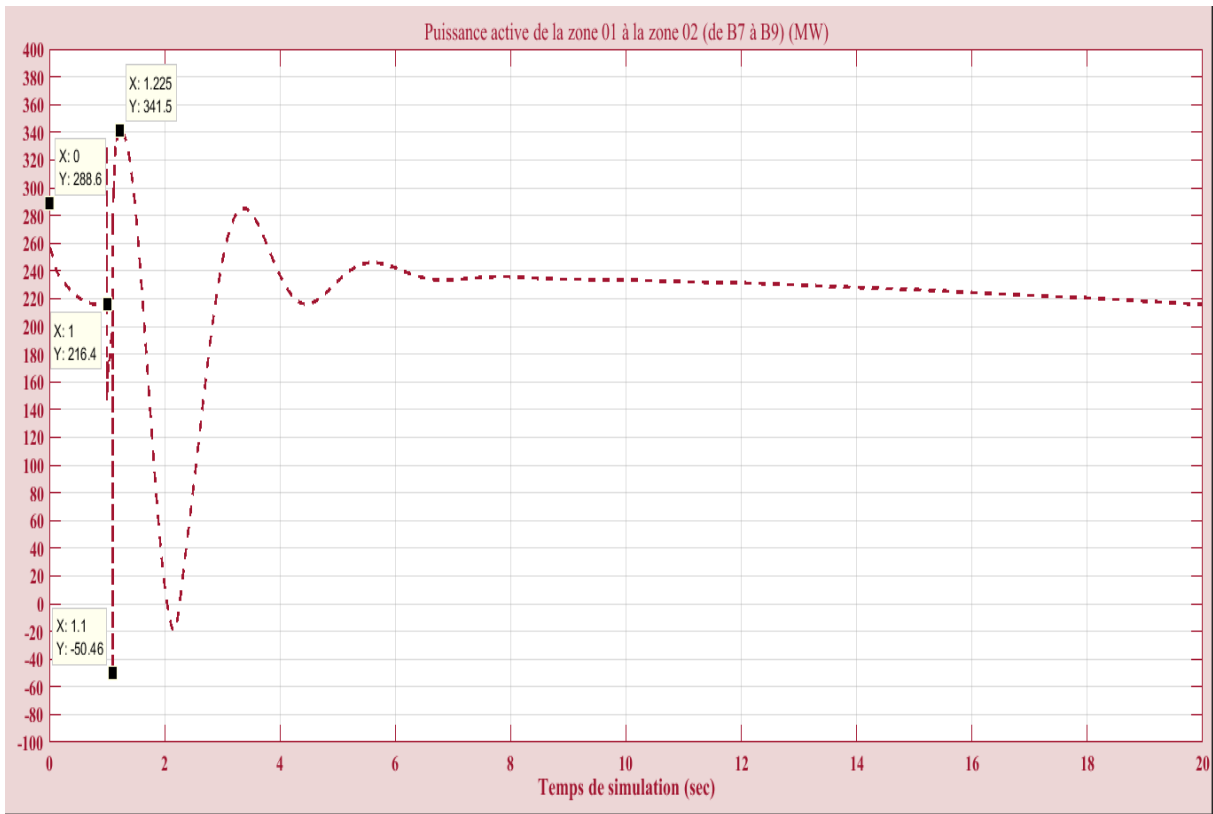


Figure 75. Puissance active de la zone 01 à la zone 02 (de B7 à B9)\_SER2\_MB-PSS\_HPFC (SSSC-SVC)

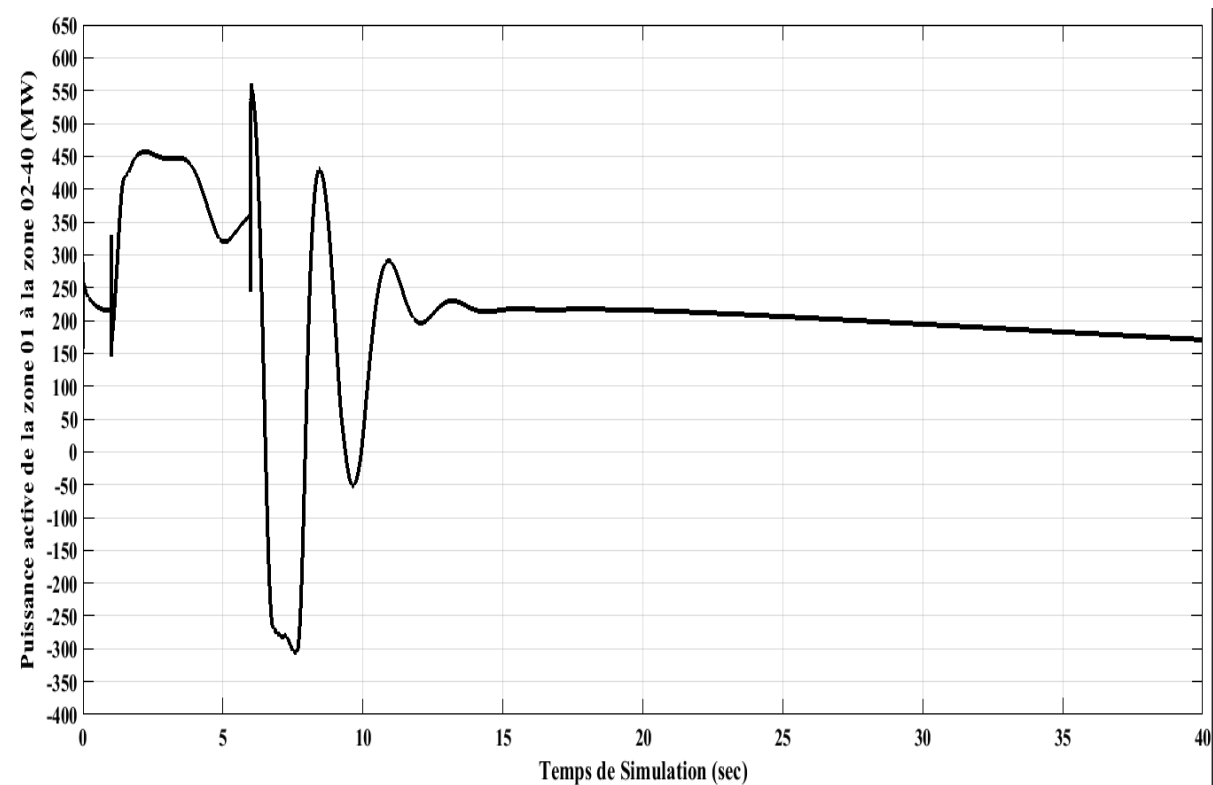


Figure 76. Puissance active de la zone 01 à la zone 02 (de B7 à B9)\_SER2\_MB-PSS\_HPFC (SSSC-SVC) [(CFCT)+ Perte de synchronisme]

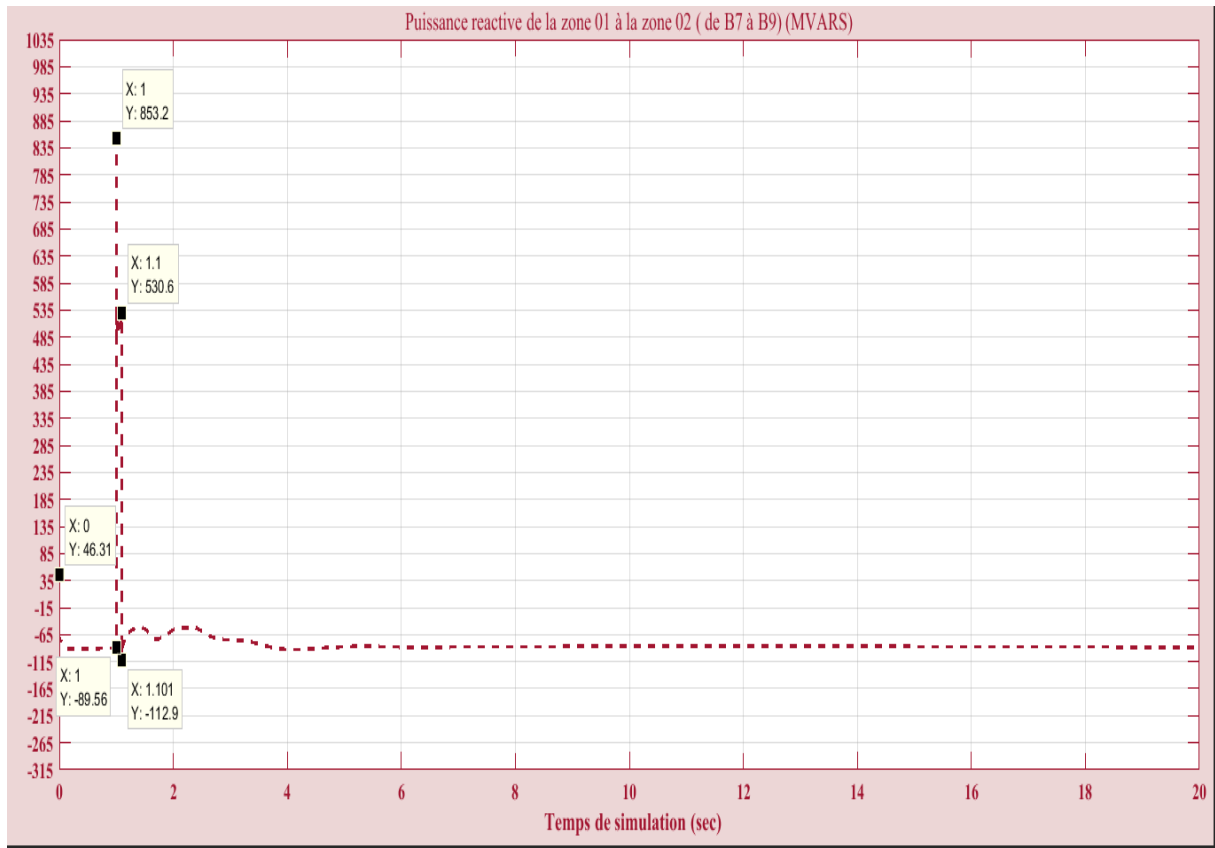


Figure 77. Puissance réactive de la zone 01 à la zone 02 (de B7 à B9)\_SER2\_MB-PSS\_HPFC (SSSC-SVC)

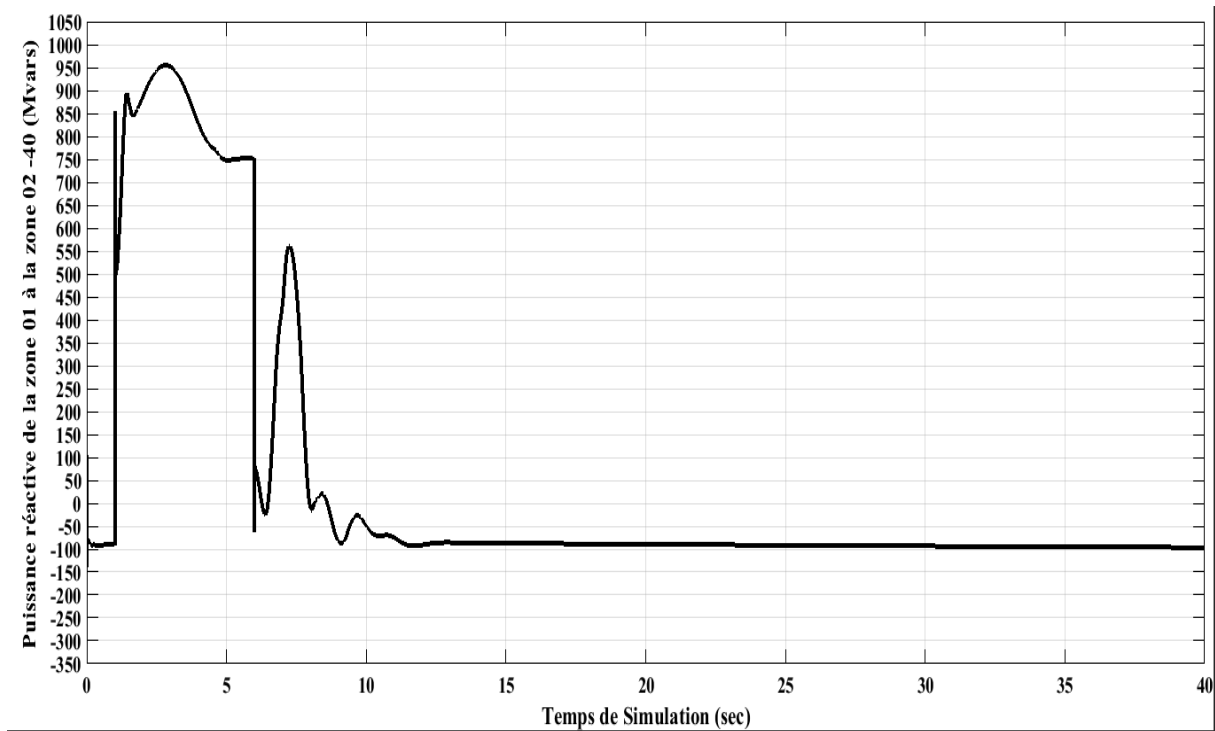


Figure 78. Puissance réactive de la zone 01 à la zone 02 (de B7 à B9)\_SER2\_MB-PSS\_HPFC (SSSC-SVC) [(CFCT)+ Perte de synchronisme]

## **VI Interprétation des résultats**

Les courbes retenues précédemment des simulations du réseau Kundur 4 machines\_11 nœuds pour les différents cas, font preuve de plusieurs remarques déterminées dans les points qui suivent. Pour chaque cas, un tableau récapitule les importantes valeurs retenues des courbes des trois paramètres : tension à la zone 01, tension à la zone 02 et les puissances active et réactive transmises de la zone 01 à la zone 02, et sont mentionnées comme suit :

a) Soumis à un défaut triphasé symétrique après la 1<sup>ère</sup> seconde de simulation et qui dure 01 milliseconde, le réseau sain sans contrôleur ni sources d'énergie renouvelable est sollicité par de remarquables oscillations, devenues plus importantes vers la fin de la simulation.

L'instabilité a eu lieu sans perte de synchronisme, à cause de l'écart important entre la puissance demandée et la puissance générée.

*Tableau 7. VI*

Sans contrôle/ sans SER	Valeur de référence	Valeur au moment du défaut	Valeur après élimination du défaut	1ère Valeur maximale après défaut	1ère Valeur minimale après défaut
Tension à la zone 01 (V_B7) (pu)	0.9916	0.9916	0.7918	1.05	0.7641
Tension à la zone 02 (V_B9) (pu)	1.0030	1.0030	0.7811	1.0720	0.7520
Puissance active de la zone 01 à la zone 02 (de V_B7 à V_B9) (MW)	413.4	413.5	212.0	490.0	195.4
Puissance réactive de la zone 01 à la zone 02 (de V_B7 à V_B9) (MVARs)	7.245	7.256	580.9	941.4	-49.66

b) Après insertion de la source d'énergie éolienne et de la source d'énergie solaire, le système est vu toujours instable avec quelques petites différences avec les valeurs trouvées précédemment. D'autre part, il est à distinguer que les sources solaire et éolienne ne fournissent pratiquement pas de l'énergie réactive.

*Tableau 8. VI*

Sans MBPSS/ Avec SER1/ Sans HPFC	Valeur de référence	Valeur au moment du défaut	Valeur après élimination du défaut	1 <sup>ère</sup> Valeur maximale après défaut	1 <sup>ère</sup> Valeur minimale après défaut
Tension à la zone 01 (V_B7) (pu)	0.9901	0.9906	0.7919	1.05	0.7677
Tension à la zone 02 (V_B9) (pu)	1.0030	1.0020	0.7808	1.0720	0.7542
Puissance active de la zone 01 à la zone 02 (de V_B7 à V_B9) (MW)	413.4	423.6	216.0	497.8	202.8
Puissance réactive de la zone 01 à la zone 02 (de V_B7 à V_B9) (MVARs)	6.069	10.970	583.2	951.9	-50.40

c) Avec insertion du PSS de type Multi-Band Power System Stabilizer (MB-PSS) dans le système Kundur à SER1, la stabilité du système est acquise, et les oscillations diminuent après élimination du défaut.

*Tableau 9. VI*

Avec MBPSS_ Avec SER1/Sans HPFC	Valeur de référence	Valeur au moment du défaut	Valeur après élimination du défaut	1 <sup>ère</sup> Valeur maximale après défaut	1 <sup>ère</sup> Valeur minimale après défaut
Tension à la zone 01 (V_B7) (pu)	0.9901	0.9929	0.7990	1.0970	0.7690
Tension à la zone 02 (V_B9) (pu)	1.0030	1.0050	0.7851	1.1120	0.7565
Puissance active de la zone 01 à la zone 02 (de V_B7 à V_B9) (MW)	413.4	424.1	220.1	546.5	200.9
Puissance réactive de la zone 01 à la zone 02 (de V_B7 à V_B9) (MVARs)	6.069	10.230	594.9	955.3	-49.29



d) Quand le système est muni d'un MBPSS, des sources d'énergie renouvelable SER1 et d'un contrôleur hybride du flux de charge HPFC (SSSC-SVC), le système garde toujours sa stabilité, avec des oscillations plus aléatoires.

**Tableau 10. Récapitulation des paramètres électriques \_ Réseau MB-PSS avec SER1 avec HPFC (SSSC-SVC)**

Avec MBPSS_ Avec SER1_ Avec HPFC (SSSC-SVC)	Valeur de référence	Valeur au moment du défaut	Valeur après élimination du défaut	1 <sup>ère</sup> Valeur maximale après défaut	1 <sup>ère</sup> Valeur minimale après défaut
Tension à la zone 01 (V_B7) (pu)	1.008	1.040	0.788	1.150	0.7658
Tension à la zone 02 (V_B9) (pu)	0.9718	0.9228	0.7543	1.014	0.7543
Puissance active de la zone 01 à la zone 02 (de V_B7 à V_B9) (MW)	289.10	216.00	-51.06	340.50	-51.06
Puissance réactive de la zone 01 à la zone 02 (de V_B7 à V_B9) (MVARs)	46.65	-89.79	529	851.9	-113.5

e) Pour ce dernier système, le HPFC (SSSC-SVC) est remplacé par le HPFC (TCSC-STATCOM) à la même position, pour faire une comparaison entre les deux types de contrôleurs.

**Tableau 11. Récapitulation des paramètres électriques \_ Réseau avec MB-PSS avec SER1 avec HPFC (TCSC-STATCOM)**

Avec MBPSS_ Avec SER1_ Avec HPFC (TCSC-STATCOM)	Valeur de référence	Valeur au moment du défaut	Valeur après élimination du défaut	1 <sup>ère</sup> Valeur maximale après défaut	1 <sup>ère</sup> Valeur minimale après défaut
Tension à la zone 01 (V_B7) (pu)	0.9899	0.9932	0.7954	1.081	0.7648
Tension à la zone 02 (V_B9) (pu)	1.003	1.005	0.7812	1.093	0.7528
Puissance active de la zone 01 à la zone 02 (de V_B7 à V_B9) (MW)	424.30	413.30	199.0	521.20	217.0
Puissance réactive de la zone 01 à la zone 02 (de V_B7 à V_B9) (MVARs)	5.997	-2.911	589.20	955.3	-52.86

f) Pour le deuxième test, des valeurs réelles des irradiances solaires et des vitesses du vent sont appliquées au réseau Kundur. Aucun HPFC n'est installé dans le système.

**Tableau 12. Récapitulation des paramètres électriques\_ Réseau avec MB-PSS avec SER2 sans HPFC**

Avec MBPSS_ Avec SER2_ Sans HPFC	Valeur de référence	Valeur au moment du défaut	Valeur après élimination du défaut	1 <sup>ère</sup> Valeur maximale après défaut	1 <sup>ère</sup> Valeur minimale après défaut
Tension à la zone 01 (V_B7) (pu)	0.9899	0.9963	0.800	1.098	0.7701
Tension à la zone 02 (V_B9) (pu)	1.003	1.005	0.7854	1.112	0.7563
Puissance active de la zone 01 à la zone 02 (de V_B7 à V_B9) (MW)	413.20	425.10	220.90	548.40	201.80
Puissance réactive de la zone 01 à la zone 02 (de V_B7 à V_B9) (MVARs)	5.968	10.85	596.90	956.9	-48.02

g) Le contrôleur hybride du flux de charge HPFC (SSSC-SVC) est introduit au réseau.

**Tableau 13. Récapitulation des paramètres électriques \_Réseau avec MB-PSS avec SER2 avec HPFC (SSSC-SVC)**

Avec MBPSS_ Avec SER2_ Avec HPFC (SSSC-SVC)	Valeur de référence	Valeur au moment du défaut	Valeur après élimination du défaut	1 <sup>ère</sup> Valeur maximale après défaut	1 <sup>ère</sup> Valeur minimale après défaut
Tension à la zone 01 (V_B7) (pu)	1.007	1.041	0.7888	1.15	0.7672
Tension à la zone 02 (V_B9) (pu)	0.9717	0.9228	0.7543	1.014	0.7543
Puissance active de la zone 01 à la zone 02 (de V_B7 à V_B9) (MW)	288.60	216.40	-50.46	341.50	-50.46
Puissance réactive de la zone 01 à la zone 02 (de V_B7 à V_B9) (MVAR)	46.31	-89.56	530.6	853.20	-112.90

h) Le contrôleur hybride du flux de charge HPFC (SSSC-SVC) est ensuite remplacé par le HPFC (TCSC-STATCOM).

**Tableau 14. Récapitulation des paramètres électriques \_Réseau avec MB-PSS avec SER2 avec HPFC (TCSC-STATCOM)**

Avec MBPSS_ Avec SER2_ Avec HPFC (TCSC-STATCOM)	Valeur de référence	Valeur au moment du défaut	Valeur après élimination du défaut	1 <sup>ère</sup> Valeur maximale après défaut	1 <sup>ère</sup> Valeur minimale après défaut
Tension à la zone 01 (V_B7) (pu)	0.9906	0.9939	0.7963	1.082	0.7658
Tension à la zone 02 (V_B9) (pu)	1.003	1.006	0.7815	1.093	0.7537
Puissance active de la zone 01 à la zone 02 (de V_B7 à V_B9) (MW)	414.20	426.50	218.20	524.50	200.00
Puissance réactive de la zone 01 à la zone 02 (de V_B7 à V_B9) (MVAR)	6.43	-1.817	591.20	957.60	-51.81

Classification

Adéquat

Précaire

Critique

Gamme de variation de tension

$0.93 \text{ p.u.} \leq V \leq 1.05 \text{ p.u}$

$0.90 \text{ p.u} \leq V \leq 0.93 \text{ p.u}$

$V < 0.90 \text{ p.u}$  ou  $V > 1.05 \text{ p.u}$

i) Pour les courbes retenues pour déterminer le temps critique d'élimination du défaut et le temps de perte de synchronisme, les résultats sont récapitulés dans le tableau suivant pour tous les cas simulés.

*Tableau 15. Récapitulation des résultats : Informations sur les courbes*

	Temps de montée (Rising Time) (sec)	Temps de stabilisation (Settling Time) (sec)	Dépassement des limites (Overshoot) (%)	Temps critique d'élimination du défaut (CFCT.) (sec)	Temps de perte de synchronisme (sec)
Réseau Avec MBPSS_ Avec SER2_ Sans HPFC	<b>0.7902</b>	<b>1.9680</b>	<b>80.33</b>	<b>2.0710</b>	<b>2.0711</b>
Réseau Avec MBPSS_ Avec SER2_ Avec HPFC (TCSC-STATCOM)	<b>0.7923</b>	<b>1.9706</b>	<b>77.25</b>	<b>2.0729</b>	<b>2.0730</b>
Réseau Avec MBPSS_ Avec SER2_ Avec HPFC (SSSC-SVC)	<b>0.7926</b>	<b>1.9710</b>	<b>10767</b>	—	<b>Pas de perte de synchronisme</b>

Ce qu'on peut tirer des données précédentes :

- Pour les tensions aux extrémités des deux zones, les amplitudes sont adéquates jusqu'à naissance du défaut. Elles deviennent souvent critiques, ou précaires dans des cas rares.
- La présence du MB-PSS a fortement influencé sur la stabilité du réseau dans tous les cas étudiés.

- Pour les puissances actives enregistrées, les valeurs se rapprochent et sont très proches de la valeur 413MW, la valeur initialement conçue pour être transmise de la zone 01 vers la zone 02. Inversement, dans le cas où le HPFC (SSSC-SVC) est introduit dans le réseau, les valeurs des puissances actives (présentées en couleur mauve dans le tableau ci-dessus) sont inférieures à 413MW, et peuvent même être négatives.
- Les plus grandes valeurs des puissances actives livrées de la zone 01 à la zone 02 sont enregistrées en absence des contrôleurs hybrides du flux de charges HPFC.
- Toutes les puissances réactives se rapprochent et sont voisines à la valeur 7 MVARs, sauf pour le cas où l'on insère un HPFC (SSSC-SVC). Dans cette condition, les puissances réactives transmises sont remarquablement différentes (couleur marron dans le tableau), et peuvent même être négatives. Ce cas peut être jugé « critique »
- Le système perd son synchronisme sauf pour le cas de l'insertion du HPFC (SSSC-SVC), où les alternateurs gardent leur synchronisme et le système reste stable, bien que le temps d'élimination ait été allongé et le temps de simulation ait été multiplié. En présence du HPFC (TCSC-STATCOM), le système perd son synchronisme et le temps critique d'élimination est de l'ordre de 02 sec.

Par conséquent, cette fin nous conduit à la recherche du placement optimal des FACTS, ici réunis sous HPFC (TCSC-STATCOM) composé de TCSC et de STATCOM, en utilisant un algorithme informatique d'optimisation suivant la fonction objective désignée.

Comme il a été conclu dans [114], l'augmentation rapide de la pénétration de l'énergie éolienne dans les systèmes électriques, peut entraîner de graves problèmes de rétablissement de la tension à la suite d'un défaut triphasé sur le réseau électrique. Le problème d'instabilité de tension peut être résolu en utilisant une compensation réactive dynamique. Les dispositifs de système de transmission ca flexible shunt (FACTS), tels que le SVC, le TCPAR, le TCSC, le SSSC, l'UPFC, l'IFPC, le GUPFC, le HPFC et le STATCOM, ont été largement utilisés pour fournir un contrôle de tension stable et transitoire haute performance au point de couplage commun (PCC). Cette étude présente l'état actuel de l'amélioration des différents paramètres de performance des systèmes électriques, tels que le profil de tension, l'amortissement des oscillations, la capacité de charge, la réduction de la charge active et les pertes de puissance réactive, les problèmes de résonance sous-synchrone (SSR), la stabilité transitoire et les performances dynamiques, en plaçant de manière optimale les contrôleurs FACTS dans les systèmes.

### **VII Conclusion**

Ce chapitre est une application pratique des contrôleurs hybrides de flux de puissance (HPFC) dans les réseaux électriques pour diverses sources d'énergie renouvelable (SER). Différents scénarios de gestion et différentes configurations des systèmes sont testés et comparés pour analyser l'efficacité de présence des FACTS et des sources d'énergie renouvelable dans le réseau test.

Compte tenu des résultats obtenus, nous nous trouvons face à un problème d'optimisation de l'emplacement du HPFC (TCSC-STATCOM) composé de TCSC et STATCOM. Par conséquent, le reste de la thèse sera basé sur l'optimisation du placement du contrôleur hybride du flux de puissance du type TCSC-STATCOM (HPFC (TCSC-STATCOM)) dans le réseau électrique Kundur 4 machines\_ 11 nœuds, assisté par un multi-Band Power system stabilizer (MB-PSS,) sous des conditions climatiques réelles (SER2).



**CHAPITRE V : OPTIMISATION DE  
LA SURETE DU SYSTEME PAR PSO**

---

## CHAPITRE V : OPTIMISATION DE LA SURETE DU SYSTEME PAR PSO

### I Introduction

La présence des dispositifs FACTS dans le réseau électrique renforce la complexité des problèmes d'optimisation de flux de puissance OPF dans le réseau, tels que la perte de puissance de transmission, le fonctionnement de la production d'énergie, l'écart de tension,...

La préoccupation majeure dans la conception des systèmes électriques est le dimensionnement et l'emplacement optimaux de leurs composants. Le but de cette opération est de minimiser le coût de production d'électricité dans le réseau en présence des sources d'énergie renouvelable et des FACTS, tout en assurant une continuité de service optimale (fiabilité). Pour atteindre ces objectifs, on doit disposer de données sur la demande de charge électrique, des données économiques, techniques et météorologiques des ressources solaires et éoliennes.

Mathématiquement, l'optimisation est la recherche des valeurs de variables qui maximisent ou minimisent une fonction donnée. Cet outil mathématique, une fois transposé au monde de l'industrie, permet d'obtenir un rendement « idéal » en créant les conditions les plus favorables [115].

L'étude de l'écoulement de puissance permet d'avoir la solution des grandeurs d'un réseau électrique en fonctionnement normal équilibré en régime permanent. La procédure exige, tout d'abords, d'établir la fonction objective à optimiser. Un calcul de flux de charge est indispensable, en suivant l'une des différentes méthodes itératives suivant les modèles des équipements présents dans le réseau test. Cette étape nous permet d'élaborer les équations d'égalité dans le problème d'optimisation choisi (consommation, coût, pertes, emplacement, dimensionnement, ...etc). Le système peut aussi être soumis à des contraintes d'inégalités. Dans notre étude, l'optimisation de l'emplacement des FACTS et des sources d'énergie renouvelable est réalisée sous Matlab, en utilisant L'optimisation par essaims particulaires (Particle Swarm Optimization PSO).

### II Formulation Générale Du Problème

En général, le problème d'optimisation se pose mathématiquement de la manière suivante :

$\min f(x)$       Où  $f(x)$  : Fonction de coût, Fonction objectif, ou critère d'optimisation ».

$h_i(x)$  : contraintes de type égalité  $g_j(x)$  : contraintes de type inégalité  $x$  : variables

d'optimisation

Avec

$h_i(x) = 0, i = 1, 2, \dots, m$  (m contraintes d'égalité)

$g_j(x) = 0, j = 1, 2, \dots, n$  (n contraintes d'inégalité)

### III Flux de charge

Le problème de flux de charge consiste à apercevoir le point de fonctionnement en régime permanent d'un système d'alimentation électrique sous certaines contraintes, afin de déterminer les flux de la puissance active et réactive dans les branches du réseau, les tensions des jeux de barres (nœuds) et les angles de phase. Ces contraintes peuvent être des tensions nodales de charge, la génération de puissance réactive des générateurs... [4] La solution du flux de charge donne également la valeur initiale des conditions du système en régime transitoire.

Les effets de l'incorporation de nouveaux circuits et de la perte temporaire des circuits de production et de transmission sur la charge du système sont aussi analysés. Toutes les tensions nodales et les courants peuvent être calculés directement, tenant compte toutes les valeurs d'impédances et les paramètres de tous les générateurs de tension ou de courant dans le circuit. La principale caractéristique de cette analyse est que la relation entre les tensions nodales et le courant de branche est linéaire :

$$V = Z \times I$$

Pendant l'analyse de flux de charge, les charges et les sources sont définies en tant que puissances, alors que les branches du réseau électrique, les transformateurs et les lignes sont définis comme des impédances.

D'autre part, le flux de charge, aussi appelé flux de puissance, est primordial dans le fonctionnement optimal du système et la répartition de la charge, ainsi que dans la minimisation des pertes du système. La conception d'un réseau électrique pour obtenir une économie optimale nécessite l'utilisation d'un contrôle automatique rapide et efficace des centrales et qui passe souvent par des calculs répétés de flux de charge en temps réel.

Une solution de flux de charge du système électrique nécessite généralement la formulation des équations du réseau en régime permanent et le choix de la technique mathématique appropriée pour la résolution de ces équations qui sont généralement algébriques simples.

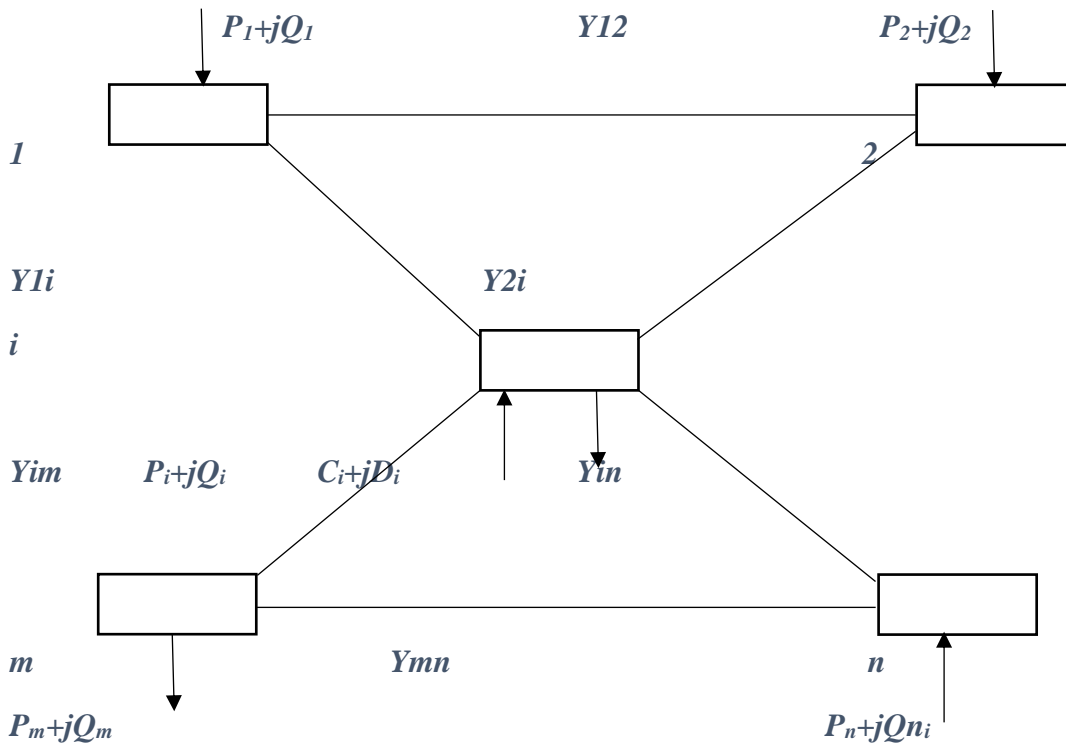
#### III.1 Matrice admittance Nodale

Lorsqu'un système électrique fonctionne en régime permanent, la totalité de la génération, de la charge et des puissances échangées à travers les éléments de transmission connectés à chaque

nœud doit être nulle. Le calcul de l'écoulement de charges permet de déterminer les tensions aux niveaux des nœuds, les puissances transmises d'un nœud à un autre, les puissances injectées à chaque nœud et de calculer les pertes actives et réactives dans le réseau électrique.

Pour résoudre le problème de l'écoulement de puissances, il existe deux méthodes : la méthode des mailles et la méthode des nœuds qui prend en considération la matrice admittance [Y].

Considérons le schéma représentatif du réseau électrique suivant : [115]



$P_{Gm}$  et  $Q_{Gm}$  désignent respectivement les puissances actives et réactives générées par le nœud m, et  $P_{Dm}$  et  $Q_{Dm}$  désignent respectivement les puissances actives et réactives demandées par le nœud m.

La première étape du développement du modèle mathématique décrivant le flux de puissance dans le réseau est la formulation de la matrice d'admittance [Y], qui est une matrice creuse, facile à introduire les données du problème.

La matrice admittance est une matrice à nxn éléments (où n est le nombre de nœuds dans le système), construite à partir des admittances des éléments du circuit électrique. Sa formulation est soumise à deux simples règles :

1. L'élément diagonal de chaque nœud est la somme des admittances élémentaires et shunt qui lui sont connectées.

$$Y_{ii} = \sum_{i \neq m}^n Y_{im} + \sum_{m=1}^n \frac{y_{im}}{2} \quad (V.1)$$

2. L'élément hors diagonale est l'admission négative de la liaison entre les nœuds du circuit.

$$Y_{im} = -y_{im} \quad i \neq m \quad (\text{V.2})$$

La somme des éléments de chaque colonne de la matrice admittance est égale à zéro, ce qui signifie que cette matrice est singulière et par conséquent, ses lignes sont linéairement dépendantes. En prenant l'un des nœuds comme référence (Slack), la ligne et la colonne correspondante sont supprimées de la matrice admittance nodale et donc la matrice réduite devient non singulière et facilite le processus de calcul.

### III.2 Développement des équations de l'écoulement de charge

Considérons le cas d'un système à n nœuds, les équations de flux de puissance de base sont décrites comme suit : **[115]**

Tout d'abord, la puissance apparente du nœud i est donnée par l'équation suivante :

$$S_i = V_i I_i^* \quad (\text{V.3})$$

Avec :

$$S_i = S_{Gi} - S_{Di} = (P_{Gi} - P_{Di}) + j(Q_{Gi} - Q_{Di}) \quad (\text{V.4})$$

Les tensions sous leurs formes trigonométriques aux nœuds i et m sont telles que :

$$V_i = |V_i| e^{i\delta_i} \quad (\text{V.5})$$

$$V_m = |V_m| e^{i\delta_m} \quad (\text{V.6})$$

D'où :

$$V_m^* = |V_m| e^{-i\delta_m} \quad (\text{V.7})$$

D'autre part, le courant au nœud i est considéré comme la somme du produit de ses admittances mutuelles avec les autres nœuds, et leur tension :

$$I_i^* = \sum_{m=1}^n Y_{im}^* V_m^* \quad (\text{V.8})$$

Ou

$$I_i^* = Y_{ii} V_i + \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq i}}^n Y_{im}^* V_m^* \quad (\text{V.9})$$

D'où l'on peut tirer :

$$V_i = \frac{I_i^*}{Y_{ii}} - \frac{1}{Y_{ii}} \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq i}}^n Y_{im}^* V_m^* \quad (\text{V.10})$$

D'autre part,  $I_i$  peut être remplacé par les puissances actives et réactives car ces quantités sont spécifiées dans tout système électrique :

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \quad (\text{V.11})$$

L'équation (V.10) devient cependant :

$$V_i = \frac{1}{Y_{ii}} \left[ \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq i}}^n Y_{im}^* V_m^* \right] \quad i = 1, \dots, n \quad (\text{V.12})$$

L'admittance de la branche i-m est donnée par l'expression :

$$Y_{im} = \rho_{im} + j\beta_{im} \quad (\text{V.13})$$

Et :

$$Y_{im}^* = \rho_{im} - j\beta_{im} \quad (\text{V.14})$$

Par combinaison de toutes ces équations, nous obtenons :

$$S_i = \sum_{m=1}^n |V_i| e^{i\delta_i} (\rho_{im} - j\beta_{im}) (|V_m| e^{-i\delta_m}) \quad (\text{V.15})$$

$$S_i = |V_i| \sum_{m=1}^n V_m e^{j(\delta_i - \delta_m)} (\rho_{im} - j\beta_{im}) \quad (\text{V.16})$$

$$S_i = |V_i| \sum_{m=1}^n V_m [\rho_{im} [\cos(\delta_i - \delta_m) + j \sin(\delta_i - \delta_m)] - j\beta_{im} [\cos(\delta_i - \delta_m) + j \sin(\delta_i - \delta_m)]] \quad (\text{V.17})$$

D'où :

$$P_{Gi} - P_{Di} = V_i \sum_{m=1}^n V_m [\rho_{im} \cos(\rho_i - \rho_m) + \beta_{im} \sin(\rho_i - \rho_m)] \quad (\text{V.18})$$

$$Q_{Gi} - Q_{Di} = V_i \sum_{m=1}^n V_m [\rho_{im} \sin(\rho_i - \rho_m) - \beta_{im} \cos(\rho_i - \rho_m)] \quad (\text{V.19})$$

Ce système peut être écrit de la façon suivante :

$$V_i \sum_{m=1}^n V_m [\rho_{im} \cos(\rho_i - \rho_m) + \beta_{im} \sin(\rho_i - \rho_m)] - P_{Gi} + P_{Di} = 0 \quad (\text{V.20})$$

$$V_i \sum_{m=1}^n V_m [\rho_{im} \sin(\rho_i - \rho_m) - \beta_{im} \cos(\rho_i - \rho_m)] - Q_{Gi} + Q_{Di} = 0 \quad (\text{V.21})$$

Les pertes de puissance active  $P_L$  et les pertes de puissance réactive  $Q_L$  sont définies tel que :

$$P_L = \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq m}}^m (P_{Gi} + P_{Gm}) - (P_{Di} + P_{Dm}) \quad (\text{V.22})$$

$$Q_L = \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq m}}^m (Q_{Gi} + Q_{Gm}) - (Q_{Di} + Q_{Dm}) \quad (\text{V.23})$$

La solution de flux de puissance adopte l'approche de corriger successivement les tensions nodales calculées et, par conséquent, les valeurs calculées des puissances transmises jusqu'à ce que des valeurs suffisamment précises soient obtenues.

#### **IV Méthodes itératives**

Généralement, chaque nœud est décrit par quatre variables : la puissance active nette, la puissance réactive nette, l'amplitude de tension et l'angle de phase de tension, où deux des quatre variables doivent être spécifiées afin de pouvoir résoudre le problème de flux de puissance [115]. Fréquemment, les amplitudes de tension et les angles de phase sont considérés comme des variables d'état, et les puissances active et réactive comme variables de contrôle. Les contraintes introduites dans la solution sont les limites physiques des génératrices et les tolérances permises sur les amplitudes et les phases des tensions de barre du réseau. L'équation (V.12) est une équation de flux de charge où les tensions des nœuds sont des variables. Ce sont des équations non linéaires qui peuvent être résolues par l'une des méthodes itératives, dont on cite :

- 1) la méthode de Gauss-Seidel
- 2) Méthode de Newton Raphson
- 3) Méthode Découplée Rapide (Fast Decoupled Load Flow)

##### **IV.1 Méthode de Gauss Seidel**

La méthode de Gauss Seidel est principalement basée sur la matrice admittance du système. En introduisant les itérations dans l'équation (V.12), on aura le processus de Gauss comme suit [115] :

$$V_i^{(k+1)} = \frac{1}{Y_{ii}} \left[ \frac{P_i - jQ_i}{V_i^{(k)*}} - \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq i}}^n Y_{im}^* V_m^{(k+1)} \right] \quad i = 1, \dots, n \quad (\text{V.24})$$

L'équation générale de flux de charge résultant de la méthode de Gauss-Seidel requiert une petite modification de l'équation (V.24) comme indiqué ci-dessous :

$$V_i^{(k+1)} = \frac{1}{Y_{ii}} \left[ \frac{P_i - jQ_i}{V_i^{(k)*}} - \sum_{m=1}^{i-1} Y_{im}^* V_m^{(k+1)} - \sum_{m=i+1}^n Y_{im}^* V_m^{(k)} \right] \quad i = 1, \dots, n \quad (\text{V.25})$$

Avant de procéder à la résolution de ces équations par le processus de Gauss Seidel, il convient de vérifier si les points suivants sont pris en attention :

- 1) Les tensions et les admittances sont des grandeurs complexes.
- 2) Les puissances actives et réactives ne violent pas les limites inférieures et supérieures.
- 3) Le nombre d'équations non linéaires est (n - 1), où n est le nombre de noeuds dans le système.

La tension est déterminée pour tous les jeux de barres (sauf le slack) dans chaque itération et le processus est répété plusieurs fois jusqu'à ce que la différence entre les tensions dans deux itérations successives ne dépasse pas la tolérance [3]. Si les tensions estimées au départ ne sont pas 'largement' différentes des valeurs correctes, la convergence vers une fausse solution peut être évitée.

#### **IV.2 Méthode de Newton Raphson**

Le problème de l'écoulement de charge peut aussi être résolu par la méthode de Newton Raphson. En comparaison avec la méthode de Gauss Seidel, cette méthode est la plus efficace en raison de ses fortes caractéristiques de convergence et sa demande minime des itérations, alors qu'elle nécessite d'importantes puissances de calcul.

Basée sur l'expansion en séries de Taylor [3], la solution de l'écoulement de charge par la méthode de Newton Raphson requiert la séparation les équations de flux de puissance dans leurs parties réelles et imaginaires et la prise des amplitudes de tension et des angles de phase comme inconnues. Les tensions des jeux de barres et les admittances des lignes sont exprimées sous leur forme trigonométrique comme suit : [115]

$$V_i = V_i (\cos \delta_i + j \sin \delta_i) \quad (\text{V.26})$$

$$V_m = V_m (\cos \delta_m + j \sin \delta_m) \quad (\text{V.27})$$

De l'équation (V.11), on peut tirer :

$$P_i - jQ_i = I_i^* V_i \quad (\text{V.28})$$

$$I_i^* = \sum_{m=1}^n Y_{im}^* V_m = \sum_{m=1}^n (\delta_{im} - j\beta_{im}) V_m (\cos \delta_m + j \sin \delta_m) \quad (\text{V.29})$$

Ce qui donne :



$$P_i - jQ_i = \sum_{m=1}^n V_i(\cos \delta_i + j \sin \delta_i)(\delta_{im} - j\beta_{im}) V_m(\cos \delta_m + j \sin \delta_m) \quad (\text{V.30})$$

En séparant la partie réelle de la partie imaginaire, on obtient :

$$\left\{ \begin{array}{l} P_i = \sum_{m=1}^n \left[ V_i V_m (\cos \delta_i \cos \delta_m + \sin \delta_i \sin \delta_m) \rho_{im} + \right. \\ \left. (\cos \delta_i \sin \delta_m - \sin \delta_i \cos \delta_m) \beta_{im} \right] \\ Q_i = \sum_{m=1}^n \left[ V_i V_m (\sin \delta_i \cos \delta_m - \cos \delta_i \sin \delta_m) \rho_{im} + \right. \\ \left. (\cos \delta_i \cos \delta_m + \sin \delta_i \sin \delta_m) \beta_{im} \right] \end{array} \right\} \quad (\text{V.31})$$

Posons :

$$\left\{ \begin{array}{l} e_i = V_i \cos \delta_i \\ f_i = V_i \sin \delta_i \\ e_m = V_m \cos \delta_m \\ f_m = V_m \sin \delta_m \end{array} \right\} \quad (\text{V.32})$$

On aura alors :

$$\left\{ \begin{array}{l} P_i = \sum_{m=1}^n (e_i e_m + f_i f_m) \rho_{im} + (e_i f_m - e_m f_i) \beta_{im} \\ Q_i = \sum_{m=1}^n (f_i e_m - e_i f_m) \rho_{im} + (e_i e_m - f_i f_m) \beta_{im} \end{array} \right\} \quad (\text{V.33})$$

Ces équations peuvent être écrites autrement :

$$\left\{ \begin{array}{l} P_i = \sum_{m=1}^n e_i (e_m \rho_{im} + f_m \beta_{im}) + f_i (f_m \delta_{im} - e_m \beta_{im}) \\ Q_i = \sum_{m=1}^n f_i (e_m \rho_{im} - f_m \beta_{im}) \rho_{im} - e_i (f_m \rho_{im} - e_m \beta_{im}) \end{array} \right\} \quad (\text{V.34})$$

Ce sont des 2(n-1) équations non linéaires qui seront résolues en composant les puissances avec les tensions.

On obtient la forme matricielle suivante avec le nœud (n) choisi comme nœud de référence :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta P_{n-1} \\ \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta Q_{n-1} \end{bmatrix}_{2(n-1) \times 1} = \begin{bmatrix} \frac{\Delta P_1}{\Delta e_1} & \dots & \dots & \frac{\Delta P_1}{\Delta e_{n-1}} & \frac{\Delta P_1}{\Delta f_1} & \dots & \dots & \frac{\Delta P_1}{\Delta f_{n-1}} \\ \frac{\Delta P_2}{\Delta e_1} & \dots & \dots & \frac{\Delta P_2}{\Delta e_{n-1}} & \frac{\Delta P_2}{\Delta f_1} & \dots & \dots & \frac{\Delta P_2}{\Delta f_{n-1}} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\Delta P_{n-1}}{\Delta e_1} & \dots & \dots & \frac{\Delta P_{n-1}}{\Delta e_{n-1}} & \frac{\Delta P_{n-1}}{\Delta f_1} & \dots & \dots & \frac{\Delta P_{n-1}}{\Delta f_{n-1}} \\ \frac{\Delta Q_1}{\Delta e_1} & \dots & \dots & \frac{\Delta Q_1}{\Delta e_{n-1}} & \frac{\Delta Q_1}{\Delta f_1} & \dots & \dots & \frac{\Delta Q_1}{\Delta f_{n-1}} \\ \frac{\Delta Q_2}{\Delta e_1} & \dots & \dots & \frac{\Delta Q_2}{\Delta e_{n-1}} & \frac{\Delta Q_2}{\Delta f_1} & \dots & \dots & \frac{\Delta Q_2}{\Delta f_{n-1}} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\Delta Q_{n-1}}{\Delta e_1} & \dots & \dots & \frac{\Delta Q_{n-1}}{\Delta e_{n-1}} & \frac{\Delta Q_{n-1}}{\Delta f_1} & \dots & \dots & \frac{\Delta Q_{n-1}}{\Delta f_{n-1}} \end{bmatrix}_{2(n-1) \times 2(n-1)} \times \begin{bmatrix} \Delta e_1 \\ \Delta e_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta e_{n-1} \\ \Delta f_1 \\ \Delta f_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta f_{n-1} \end{bmatrix}_{2(n-1) \times 1} \quad (\text{V.35})$$

En forme plus simple, le système peut être écrit comme :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ - \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & ! & J_2 \\ - & ! & - \\ J_3 & ! & J_4 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta e \\ - \\ \Delta f \end{bmatrix} \quad (\text{V.36})$$

Ou encore :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = [J] \times \begin{bmatrix} \Delta e \\ \Delta f \end{bmatrix} \quad (\text{V.37})$$

[J] : Le Jacobien de matrice

$\Delta P$  et  $\Delta Q$  : Les différences entre les valeurs planifiées et les valeurs calculées des puissances actives et puissances réactives respectivement.

Les éléments de la matrice jacobienne peuvent être dérivés des équations de flux de charge, qui peuvent être écrites autrement :

$$\begin{cases} P_i = e_i(e_i\rho_i + f_i\beta_i) + f_i(f_i\rho_i - e_i\beta_i) + \\ + \sum_{m=1, m \neq i}^n [e_i(e_m\rho_{im} + f_m\beta_{im}) + f_m(f_m\rho_{im} - e_m\beta_{im})] \\ Q_i = f_i(e_i\rho_i + f_i\beta_i) + e_i(f_i\rho_i - e_i\beta_i) + \\ + \sum_{m=1, m \neq i}^n [f_i(e_m\rho_{im} + f_m\beta_{im}) + e_m(f_m\rho_{im} - e_m\beta_{im})] \end{cases} \quad (\text{V.38})$$

Les éléments diagonaux de  $J_1$  :  $2e_i\rho_{ii} + \sum_{m=1, m \neq i}^n (e_m\rho_{im} + f_m\beta_{im})$

Les éléments non diagonaux de  $J_1$  :  $(e_i\rho_{im} - f_m\beta_{im}) \quad i \neq m$

Les éléments diagonaux de  $J_2$  :  $2e_i\beta_{ii} + \sum_{m=1, m \neq i}^n (f_m\rho_{im} - e_m\beta_{im})$

Les éléments non diagonaux de  $J_2$  :  $(e_i\beta_{im} + f_m\rho_{im}) \quad i \neq m$

Les éléments diagonaux de  $J_3$  :  $2f_i\rho_{ii} + \sum_{m=1, m \neq i}^n (f_m\rho_{im} - e_m\beta_{im})$

Les éléments non diagonaux de  $J_3$  :  $(e_i\beta_{im} + f_m\rho_{im}) \quad i \neq m$

Les éléments diagonaux de  $J_4$  :  $2f_i\beta_{ii} + \sum_{m=1, m \neq i}^n (e_m\rho_{im} + f_m\beta_{im})$

Les éléments non diagonaux de  $J_4$  :  $(f_i\beta_{im} - e_m\rho_{im}) \quad i \neq m$

Ensuite, nous calculons le vecteur de colonne résiduel composé de  $\Delta P$  et  $\Delta Q$ . En supposant une valeur appropriée de la solution, les valeurs de P et Q aux différents nœuds sont calculées.

$$P_i^{(k+1)} = P_i^{(k)} + \Delta P_i \quad (\text{V.39})$$

$$Q_i^{(k+1)} = Q_i^{(k)} + \Delta Q_i \quad (\text{V.40})$$

Les itérations se poursuivent jusqu'à ce que la solution estimée atteigne une tolérance acceptable ou que le nombre maximal d'itérations autorisé est dépassé.

Le code Matlab du calcul du flux de charge par la méthode de Newton Raphson utilisé dans ce travail est présenté en ANNEXE B.

### IV.3 Méthode découplée Rapide (Fast Decoupled Load Flow)

L'algorithme de flux de puissance découplé rapide est caractérisé par la forte sensibilité entre la puissance réelle et les angles de phase de la tension du nœud et entre sa puissance réactive et les amplitudes de sa tension [116]. Les dérivées partielles des équations de puissances réelles de la matrice jacobéenne par rapport aux angles de phase de la tension ainsi que les dérivées partielles des équations de puissance réactive par rapport aux amplitudes de la tension sont approximativement nulles.

Les éléments du Jacobéen  $J_{PV}$  et  $J_{Q\delta}$ , tel qu'indiqué dans les équations suivantes : [117]

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = 0 \quad (\text{V.41})$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |\delta_j|} = 0 \quad (\text{V.42})$$

De plus, on n'utilise que la partie imaginaire pour les autres dérivées partielles de la matrice d'admittance du nœud. Ces approximations donnent les équations de suivantes :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\delta} & 0 \\ 0 & J_{QV} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad \text{avec} \quad \begin{cases} J_{P\delta} = \frac{\partial P}{\partial \delta} \\ J_{QV} = \frac{\partial Q}{\partial V} \end{cases} \quad (\text{V.43})$$

La puissance active et la puissance réactive à chaque nœud peut être écrite sous la forme suivante :

$$P_i = V_i^2 |Y_{ii}| \cos \theta_{ii} + \sum_{\substack{m=1 \\ M \neq i}}^n |V_i V_m Y_{im}| \cos(\theta_{im} + \delta_i - \delta_m) \quad (\text{V.44})$$

$$Q_i = V_i^2 |Y_{ii}| \sin \theta_{ii} + \sum_{\substack{m=1 \\ M \neq i}}^n |V_i V_m Y_{im}| \sin(\theta_{im} + \delta_i - \delta_m) \quad (\text{V.45})$$

Les dérivées partielles de la matrice admittance sont calculées comme suit :

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = -|V_i| \beta_{ii} \quad (\text{V.46})$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -|V_i| \beta_{ij} \quad (\text{V.47})$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial v_i} = -|V_i|\beta_{ii} \quad (\text{V.48})$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial v_j} = -|V_i|\beta_{ij} \quad (\text{V.49})$$

L'algorithme découplé rapide est largement utilisé à cause de ses bonnes propriétés de convergence et ses opérations de calcul réduites, malgré les nombreuses approximations utilisées au cours de son développement.

## **V Optimisation par essais particuliers (PSO)**

De nombreuses applications d'ingénierie, telles que les systèmes d'alimentation électrique et le traitement du signal, nécessitent un algorithme efficace et efficient capable de résoudre leurs problèmes d'optimisation liés au domaine. Les problèmes d'optimisation ont été résolus par des algorithmes tels que l'optimisation par essaim de particules (PSO), l'optimisation des colonies de fourmis, l'algorithme génétique, ... [118]

L'idée et la formulation de l'algorithme PSO a été stimulées par l'observation du comportement social des groupes d'oiseaux et de poissons. Dans la nature, un essaim d'oiseaux vole dans l'espace en suivant un leader qui occupe la position la plus proche de la nourriture. Le comportement social des oiseaux peut être traduit dans PSO en opérations algorithmiques, pour résoudre des problèmes d'optimisation où l'essaim d'oiseaux est interprété comme un essaim de particules, et chaque particule représente une solution.

L'essaim de particules parcourt l'espace dans des dimensions données et trouve la meilleure solution qui optimise le problème posé.

Particle Swarm Optimization est un algorithme capable d'optimiser un problème non-linéaire et multidimensionnel qui parvient généralement à de bonnes solutions de manière efficace. Il est simple à implémenter et à coder, et est flexible pour s'hybrider avec d'autres algorithmes d'optimisation. PSO n'a que trois paramètres de contrôle (poids d'inertie, ratio cognitif et ratio social). [118]

## **VI Résultats de la programmation**

La fonction de distribution de probabilité de Weibull (wblpdf) est implémentée dans le programme Minitab19, donnant une échelle = 3,0324 et une forme = 2,9361 et est tracée en fonction de la vitesse du vent dans chaque intervalle de temps, fonction de survie et fonction de risque. [119]

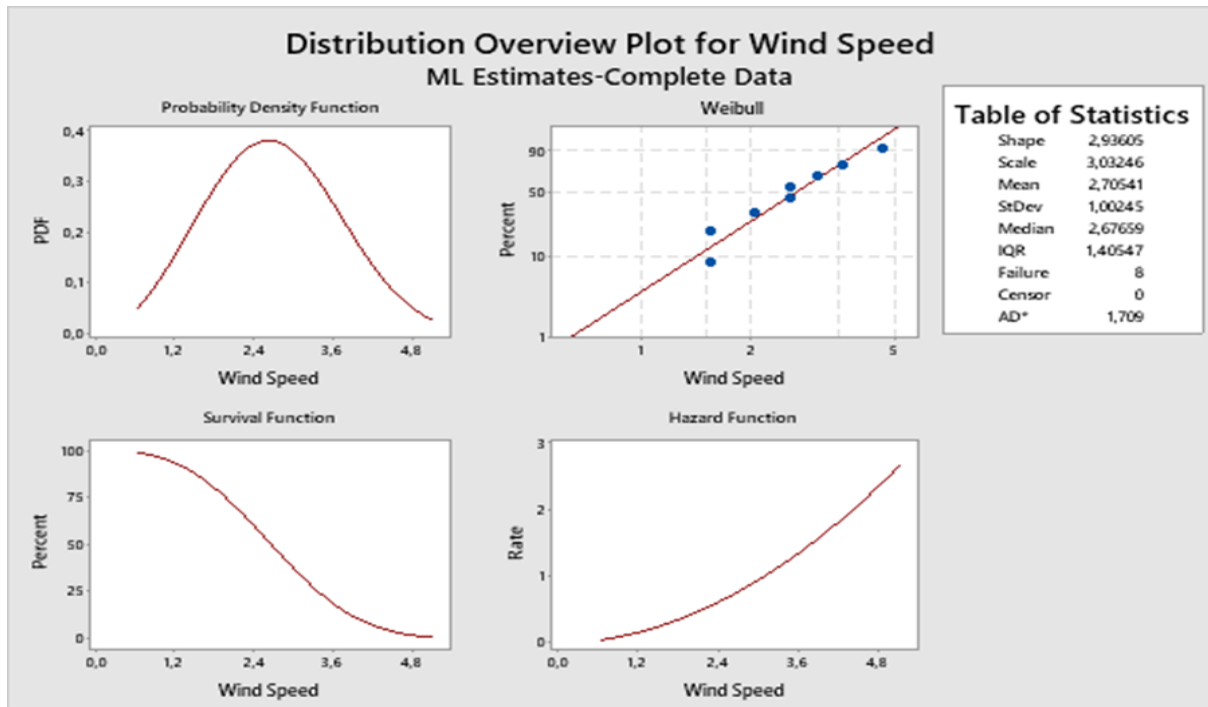


Figure 79. Distribution de Weibull du vent

De même, la fonction de distribution de probabilité de Weibull (wblpdf) est implémentée dans le programme Minitab19 pour l'irradiation solaire, donnant une échelle = 275 276 et une forme = 2,7592, et est tracée dans chaque intervalle de temps, fonction de survie et fonction de risque. [119].

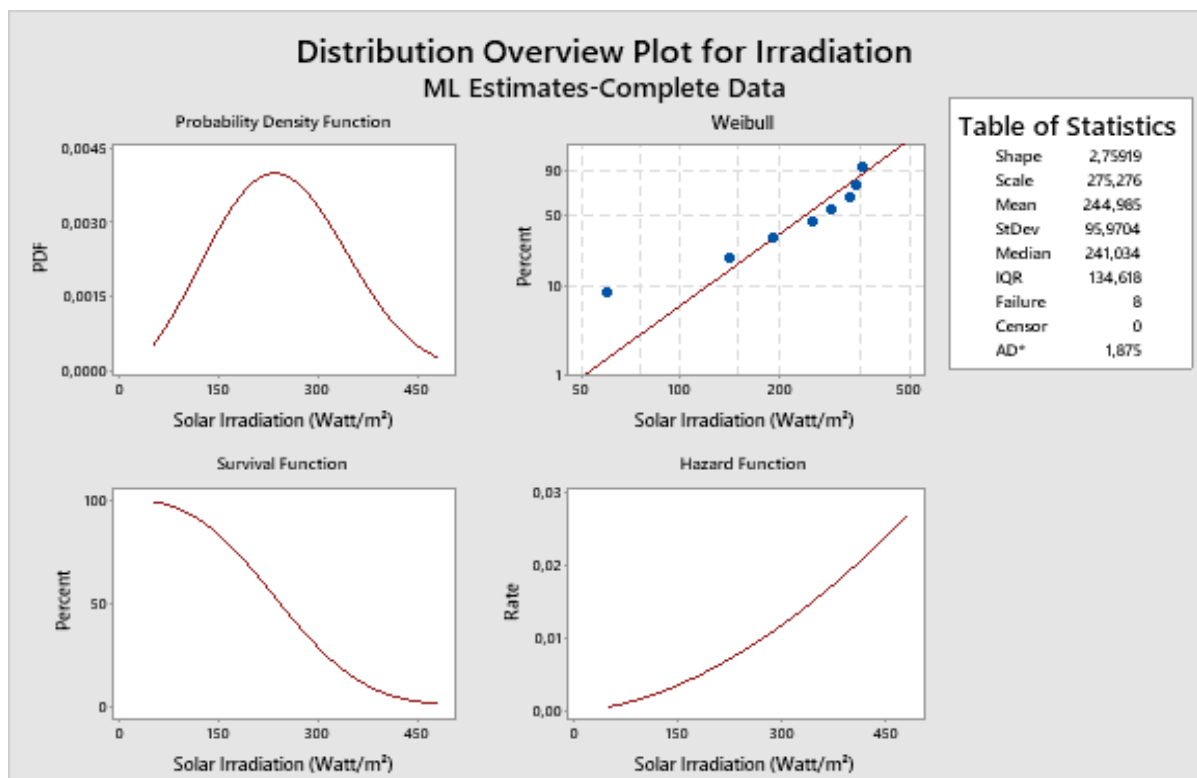


Figure 80. Distribution de Weibull du soleil

**VI.1 Réseau Kundur avec les sources éoliennes et solaire**

**Les paramètres du PSO :**

Nombre de nœuds =11 ;  
 Nombre de particules = 30 ;  
 Maximum d'itérations = 10 ;  
 c1 = 2.05 ;  
 c2 = 2.05 ;  
 Facteur de constriction w = 0.7298 ;

**Les limites des variables de décision :**

Nombre de sources éoliennes=1 ;  
 Nombre de sources solaires=1 ;  
 Nombre de DG = Nombre de sources éoliennes+ +Nombre de sources solaires=2 ;  
 Puissance minimale pour chaque DG min\_power = 1.0 ;  
 Puissance maximale pour chaque DG max\_power = 50 ;  
 Nombre de Monte\_Carlo=10 ;  
 Base de la Puissance apparente basemva=100 ;  
 b3 = 0.4 ; Poids pour les pertes de puissance  
 b4 = 0.3 ; Poids pour la déviation de tension  
 b5 = 0.3 ; Poids pour le coût de production des DG  
 Coût des DG = b3 \* Coût du DG éolien + b4 \* Coût du DG solaire + b5 \* Coût du carburant DG.  
 fitval = Les pertes des puissances + déviation de la tension + Coût des DG.

**Les résultats numériques obtenus :**

Pertes actives :  
 0.8074 0.4689 0.4689 0.4689 0.4607 0.4607 0.4607 0.4607  
 0.4607 0.4607  
 Pertes réactives :  
 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0  
 Nombre d'itérations : 10  
 Pertes actives minimales : 0.46073  
 Pertes actives maximales : 0.80742  
 Pertes réactives minimales : 0.0

Pertes réactives maximales : 0.0

Pertes actives : 0.4541

Pertes réactives : 0.0

Emplacement optimal =

**SOURCE EOLIENNE                      BUS 11**

**SOURCE SOLAIRE                        BUS 11**

**Les courbes obtenues de la programmation**

Le programme Matlab permettant de tracer les différentes courbes suivantes est indiqué dans ANNEXE C :

- La convergence de l’algorithme PSO.
- Les pertes actives et les pertes réactives
- Profile de charge de lignes
- Profil de tension des bus

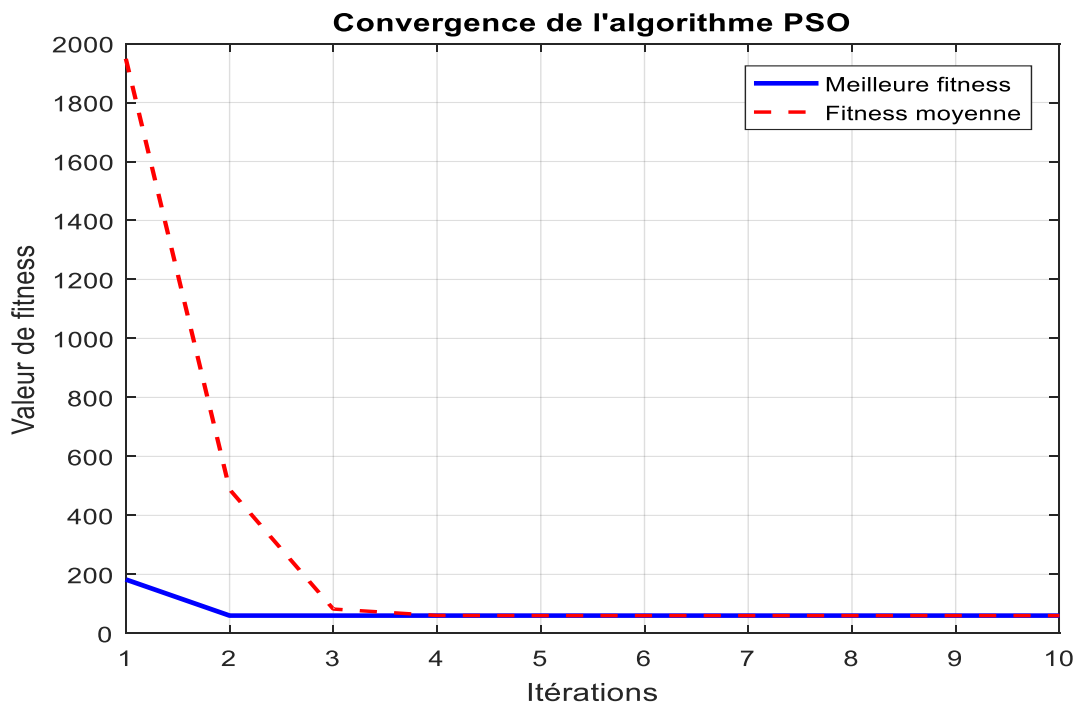


Figure 81. Convergence du PSO pour réseau sans FACTS

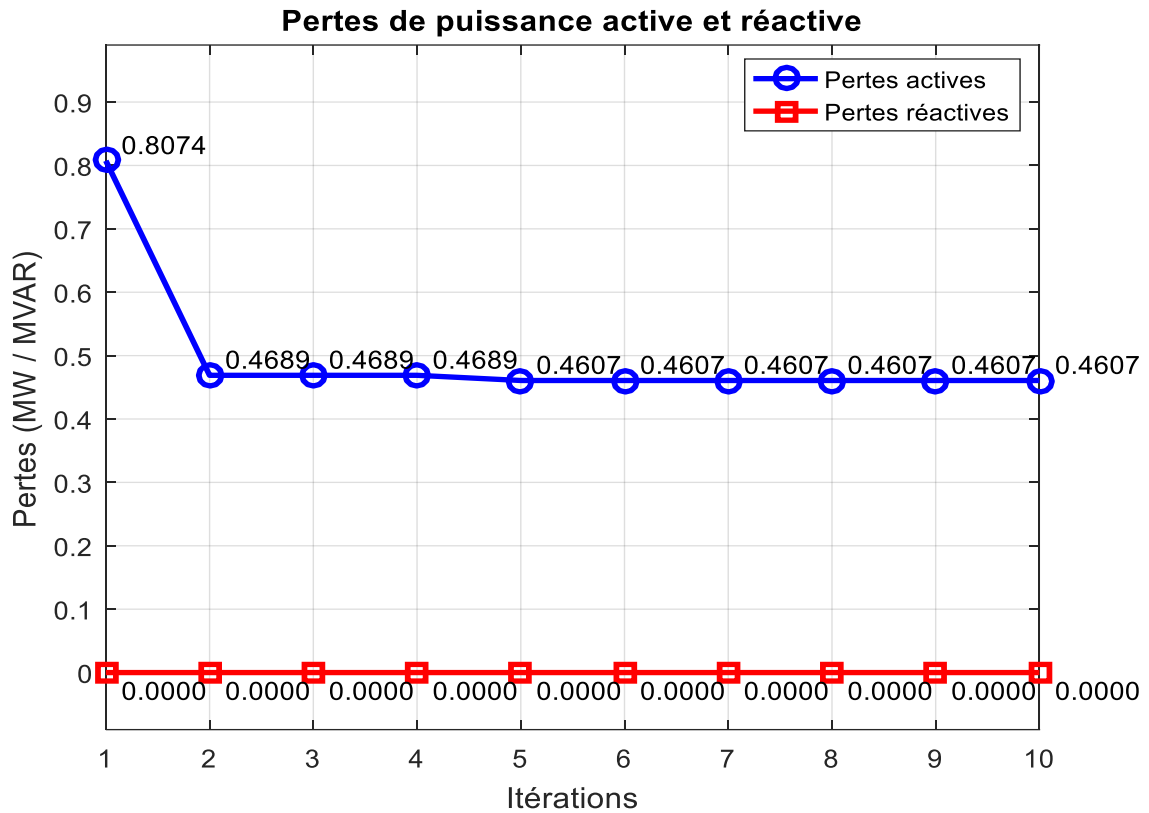


Figure 82. Pertes actives et pertes réactives pour réseau sans FACTS

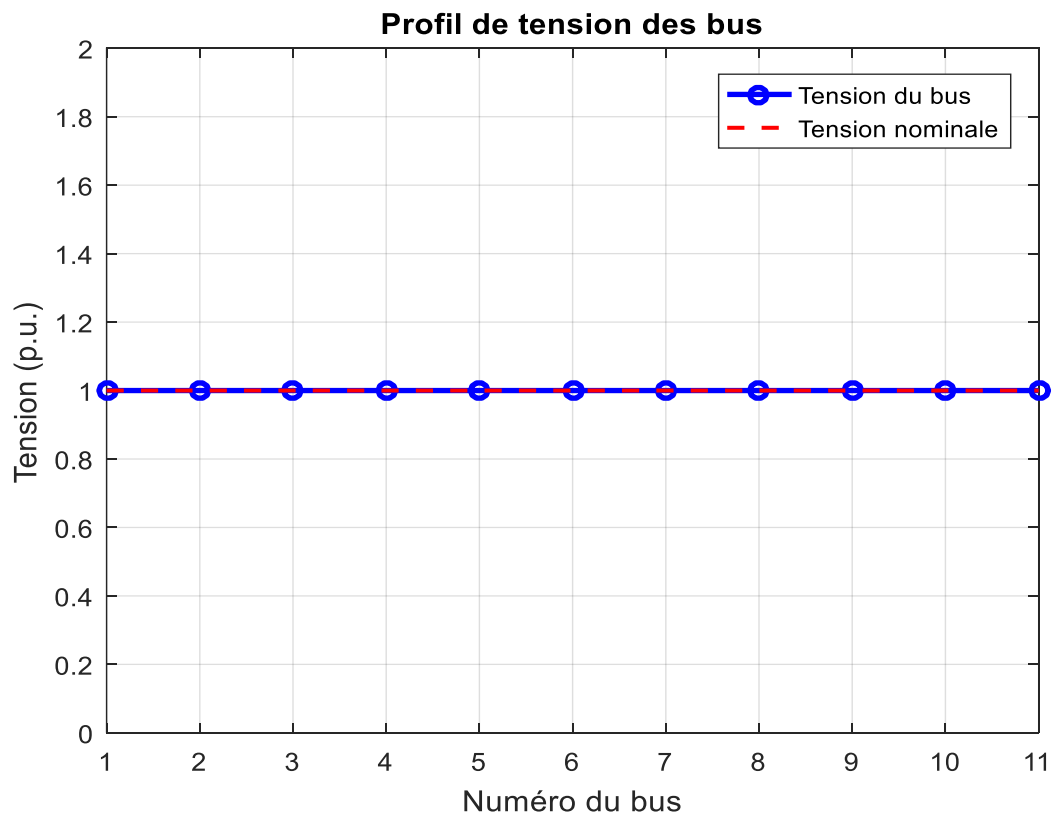
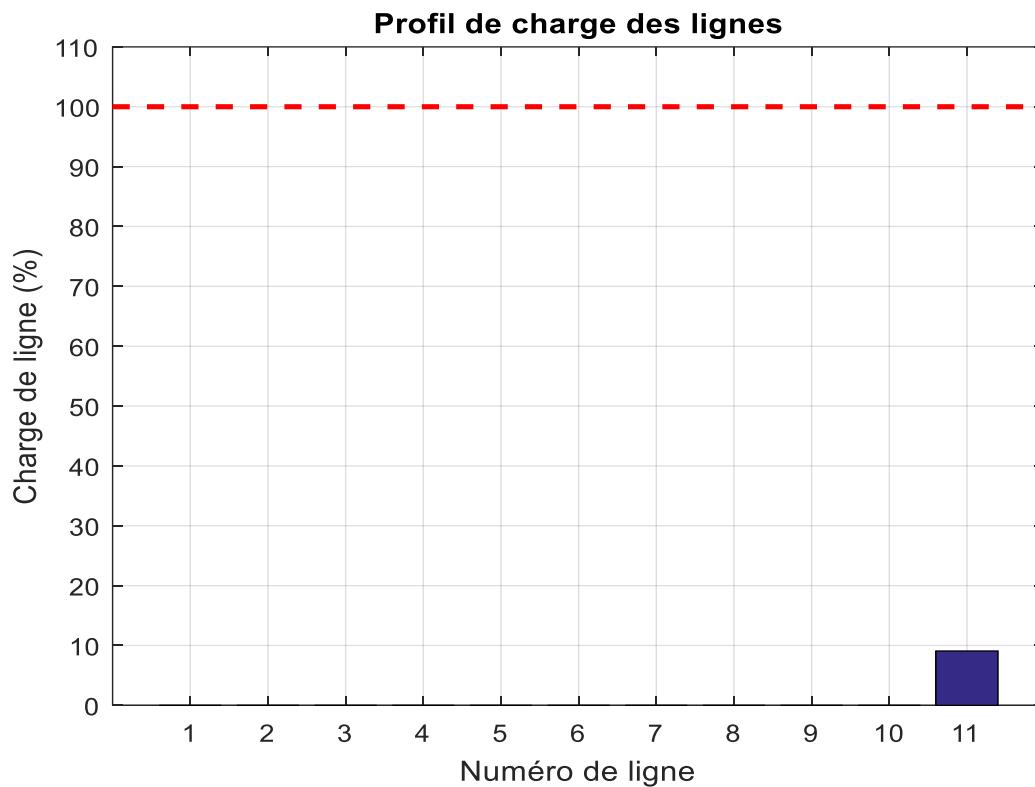


Figure 83. Profil de tension des bus pour réseau sans FACTS





*Figure 84. Profil de charge des lignes pour réseau sans FACTS*

## VI.2 Réseau Kundur avec les sources renouvelables (éoliennes et solaires) et FACTS

### Les paramètres du PSO :

- Nombre de nœuds = 11 ;
- Nombre de particules = 30 ;
- Maximum d'itérations = 10 ;
- $c1 = 2.05$  ;
- $c2 = 2.05$  ;
- Facteur de constriction  $w = 0.7298$  ;

### Les limites des variables de décision :

- Nombre de sources éoliennes = 1 ;
- Nombre de sources solaires = 1 ;
- Nombre de DG = Nombre de sources éoliennes + Nombre de sources solaires = 2 ;
- Puissance minimale pour chaque DG  $min\_power = 1.0$  ;
- Puissance maximale pour chaque DG  $max\_power = 50$  ;
- Nombre de Monte\_Carlo = 10 ;
- Base de la Puissance apparente  $basemva = 100$  ;

**Les paramètres des STATCOM et du TCSC :**

Nombre du STATCOM = 2 ;

Nombre de TCSC = 1 ;

Puissance reactive minimale du STATCOM  $\text{min\_statcom\_q} = -50$  ;

Puissance reactive maximale du STATCOM  $\text{max\_statcom\_q} = 50$  ;

Réactance minimale du TCSC (70% compensation)  $\text{min\_tcsc\_x} = -0.7$  ;

Réactance maximale du TCSC (20% augmentation)  $\text{max\_tcsc\_x} = 0.2$  ;

$b_3 = 0.4$  ; Poids pour les pertes de puissance

$b_4 = 0.3$  ; Poids pour la déviation de tension

$b_5 = 0.3$  ; Poids pour le coût de production des DG

Coût des DG =  $b_3 * \text{Coût du DG éolien} + b_4 * \text{Coût du DG solaire} + b_5 * \text{Coût du carburant DG}$

fitval = Les pertes des puissances + déviation de la tension + Coût des DG.

**Les résultats numériques obtenus :**

Coût des DG = 574

fitval: 584

Pertes actives :

3.0267 3.0267 3.0267 3.0267 3.0267 3.0267 3.0267 3.0267  
3.0267 3.0267

Pertes réactives :

3.0517 3.0517 3.0517 3.0517 3.0517 3.0517 3.0517 3.0517  
3.0517 3.0517

Pertes actives minimales : 3.0267

Pertes actives maximales : 3.0267

Pertes réactives minimales : 3.0517

Pertes réactives maximales : 3.0517

Emplacement optimal:

**SOURCE EOLIENNE BUS 6**

**SOURCE SOLAIRE BUS 5**

**STATCOM 1 BUS 7**

**STATCOM 2 BUS 8**

**TCSC BUS 8**

Les courbes obtenues de la programmation

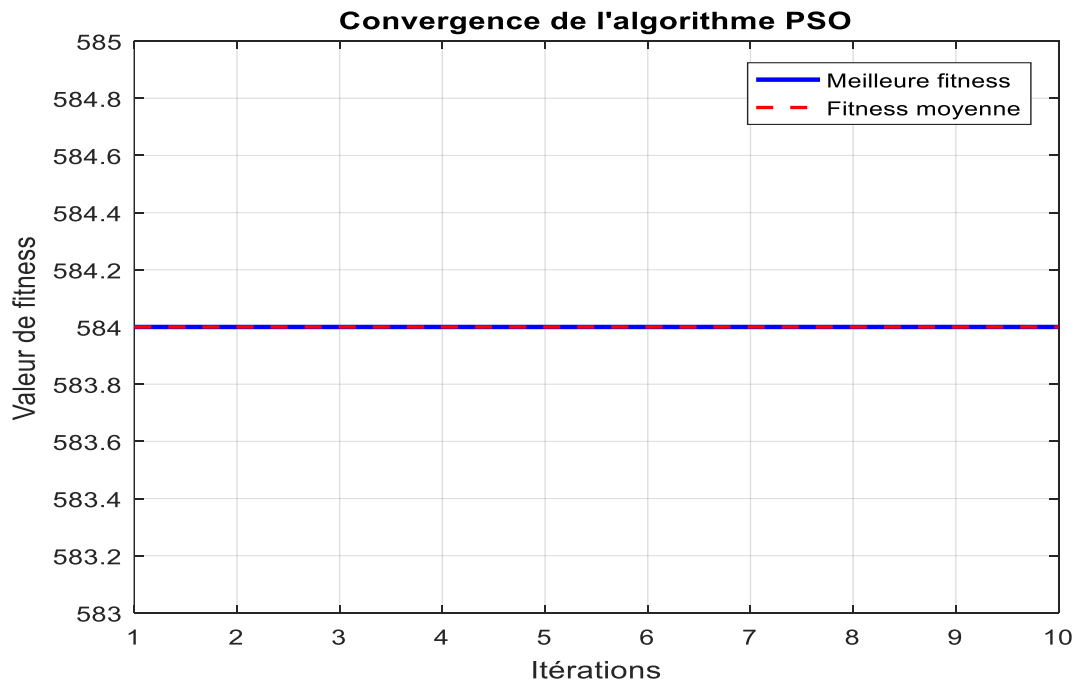


Figure 85. Convergence du PSO pour réseau avec FACTS

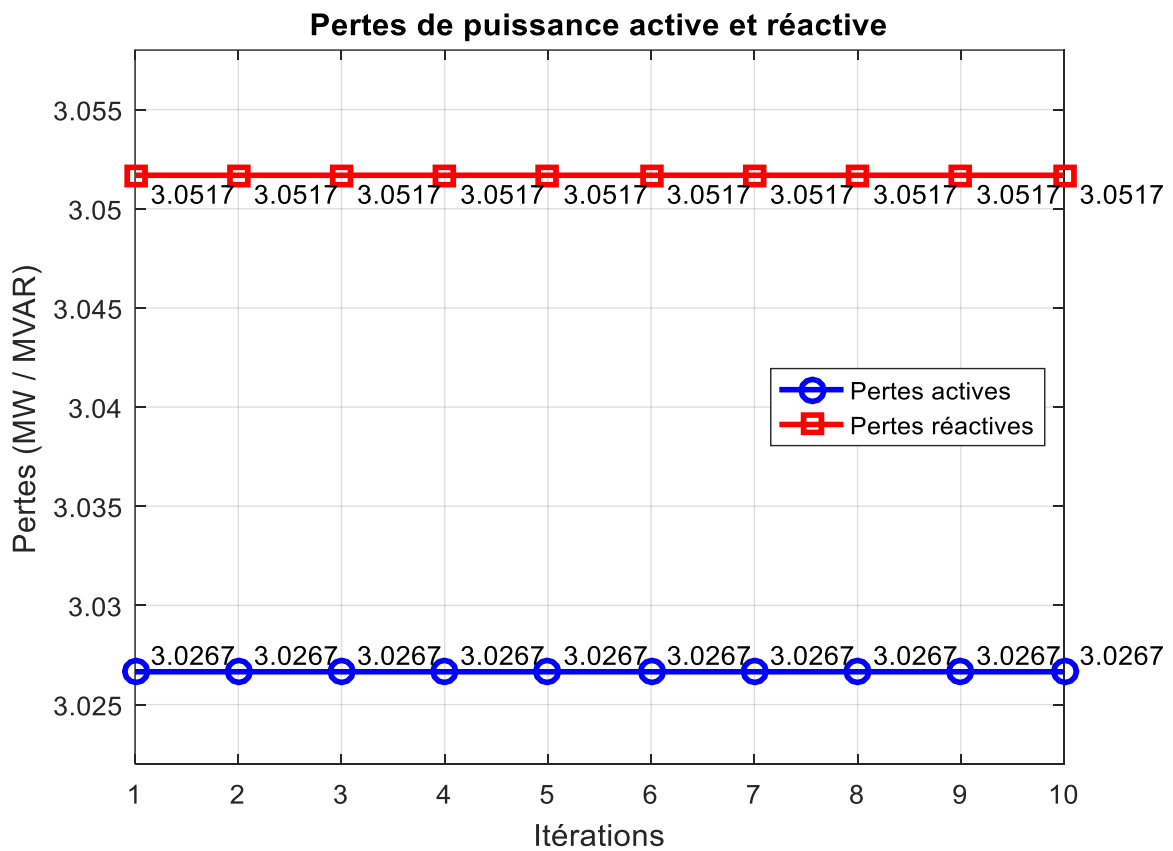


Figure 86. Pertes actives et réactives pour réseau avec FACTS

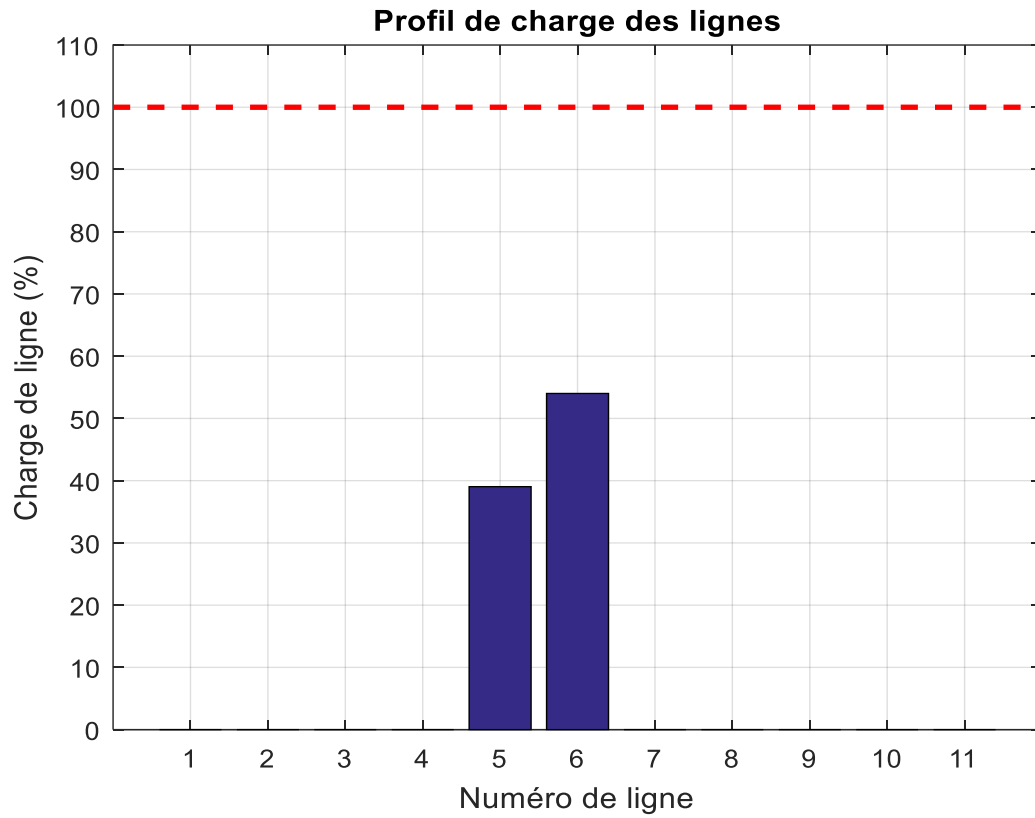


Figure 87. Profil de charge des lignes pour réseau avec FACTS

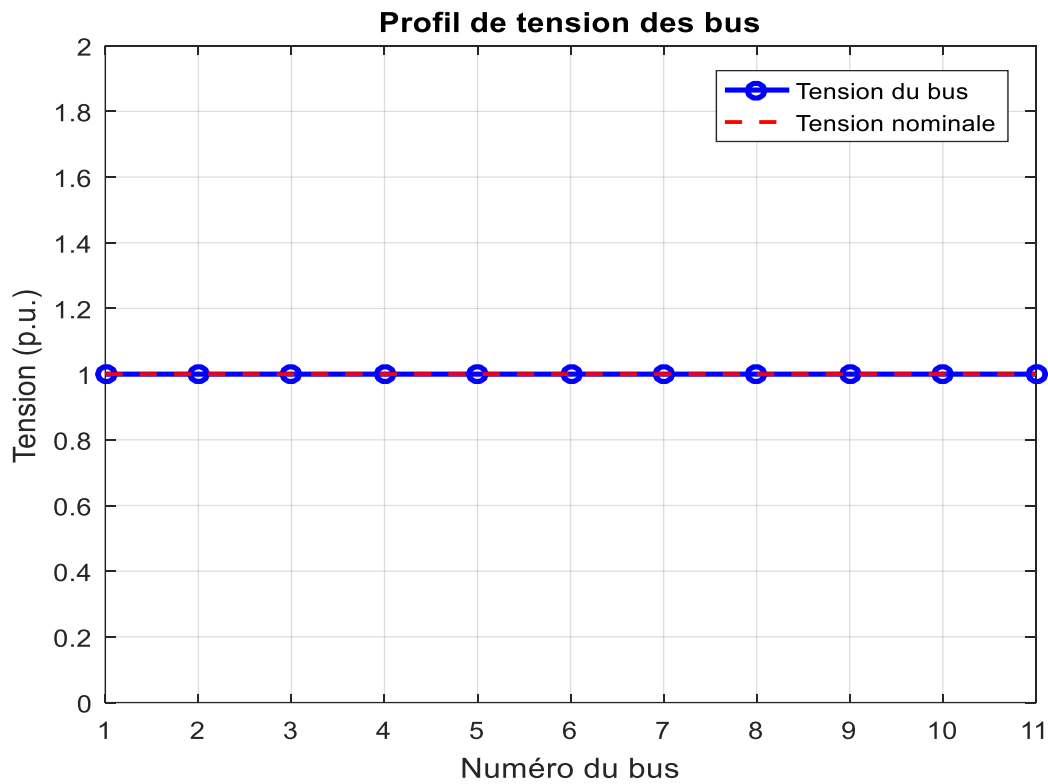


Figure 88. Profil de tension des bus pour réseau avec FACTS

## **VII Conclusion**

Ce chapitre expose les résultats finaux d'un programme « PSO » dans le but d'optimiser l'emplacement des sources d'énergie renouvelable de type « éolienne » et « solaire » dans le réseau Kundur à 4 générateurs, en présence de contrôleurs HPFC (Hybrid Power Flow Controller). Le calcul est réalisé à l'aide de la simulation de Monte Carlo.

Le réseau a été initialement testé sans présence du contrôleur, puis en introduisant les FACTS TCSC/STATCOM. Les résultats obtenus numériquement donnent les valeurs des :

- Coûts du générateur de distribution
- Pertes actives
- Pertes réactives
- Pertes actives minimales
- Pertes actives maximales
- Pertes réactives minimales
- Pertes réactives maximales
- L'emplacement optimal des sources d'énergie renouvelable.

De plus, les courbes des pertes de puissance active et réactive à chaque itération de Monte Carlo ainsi que les meilleures et les moyennes fitness sont reproduites. D'autre part, les courbes du profil de tension de chaque bus et le profil de charge des lignes sont tracées en établissant un programme PSO sous Matlab.

**CONCLUSION  
GÉNÉRALE**

## CONCLUSION GENERALE

Ce projet de thèse nous a permis de traiter le problème de l'optimisation du placement des sources d'énergie renouvelables et des systèmes de transmission AC flexibles (FACTS), tout en assurant la sûreté et le bon fonctionnement du réseau électrique.

La stabilité et /ou la sûreté du réseau est caractérisée par sa capacité de rester dans les limites définies dans le fonctionnement normal. L'augmentation de la charge entraîne incontestablement une instabilité et un dysfonctionnement du système et provoque des pannes et même des arrêts d'approvisionnement en électricité. L'utilisation de la technologie FACTS est un moyen susceptible d'apporter des solutions meilleures dans l'amélioration des performances du système électrique, et restaurer le système à un état stable. Egalement, l'intégration individuelle ou réunie des FACTS, shunt ou/et série, dans le même réseau électrique nécessite une recherche plus approfondie et plus fiable. L'emplacement doit être optimisé en raison des coûts d'investissement élevés et pour assurer un contrôle et un service continu, et un équilibre offre-demande accompli. La qualité de l'énergie produite doit être maintenue, suivant les normes et les limites de stabilité de tension, de puissance active et de puissance réactive. Cependant, si un emplacement est mal choisi, les avantages des dispositifs FACTS risquent d'être perdus. Sur le plan économique, la décision de l'installation des dispositifs FACTS doit être bien étudiée. Le coût de l'installation des FACTS dépend principalement de la puissance de l'installation, du niveau de tension du système, du type du contrôleur FACTS utilisé et des performances utiles.

L'emplacement des sources d'énergie renouvelable dans les réseaux électriques est une étude très compliquée, vu que les énergies renouvelables dépendent des ressources naturelles (vent, soleil,...) avec leurs caractéristiques variables et intermittentes (vitesse de vent, ensoleillement solaire,...). Soumise à l'incertitude de la disponibilité de ces caractéristiques ensemble dans le même emplacement et à tout instant, la situation demande encore plus d'attention en cas d'hybridation de ces sources. . A cette fin, multiple efforts ont été effectués pour améliorer la qualité de l'énergie résultante de l'intégration croissante des sources renouvelables.

Afin d'atteindre notre objectif, nous nous sommes passés par les étapes suivantes, en relevant les courbes des variables électriques (Puissance active, puissance réactive et tension) dans chaque cas:

- Tout d'abord, le travail a été consacré à l'étude de la stabilité du réseau électrique en présence des stabilisateurs de puissance (PSS) et des régulateurs automatiques de vitesse (AVR).
- Des sources d'énergies renouvelables de type éolien et solaire sont introduites et testées dans le réseau électrique avec des valeurs climatiques arbitraires.
- Des dispositifs FACTS de type HPFC (Hybrid Power Flow Controller) sont ensuite insérés dans le réseau séparément, où leur comparaison nous a conduits à opter pour le HPFC constitué d'un TCSC réuni parallèlement avec deux STATCOM.
- Pour mieux se rapprocher de la réalité, le système est testé sous des conditions climatiques réelles.
- Enfin, l'optimisation de l'emplacement des FACTS et des sources d'énergie renouvelables est établie en utilisant la méthode « Particle Swarm Optimization PSO ».

On peut conclure que la complexité des problèmes liés à la modification de la topologie des réseaux électriques suite à l'insertion des sources d'énergie renouvelable, fait appel à des méthodes de solution adéquates, qui facilitent la récupération de la sûreté du système électrique sans aucune restriction.

Le recours à des configurations multi-FACTS, mentionné HPFC (Hybrid Power Flow Controller) dans ce travail, où plusieurs dispositifs FACTS sont disponibles collectivement, permet d'obtenir les meilleurs résultats. Les simulations ont montré que le placement optimal des FACTS permettait d'accroître les puissances transmises dans le réseau en améliorant sa stabilité, surtout dans les conditions critiques et inattendues de fonctionnement.

En perspective, ce travail peut être poursuivi et amélioré pour une étude beaucoup plus approfondie. Ainsi, les perspectives futures sont basées sur :

- L'application du travail réalisé sur plusieurs sites ;
- L'optimisation du choix de site, en utilisant différents types de FACTS avec multiple choix de défauts, et différentes sources d'énergie renouvelable ;
- A long terme, les résultats nous permettront d'établir une interface graphique qui nous permettra de modéliser les sites et rendre le travail plus rapide et plus pratique.



**REFERENCES**  
**BIBLIOGRAPHIQUES**

### REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1]. M. SEBAA, « Commande Robuste d'un UPFC dans un Réseau d'Énergie Électrique Multi Machines, » Thèse de Doctorat, USTO-Mohamed BOUDIAF, 2012.  
<http://dSPACE.univ-usto.dz/handle/123456789/102>
- [2]. H. SEBAA, « Contribution à l'optimisation de l'insertion des énergies renouvelables dans un réseau électrique intelligent (Smart Grid), » Thèse de Doctorat, Université FERHAT Abbas-Sétif 1, 2019.  
<http://dx.doi.org/10.13140/RG.2.2.19805.36329>
- [3]. F. ZITOUNI, « Amélioration de la Stabilité Transitoire des Réseaux Electriques par l'utilisation des Systèmes FACTS, » Mémoire de Magiste, Université FERHAT Abbas- Sétif, 2010.  
<http://dSPACE.univ-setif.dz:8888/jspui/bitstream/123456789/2376/1/Memoire.pdf>
- [4]. E. A. Gomez, A., A. J. Conejo, and C. Canizares. (Eds.), « Electric Energy Systems: Analysis and Operation, » CRC Press, 2017.
- [5]. M. B. OUDAYA, and M. E. H. DRISSI, «Amélioration de la stabilité de tension par l'emplacement optimal des dispositifs FACTS, » Mémoire de Master, Université Dr. Tahar Moulay- Saïda, 2017.
- [6]. Z. B. A. Saifallah, «M1-TDH\_Cours Equipement Electrique, », 2021
- [7]. M. MAAMRI, « Optimisation Technico-économique des Réseaux Electriques Distribués, » Thèse de Doctorat. USTO-Mohamed BOUDIAF, 2020.  
<https://www.ccdz.cerist.dz/admin/notice.php?id=0000000000001080835000903>
- [8]. B. Grzegorz. « Power Systems, Improvement in the Quality of Delivery of Electrical Energy using Power Electronics Systems, » Book, 2007.
- [9]. H. Belguidoum. « Les systèmes FACTS utilisant les convertisseurs entièrement commandes, » Mémoire de Magister, Université FERHAT Abbas- Sétif, 2012.  
<http://dSPACE.univ-setif.dz:8888/jspui/handle/123456789/1393>.
- [10]. A. B. BISY, « Optimisation de compensation de l'énergie réactive, » Mémoire de Master, UNIVERSITE D'ANTANANARIVO, 2020.
- [11]. M. MEZAACHE, « Contribution à l'Etude du Choix Optimal de l'Emplacement du Dispositif UPFC dans les Réseaux Electriques en Utilisant une des Méthodes Artificielles, » Thèse de Doctorat. Université de Batna 2, 2016.  
<http://eprints.univ-batna2.dz/id/eprint/67>
- [12]. H. SEKHANE, « L'optimisation de la puissance réactive et le contrôle de tension à travers l'incorporation des dispositifs FACTS, » Mémoire de Magister, Université de Constantine 1, 2013.
- [13]. O. S. FERGANI, «Optimisation du réseau d'un tertiaire alimenté par une source solaire, » Thèse de Doctorat, USTO-Mohamed BOUDIAF, 2017.

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

---

- <https://www.ccdz.cerist.dz/admin/notice.php?id=00000000000000865597000896>
- [14]. H. MERZOUGUI, « Etude de la stabilité transitoire d'un réseau avec intégration des sources renouvelables, » Mémoire de Master, UNIVERSITE BADJI MOKHTAR- ANNABA, 2018.
- [15]. R. BENABID, « Optimisation Multi objectif de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux Electriques, » *Mémoire de Magister*, Université Amar Telidji- Laghouat, 2007.
- [16]. A. BOURZAMI, « Contribution à l'étude de la stabilité des grands réseaux électriques dans un marché de l'électricité dérégulé en présence des sources d'énergie renouvelable par la logique floue, » Thèse de Doctorat, UNIVERSITÉ FERHAT ABBAS - SETIF 1, 2019.  
<http://dspace.univ-setif.dz:8888/jspui/handle/123456789/3548>
- [17]. M. FERGANE, « Les Méthodes D'amélioration De La Stabilité Dynamique Dans Les Réseaux Electriques, » Mémoire de Magister, UNIVERSITÉ FERHAT ABBAS - SETIF 1, 2014.
- [18]. F. BOUSSADIA, « Optimisation de la sécurité des réseaux électriques de puissance par des systèmes de transmission flexible en courant alternatif FACTS, » Thèse de Doctorat, UNIVERSITÉ FERHAT ABBAS - SETIF 1, 2019.  
<http://dspace.univ-setif.dz:8888/jspui/handle/123456789/3266>
- [19]. M. MEGDICHE, « Sûreté de fonctionnement des réseaux de distribution en présence de production décentralisé, » Thèse de Doctorat, 2009.  
<https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00393077>
- [20]. F. Kechroud, « Optimisation de la Maintenance par la Fiabilité et la Disponibilité des équipements, » Mémoire de Master, 2020.
- [21]. R. A. Bakkiyaraj, and N. Kumarappan, « Optimal reliability planning for a composite electric power system based on Monte Carlo simulation using particle swarm optimization, » *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 47, pp. 109-116, 2013.
- [22]. Schneider Electric. « La sûreté de fonctionnement d'une installation électrique, » Guide de conception des réseaux électriques industriels, 6 883 427/A.
- [23]. A. B. Ocnasu, « Evaluation de la sûreté de fonctionnement des réseaux de distribution par la simulation Monte Carlo : application à des stratégies de maintenance optimales, » Thèse de Doctorat, 2008.  
<https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00339260>.
- [24]. B. HADJI, « Contribution à l'Amélioration de l'Efficacité des Réseaux Electriques par l'Intégration et le Contrôle Flexible de l'Energie Eolienne et des Systèmes FACTS, » Thèse de Doctorat, Université Mohamed Khider- Biskra, 2017.  
<http://thesis.univ-biskra.dz/id/eprint/2855>

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

---

- [25]. M. BADRAOUI, and M. R. BEREKSI, « Etude et modélisation du moteur synchrone simple et double étoile avec application de la commande backstepping à la machine synchrone, » Mémoire de Master, Université Abou Bekr Belkaid- Tlemcen, 2016.
- [26]. D. LEBLANC, « CONTRIBUTION A L'ETUDE DE LA STABILITE ET A LA STABILISATION DES RESEAUX ELECTRIQUES INDUSTRIELS, » Thèse de Doctorat, Université de Lorraine, 2014.  
<https://hal.univ-lorraine.fr/tel-01752019>
- [27]. S. MESSALTI, and S. FERAHTIA, « Calcul d'écoulement de puissance dans les réseaux électriques lors de l'intégration des fermes éoliennes et des dispositifs FACTS, » Mémoire de Master, Université de M'sila, 2013  
<http://dspace.univ-msila.dz:8080/xmlui/handle/123456789/10752>
- [28]. M. Vikas, D. Lillie, M. Monika, V. Shelly, and K. Rajender, « Reference Handbook on Power, Control and Communication Systems: Recent Headways, » Elixir Publications, 2018.  
ISBN 978-81-933897-2-0
- [29]. D. E. Tourqui, M. Benakcha, M., and T. Allaoui, « Improving the Electrical Stability by Wind Turbine and UPFC » In: Hatti, M. (eds) Artificial Intelligence in Renewable Energetic Systems. ICAIRES 2017. Lecture Notes in Networks and Systems, vol 35. Springer, Cham.  
[https://doi.org/10.1007/978-3-319-73192-6\\_13](https://doi.org/10.1007/978-3-319-73192-6_13)
- [30]. M. DARIGA, « Réalisation d'un système de conversion et de gestion de l'énergie d'un système photovoltaïque pour l'alimentation des réseaux de capteurs sans fil autonomes pour l'application aéronautique, » Thèse de Doctorat, INSA de Toulouse, 2010.  
<https://theses.hal.science/tel-00554679>
- [31]. M. Dris, « Contribution à la Modélisation d'un Système de Production d'Énergie Électrique Hybride « Éolien – Photovoltaïque, » Thèse de Doctorat, Université Mohamed Khider- Biskra, 2019.  
<http://thesis.univ-biskra.dz/id/eprint/4352>
- [32]. B. M. Weedy, B. J. Cory, N. Jenkins, J. B. Ekanayake, and G. Strbac, « Electric Power Systems, » Fifth Edition, John Wiley & Sons Ltd Publications, 2012.
- [33]. N. A Cherif, A. Tayeb, and B. Mokhtar. «The Use of Multiband PSS to Improve Transient Stability of Multimachine Power System, » International Journal of Power Electronics and Drive Systems, vol. 3, no 3, pp.298-303, 2013.  
<https://doi: 10.11591/ijpeds.v3i3.3905>
- [34]. J. Vivekananthan, and R. Karthick, «VOLTAGE STABILITY IMPROVEMENT AND REDUCE POWER SYSTEM LOSSES BY BACTERIAL FORAGING OPTIMIZATION

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

---

- BASED LOCATION OF FACTS DEVICES,» International Electrical Engineering Journal (IEEJ), vol. 4, no. 1, pp. 1034-1040, 2013.  
ISSN 2078-2365
- [35]. N. B. Kadandani, and Y. A. Maiwada, « An Overview of FACTS Controllers for Power Quality Improvement, » The International Journal Of Engineering And Science (IJES), vol. 4, no. 9, pp. 09-17, 2015.  
ISSN (p): 2319 – 1805
- [36]. Y. Magnoun, « Placement optimal de dispositif FACTS dans un réseau de puissance » Mémoire d'Ingéniorat, 2015.  
<https://dumas.ccsd.cnrs.fr/dumas-01224006>.
- [37]. A. Kazemi, A. Parizad, and H. R. Baghaee, « On The Use Of Harmony Search Algorithm In Optimal Placement Of FACTS Devices To Improve Power System Security, » Proceeding of EUROCON '09, pp.570-576, 2009.  
<https://doi: 10.1109/EURCON.2009.5167689>
- [38]. H. I. Shaheen, I. G. I. Rashed, and S.J. Cheng, « Optimal location and parameter setting of UPFC for enhancing power systems security based on differential evolution algorithm, » Electr. Power Energy Syst., vol. 33, no. 1, pp. 94-105, Jan. 2011.  
<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2010.06.023>
- [39]. A. Samimi, and M. A. Golkar, « A novel method for optimal placement of FACTS based on sensitivity analysis for enhancing power system static security, » Asian J. Appl. Sci., vol. 5, no. 1, pp. 119, Dec, 2011.  
<https://doi: 10.3923/ajaps.2012.1.19>
- [40]. R. N. Banu, and D. Devaraj. « Multi-objective GA fuzzy decision making for security enhancement in power system , » Appl. Soft Comput., vol. 12, no. 9, pp. 2756-2764, 2012.  
<https://doi.org/10.1016/j.asoc.2012.03.057>
- [41]. A. Samimi, and P. Naderi, « A new method for optimal placement of TCSC based on sensitivity analysis for congestion management, » Smart Grid Renew Ener, vol. 3, no. 1, pp. 10-16, 2012.  
<https://doi: 10.4236/sgre.2012.31002>
- [42]. M. Amroune, H. Sebaa, and T. Bouktir, « Static Voltage Stability Margin Enhancement Using SVC and TCSC, » World Academy of Science, Engineering and Technology International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering, vol. 7, no. 10, 2013.  
<https://doi.org/10.5281/zenodo.1336454>
- [43]. A. Vijayan, and S. Padma, « Maintaining voltage stability in power system using FACTS devices, ». Int. J. Eng. Sci. Invention, vol. 2, no. 2, pp. 16, 2013.

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

---

- [44]. K. Tlijani, T. Guesmi, and H. H. Abdallah, « Optimal number, location and parameter setting of multiple TCSCs for security and system loadability enhancement, » in Proc. 10th Int. Multi-Conf. Syst., Signals Devices (SSD), pp. 16, 2013.  
[https://doi: 10.1109/SSD.2013.6564075](https://doi.org/10.1109/SSD.2013.6564075)
- [45]. A. R. Jordehi, J. Jasni, N. A. Wahab, M. Z. Kadir, and M. S. Javadi, « Enhanced leader PSO (ELPSO): A new algorithm for allocating distributed TCSC's in power systems, » Electr. Power Energy Syst., vol. 65, pp. 771-784, 2015.  
<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.07.058>
- [46]. A. R. Jordehi, « Brainstorm optimisation algorithm (BSOA): An efficient algorithm for finding optimal location and setting of FACTS devices in electric power systems, » Electr. Power Energy Syst., vol. 69, pp. 48-57, 2015.  
<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.12.083>
- [47]. B. Bhattacharyya, and S. Kumar, « Loadability enhancement with FACTS devices using gravitational search algorithm, » Int J Electr Power Energy Syst, vol. 78, pp.470-479, 2016.  
<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.11.114>
- [48]. S. Ranganathan, M. S. Kalavathi, and C. A. Rajan, « Self-adaptive firefly algorithm based multi-objectives for multi-type FACTS placement,» IET Gener, Transmiss. Distrib, vol. 10, no. 11, pp. 2576-2584., 2016.  
<https://doi: 10.1049/iet-gtd.2015.0905>
- [49]. I. Ullah, W. Gawlik, and P. Palensky, « Analysis of power network for line reactance variation to improve total transmission capacity, » Energies, vol. 9, no. 11, pp. 936-956, 2016.  
<https://doi.org/10.3390/en9110936>
- [50]. S. D. Nascimento, and M. M. Gouvêa, « Voltage stability enhancement in power systems with automatic FACTS device allocation, » Energy Procedia, vol. 107, pp. 60-67, 2017.  
<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.12.129>
- [51]. M. Zahid, J. Chen, Y. Li, X. Duan, Q. Lei, W. Bo, G. Mohy-Ud-Din, and A. Waqar, « New approach for optimal location and parameters setting of UPFC for enhancing power systems stability under contingency analysis, » Energies, vol. 10, no. 11, pp. 1738-1761, 2017.  
<https://doi.org/10.3390/en10111738>
- [52]. T. Kang, J. Yao, T. Duong, S. Yang, and X. Zhu, « A hybrid approach for power system security enhancement via optimal installation of flexible AC transmission system (FACTS) devices,» Energies, vol. 10, no. 9, pp. 1305-1337, 2017.  
<https://doi.org/10.3390/en10091305>
- [53]. R. Tamta, M. S. Rawat, and V. Kushwaha, « Optimal Placement of TCSC to Improve the Voltage Stability of Transmission Network, » Conference: NCAPCSAt: NIT kurukshetra, 2018.

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

---

- <https://www.researchgate.net/publication/335618807>
- [54]. S. Raj, and B. Bhattacharyya, « Optimal placement of TCSC and SVC for reactive power planning using whale optimization algorithm, » *Swarm Evol. Comput*, vol. 40, pp. 131-143, 2018.  
<https://doi.org/10.1016/j.swevo.2017.12.008>
- [55]. K. Kavitha, and R. Neela, « Optimal allocation of multi-type FACTS devices and its effect in enhancing system security using BBO, WIPSO & PSO, » *J. Electr. Syst. Inf. Technol.*, vol. 5, no. 3, pp. 777-793, 2018.  
<https://doi.org/10.1016/j.jesit.2017.01.008>
- [56]. A. A. Sadiq, S. S. Adamu, and M. Buhari, « Optimal distributed generation planning in distribution networks : A comparison of transmission network models with FACTS, ». *Eng. Sci. Technol., Int. J.*, vol. 22, no. 1, pp. 33-46, 2019.  
<https://doi.org/10.1016/j.jestch.2018.09.013>
- [57]. M. Nadeem, K. Imran, A. Khattak, A. Ulasyar, A. Pal, M. Z. Zeb, A. N. Khan, and M. Pahdee. « Optimal placement, sizing and coordination of FACTS devices in transmission network using whale optimization algorithm, » *Energies*, vol. 13, pp. 753-777, 2020.  
<https://doi.org/10.3390/en13030753>
- [58]. A. Parizad, M. Kalantar, and A. Khazali, « Application of HAS and GA in Optimal Placement of FACTS Devices Considering Voltage Stability and Losses, » *International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems*, pp. 1-7, 2009.  
<https://www.researchgate.net/publication/224116146>
- [59]. S. Udgir, S. Varshney, and L. Srivastava, « Optimal placement and sizing of SVC for voltage security enhancement, » *Int. J. Comp. Appl.*, vol. 32, no. 6, pp. 44-51, 2011.  
<https://citeseerx.ist.psu.edu/document?repid=rep1&type=pdf&doi=3ed1dc334a2452fffc009e60ebfff26242d748e8>
- [60]. S. Dixit, L. Srivastava, and G. Agnihotri, « Optimal placement of SVC for minimizing power loss and improving voltage profile using GA, » in *Proc. Int. Conf. Issues Challenges Intell. Comput. Techn. (ICICT)*, pp. 123-129, 2014  
<https://doi: 10.1109/ICICT.2014.6781264>
- [61]. N. S. Chauhan, N. V. Srikanth, and B. V. Kumar, « Optimal placement of SVC to minimize loss and improve voltage profile under power system contingency using GA, » in *Proc. 5th SARCIRF Int. Conf.*, pp. 104-110, 2014.  
<https://doi: 10.1109/ICICT.2014.6781264>
- [62]. P. Choudekar, S. K. Sinha, and A. Siddiqui, « Optimal location of SVC for improvement in voltage stability of a power system under normal and contingency condition, » *Int. J. Syst. Assurance Eng. Manage*, vol. 8, no. S2, pp. 1312-1318, 2017.



- <https://doi.org/10.1007/s13198-017-0601-0>
- [63]. E. N. Azadani, S. H. Hosseinian, M. Janati, and P. Hasanpor, « Optimal placement of multiple STATCOM, » in Proc. 2008 IEEE Int. Middle-East Conf. Power Syst. (MEPCON'08), pp. 523-528, 2008.
- <https://doi.org/10.1109/MEPCON.2008.4562388>
- [64]. S. Dixit, and L. Srivastava, « Optimal location and sizing of STATCOM for minimizing power loss and improving voltage profile using GA, » IJCSNT, vol. 4, no. 1, pp. 1-11, 2014.
- [65]. V. S. Rao, and R. S. Rao, « Optimal placement of STATCOM using two stage algorithm for enhancing power system static security, » in Proc. 1<sup>st</sup> Int. Conf. Power Eng., Comput. Control (PECCON), pp. 575-582, 2017.
- <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.05.151>
- [66]. S. Sreedharan, T. Joseph, S. Joseph, C. V. Chandran, J. Vishnu, and P. V. Das, « Power system loading margin enhancement by optimal STATCOM integration\_ A case study,» Comput. Elect. Eng., vol. 81, pp. 1-16, 2020.
- <https://doi.org/10.1016/j.compeleceng.2019.106521>
- [67]. A.Kazemi, M. Ladjevardi, and M. A. S. Masoum, « Optimal selection of SSSC based damping controller parameters for improving power system dynamic stability using genetic algorithm,» Iran. J. Sci.Tech., vol. 29, no.1, pp. 1-10, 2005.
- <https://www.researchgate.net/publication/228359646>
- [68]. D. Menniti, N. Scordino, and N.Sorrentino, « A new method for SSSC optimal location to improve power system Available Transfer Capability, » Conference Paper. IEEE Xplore, 2006
- <https://doi.org/10.1109/PSCE.2006.296439>
- [69]. M. El Moursi, A. M. Sharaf, and K. El-Arroudi, « Optimal control schemes for SSSC for dynamic series compensation, » Electr.Power Syst. Res, vol. 78, pp. 646-656, 2008.
- <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2007.05.009>
- [70]. A.Vinkovic and R. Mihalic, « A current-based model of the static synchronous series compensator (SSSC) for Newton- Raphson power flow, » Electr.Power Syst. Res, vol. 78, no. 10, pp. 1806-1813, 2008.
- <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2008.03.006>
- [71]. M. Bongiorno, J. Svensson, and L. Ångquist, « Single-phase VSC based SSSC for subsynchronous resonance damping, » IEEE Trans. Power Deliv., vol. 23, no. 3, pp. 1544-1552, 2008.
- <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2007.916231>
- [72]. S. Panda, « Multi-objective evolutionary algorithm for SSSC based controller design, » Electr.Power Syst. Res, vol. 79, no. 6, pp. 937- 944, 2009.
- <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2008.12.004>



## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

---

- [73]. R. Hooshmand, and M. Azimi, « Investigation of dynamic instability of torsional modes in power system compensated by SSSC and fixed capacitor, » *Int. Rev. Electr. Eng.*, vol. 4, no. 1, pp. 129-138, 2009.
- [74]. P. S. Vaidya, and V. P. Rajderkar, « Optimal location of series FACTS devices for enhancing power system security,» *The 4th International Conference on Emerging Trends in Engineering & Technology (ICETET)*, pp. 185-190, 2011.  
<https://doi: 10.1109/ICETET.2011.58>.
- [75]. S. M. Nabavi, K. Khafafi, A. Sakhavati, and S. Nahi, « Optimal location and sizing of SSSC using genetic algorithm in deregulated power market, » *Int J Comput Appl*, vol. 22, no. 4, pp. 37-41, 2011.  
<https://doi : 10.5120/2569-3532>
- [76]. I.I. Ali, « Optimal location of SSSC based on PSO to improve voltage profile and reduce iraqi grid system losses, » *Eng Technol J*, vol. 35, no. 4, pp. 372-380, 2017  
<https://doi: 10.30684/etj.35.4A.9>
- [77]. A. K. Dwivedi, and S. Vadhera, « Reactive Power Sustainability and Voltage Stability with Different FACTS Devices Using PSAT, » *IEEE, 6th International Conference on Signal Processing and Integrated Networks (SPIN), India*, pp. 248-253, 2019.  
<https://doi: 10.1109/SPIN.2019.8711587>  
[www.irjes.com/Papers/vol1-issue2/Version%202/C121738.pdf](http://www.irjes.com/Papers/vol1-issue2/Version%202/C121738.pdf)
- [78]. E. Ghahremani and I. Kamwa, « Optimal Placement of Multiple-Type FACTS Devices to Maximize Power System Loadability Using a Generic Graphical User Interface, » *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no.2, pp. 764- 778, 2013  
<https://doi: 10.1109/TPWRS.2012.2210253>
- [79]. K. sundaram, B. Gopinath, M. Pradeepa, and V. Karthika, « Optimal Location and Sizing of Hybrid Power Flow Controller Using Chaotic Evolutionary Algorithm to Enhance Power System Stability, » *International Journal of Engineering and Applied Sciences*, vol. 4, no. 10, pp. 51-54, 2017.  
[https://www.ijeas.org/download\\_data/IJEAS0410006.pdf](https://www.ijeas.org/download_data/IJEAS0410006.pdf)
- [80]. A. A. Bhandakkar and L. Mathew, « Optimal placement of unified power flow controller and hybrid power flow controller using optimization technique, » *IEEE/IAS 54th Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS), Niagara Falls, ON, Canada*, pp. 1-7, 2018.  
<https://doi: 10.1109/ICPS.2018.8370001>.
- [81]. A. A. Bhandakkar, and L. Mathew, « A novel MDA2LO technique for load flow analysis with hybrid power flow controller, » *J Ambient Intell Human Comput* 14, pp. 1093–1107, 2021.  
<https://doi.org/10.1007/s12652-021-03362-y>

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

---

- [82]. M. C. Rashmi, and H.S. Veena, « Voltage Profile Improvement of Power Systems Using Hybrid Power Flow Controller, » GRADIVA REVIEW JOURNAL, vol. 7, no. 12, pp. 24-30, 2021.  
<https://doi.org/10.37897.GRJ.2021.V7I11.21.432>
- [83]. A. A. Bhandakkar, and L. Mathew, « Merging slime mould with whale optimization algorithm for optimal allocation of hybrid power flow controller in power system, » Journal of Experimental & Theoretical Artificial Intelligence. Pub. Taylor & Francis, pp. 1-28, 2022.  
<https://doi.org/10.1080/0952813X.2022.2040598>
- [84]. A. Murugan, and V. Ramakrishnan, « Enhancement of voltage profile and generation of cost function by hybrid power flow controller using genetic algorithm, » Appl Nanosci, 2022.  
<https://doi.org/10.1007/s13204-021-02145-3>
- [85]. C. M. I. Villarreal and F. J. Espiritu, « Optimization of wind turbine placement using a viral based optimization algorithm, » *Procedia Computer Science* 6, pp. 469-474, 2011.  
<https://doi.org/10.1016/j.procs.2011.08.087>
- [86]. R. Rahmani, R.B. Yusof, M. Seyedmahmoudian, and S.Mekhilef, « Implementing Particle Swarm Optimization in Wind Farm to Place Wind Turbines, » Australian Journal of Basic and Applied Sciences, vol. 7, no. 7, pp. 77-84, 2013.
- [87]. S. Brusca, R. Lanzafame, and M. Messina, « Wind Turbine Placement Optimization by means of the Monte Carlo Simulation Method, » Modelling and Simulation in Engineering, pp. 1-8, 2014.  
<https://doi.org/10.1155/2014/760934>
- [88]. P. Hou, W. Hu, M. Soltani and Z. Chen, « Optimized Placement of Wind Turbines in Large-Scale Offshore Wind Farm Using Particle Swarm Optimization Algorithm, » in IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 6, no. 4, pp. 1272-1282, 2015.  
<https://doi.org/10.1109/TSTE.2015.2429912>.
- [89]. S. Mandal, K. K. Mandal and B. Tudu, « A new self-adaptive particle swarm optimization technique for optimal design of a hybrid power system, » in IEEE Power, Communication and Information Technology Conference (PCITC), Bhubaneswar, India, pp. 280-285, 2015.  
<https://doi.org/10.1109/PCITC.2015.7438175>.
- [90]. M. Albadi, H. Soliman, M. A. Thani, A. Al-Alawi, S. Al-Ismaïli, A. Al-Nabhani, and H. Baalawi. « Optimal allocation of PV systems to minimize losses in distribution networks using GA and PSO: Masirah Island case study, » Journal of Electrical Systems, vol. 13, no. 4, pp. 678-688, 2017.
- [91]. P. Dinakara Prasad Reddy, V. C. Veera Reddy, and T. Gowri Manohar, « Optimal renewable resources placement in distribution networks by combined power loss index and whale optimization algorithms, » Journal of Electrical Systems and Information Technology, Vol. 5, no.2, pp. 175-191, 2017.

- <https://doi.org/10.1016/j.jesit.2017.05.006>.
- [92]. W. Guan, « Optimal placement and sizing of wind / solar based DG sources in distribution system, » in Materials Science and Engineering Conference Series, vol. 207, no. 1, pp. 012096, 2017.  
<https://doi:10.1088/1757-899X/207/1/012096>.
- [93]. W. Khemiri, R. Yaagoubi, and Y. Miky. « Optimal placement of solar photovoltaic farms using analytical hierarchical process and geographic information system in Mekkah, Saudi Arabia, » AIP Conference Proceedings, vol. 2056, no. 1, 020025, 2018.  
<https://doi.org/10.1063/1.5084998>
- [94]. A. Abid, M. N. Nursyarizal, I. Taib, and M. F. Romlie, « Sizing and placement of solar photovoltaic plants by using time-series historical weather data, » Journal of Renewable and Sustainable Energy, vol. 10, no 2, 023702, 2018.  
<https://doi.org/10.1063/1.4994728>
- [95]. S. Ahmadnia, E. Tafahi, and F. S. Dastgahian, « Optimal Placement and Sizing for Solar Farm with Economic Evaluation, Power Line Loss and Energy Consumption Reduction, » IETE Journal of Research, vol 68, no 3, pp.2175-2190, 2019.  
<https://doi : 10.1080/03772063.2019.1694450>
- [96]. M. Z. Zeb, K. Imran, A. K. Janjua, M. Nadeem and A. Amin, « Optimal Allocation and Sizing of Solar Panels Generation via Particle Swarm Optimization Algorithm, » 2nd International Conference on Computing, Mathematics and Engineering Technologies (iCoMET), Sukkur, Pakistan, pp. 1-5, 2019.  
<https://doi: 10.1109/ICOMET.2019.8673530>.
- [97]. W. Gil-González, O. D. Montoya, L. F. Grisales-Noreña, A. J. Perea-Moreno, and Q. Hernandez-Escobedo. « Optimal Placement and Sizing of Wind Generators in AC Grids Considering Reactive Power Capability and Wind Speed Curves, » Sustainability, vol. 12, no. 7, 2983, 2020.  
<https://doi.org/10.3390/su12072983>
- [98]. C. El Mokhi, and A. Addaim, « Optimization of Wind Turbine Interconnections in an Offshore Wind Farm Using Metaheuristic Algorithms, » Sustainability, vol. 12, no. 14, 5761, 2020.  
<https://doi.org/10.3390/su12145761>
- [99]. M. G. S. Wicaksana, L. M. Putranto, F. Waskito and M. Yasirroni, « Optimal Placement and Sizing of PV as DG for Losses Minimization Using PSO Algorithm: a Case in Purworejo Area, » International Conference on Sustainable Energy Engineering and Application (ICSEEA), Tangerang, Indonesia, pp. 1-6, 2020  
<https://doi: 10.1109/ICSEEA50711.2020.9306134>.

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

---

- [100]. A Bellat, K. Mansouri, A. Raihani and K. Tajeddine, « Optimizing the Wind Farm Layout for Minimizing the Wake Losses, » *Advances in Science, Technology and Engineering Systems Journal*, vol. 6, no. 1, pp. 309-315, 2021.  
[https://doi: 10.25046/aj060135](https://doi.org/10.25046/aj060135)
- [101]. I. Çelik, C. Yildiz, and M. Şekkelci, « Wind power plant layout optimization using particle swarm optimization, » *Turkish Journal of Engineering*, vol. 5, no. 2, pp. 89-94, 2021.  
[https://doi: 10.31127/tuje.698856](https://doi.org/10.31127/tuje.698856)
- [102]. K. Nusair, F. Alasali, A. Hayajneh, and W. Holderbaum, « Optimal placement of FACTS devices and power-flow solutions for a power network system integrated with stochastic renewable energy resources using new metaheuristic optimization techniques, » *Int J Energy Res.* Vol. 45, no.13, pp. 18786- 18809, 2012.  
<https://doi.org/10.1002/er.6997>
- [103]. B. C. Saha, R. S. Panday and S. R. Awasthi, « Optimization based optimal control of solar PV system, » *Third International Conference on Intelligent Communication Technologies and Virtual Mobile Networks (ICICV)*, Tirunelveli, India, pp. 486-489, 2021.  
[https://doi: 10.1109/ICICV50876.2021.9388607.](https://doi.org/10.1109/ICICV50876.2021.9388607)
- [104]. A. S. Alghamdi, « Optimal Power Flow of Renewable-Integrated Power Systems Using a Gaussian Bare Bones Levy-Flight Firefly Algorithm, » *Front. Energy Res.* Vol.10, 921936, 2022.  
[https://doi: 10.3389/fenrg.2022.921936](https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.921936)
- [105]. S. Siddula, G. K. Prashanth, P. Nandankar, R. Subbiah, S. M. Wabaidur, E. A. Al-Ammar, M.H.Siddique and S. Thanappan, « Optimal placement of hybrid wind-solar system using deep learning model, » *International Journal of Photoenergy*, vol. 2022, pp. 1-7, 2881603, 2022.  
<https://doi.org/10.1155/2022/2881603>
- [106]. A. Murugan, and V. RamaKrishnan, « Power Flow Control and Voltage Profile Improvement Using HPFC with Genetic Algorithm, » *International Conference on Computation of Power, Energy, Information and Communication (ICCPEIC)*. Melmaruvathur, India. Pub. IEEE. pp. 240-251, 2019.  
[http://doi: 10.1109/ICCPEIC45300.2019.9082376.](http://doi.org/10.1109/ICCPEIC45300.2019.9082376)
- [107]. B. Tamimi, and C. A. Cañizares, « Modeling and Application of Hybrid Power Flow Controller in Distribution Systems, » *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 33, no. 6, pp. 2673-2682, 2018.  
[http://doi: 10.1109/TPWRD.2018.2862153.](http://doi.org/10.1109/TPWRD.2018.2862153)

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

---

- [108]. Z. Seddiki, T. Allaoui, A. SMALL, « Comparative evaluation by two different hybrid power flow controller topologies of transient stability of machine system connected to wind-PV sources, » *Wind Engineering*, vol. 48, no. 1, pp. 121~132, 2023.  
[DOI: 10.1177/0309524X231201524](https://doi.org/10.1177/0309524X231201524)
- [109]. Z. Seddiki, T. Allaoui, M. Bey, M. Denai, « Combining Multi-Band Power System Stabilizers and Hybrid Power Flow Controllers to Support Electricity Grids with High Penetration of Distributed Renewable Generation, » *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Informatics (IJEEL)*, vol. 10, no. 2, pp. 441~451, 2022.  
[http://doi: 10.52549/ijeel.v10i2.3666](http://doi:10.52549/ijeel.v10i2.3666)
- [110]. P. Kundur, « *Power System Stability And Control*, » McGraw-Hill, Inc. Toronto, Canada. ch.12, sec. 8, pp. 813- 814, 1994.  
<http://powerunit-ju.com/wp-content/uploads/2018/01/Power-System-Stability-and-Control-by-Prabha-Kundur.pdf>
- [111]. <https://fr.weatherspark.com/h/d/19863/2022/12/13/M%C3%A9t%C3%A9o-historique-le-mardi-13-d%C3%A9cembre-2022-%C3%A0-Toronto-Canada>
- [112]. <https://en.tutiempo.net/solar-radiation/toronto.html>
- [113]. M. Bey, and M. Moudjahed, « Impact d'une combinaison SMES IPFC sur le comportement d'un réseau électrique multi-machine, » Thèse de Doctorat, Université Ibn Khaldoun \_ Tiaret, 2018.  
<http://dSPACE.univ-tiaret.dz:8080/jspui/handle/123456789/470>
- [114]. C.S. Haribhai, and I. Nayna, « Operation And Control Of Wind Power Station Using FACTS Devices Controller, » *International Refereed Journal of Engineering and Science (IRJES)*, vol. 1, no. 2, pp. 17~38, 2012.  
[www.irjes.com](http://www.irjes.com)
- [115]. Z. SEDDIKI, « OPTIMISATION DE L'ÉCOULEMENT DE PUISSANCES DANS UN SYSTÈME D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE PAR LA MÉTHODE DU POINT INTÉRIEUR, » Mémoire de Magister, Université de Chlef, 2009  
[http://bu.univ-chlef.dz/doc\\_num.php?explnum\\_id=424](http://bu.univ-chlef.dz/doc_num.php?explnum_id=424)
- [116]. E. Acha, R. F. E. Claudio, H. A. Pérez, and C. A. Camacho, « *FACTS Modelling and Simulation in Power Networks*, » John Wiley & Sons LYD, 2005.  
[http://doi: 10.1002/0470020164.index](http://doi:10.1002/0470020164.index)
- [117]. A. DRAIDI, « RÉPARTITION OPTIMALE DES PUISSANCES UTILISANT LES TECHNIQUES DE L'INTELLIGENCE ARTIFICIELLE, » Thèse de Doctorat. UNIVERSITÉ DES FRÈRES MENTOURI CONSTANTINE, 2016.

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

---

<https://bu.umc.edu.dz/theses/electrotec/DRA6920.pdf>

- [118]. Shami, T. M., El-Saleh, A. A., Alswaitti, M., Al-Tashi, Q., Summakieh, M. A., & Mirjalili, S, « Particle swarm optimization: A comprehensive survey, » IEEE Access, vol.10, pp. 10031-10061, 2022.

<http://doi: 10.1109/ACCESS.2022.3142859>

- [119]. Z. Seddiki, T. Allaoui, A. Smaili, « Improving the Stability of an Integrated Power System With Stochastic Renewable Source Energies and Hybrid Power Flow Controller Using a Multi-Band Power System Stabilizer, » Proceedings of the 4th International Electronic Conference on Applied Sciences, 27 October–10 November 2023, MDPI: Basel, Switzerland, <http://doi: 10.3390/ASEC2023-15883>

# **ANNEXES**

## ANNEXE A

*Quelques travaux réalisés dans le cadre de la sécurité des réseaux électriques en présence des FACTS et des sources éoliennes et solaires*

TCSC				
Réf	Auteurs	Année	Méthode	Fonction objective
[37]	A. Kazemi, Ali Parizad, H.R. Baghaee	2009	Harmony Search Algorithm (HSA)	Sécurité des réseaux électriques
[38]	H. I. Shaheen, G. I. Rashed, et S. J. Cheng	2011	Differential Evolution Algorithm (DEA) + Line Utilization Factor (LUF)	Renforcement de la sécurité des réseaux électriques
[39]	] A. Samimi et M. A. Golkar	2011	Voltage Loss Sensitivity Index (VLSI)	Soulagement du réseau encombré + amélioration de la stabilité de la tension
[40]	R. N. Banu et D. Devaraj	2012	Line overload sensitivity index (LOSI)	Amélioration de la sécurité
[41]	A. Samimi et P. Naderi	2012	Loss Sensitivity Factor + Voltage Stability Index	Compensation de la puissance réactive série
[42]	M. Amroune, H. Sebaa, et T. Bouktir	2013	Fast index of voltage stability (FVSI)	Amélioration de la stabilité de tension
[43]	A. Vijayan et S. Padma	2013	Voltage Collapse Proximity Index (VCPI).	Soutien de la puissance réactive
[44]	K. Tlijani, T. Guesmi, et H. H. Abdallah	2013	Non-dominated genetic sorting algorithm II (NGSA-II)	Amélioration de la capacité de charge du système + la sécurité du système électrique
[45]	A. R. Jordehi, J. Jasni, N. A. Wahab, M. Z. Kadir, et M. S. Javadi	2015	Improved Particle Swarm Optimization IPSO	Réduction du minimum de nombre de lignes surchargées + réduction des écarts de tension + réduction des pertes de puissance
[46]	A. R. Jordehi	2015	Brainstorm optimization algorithm (BSOA)	Amélioration du profil de tension + minimisation des surcharges + minimisation des pertes
[47]	Bhattacharyya B et Kumar.S	2016	Gravitational Search Algorithm (GSA)	Amélioration de la capacité de charge du système électrique
[48]	] S. Ranganathan, M. S. Kalavathi, et C. A. Rajan	2016	Self-adaptive firefly algorithm (SAFA)	Réduction des pertes de puissance réelle + Amélioration de la tension + réduction des coûts
[49]	] I. Ullah, W. Gawlik, et P. Palensky	2016	Voltage Stability Index (VSI)	Capacité totale de transmission du réseau +



				Augmentation de la flexibilité de l'énergie.
[50]	S. D. Nascimento et M. M. Gouvêa	2017	Adaptive Evolutionary Algorithm (AEA)	Amélioration du profil de la tension, Augmentation de la marge de la tension + réduction des pertes de puissance réactive
[51]	M. Zahid, J. Chen, Y. Li, X. Duan, Q. Lei, W. Bo, G. Mohy-Ud-Din, et A. Waqar	2017	Algorithm of Artificial Algae (AAA)	Minimisation des surcharges des lignes + Violations des limites de tension des bus.
[52]	T. Kang, J. Yao, T. Duong, S. Yang, et X. Zhu	2017	Min Cut Algorithm (MCA) + Tangent Vector Technique (TVT) + Cuckoo Search Algorithm (CSA)	Amélioration de la sécurité du système électrique.
[53]	T. Ruchi, S.R. Mahiraj, et K. Vineet	2018	Line voltage stability indices (LVSI <sub>2</sub> )	Stabilité de la tension
[54]	S. Raj et B. Bhattacharyya	2018	Whale Optimization Algorithm (WOA)	Minimisation des pertes de puissance réelle + Déviation de la tension du bus + Coût total d'exploitation.
[55]	K. Kavitha et R. Neela	2018	Particle Swarm Optimization (PSO) + Weight- Improved Particle Swarm Optimization (WIPSO) + biogeographic optimization (BBO).	Minimisation du coût des dispositifs FACTS + Déviation de la tension et la charge de la ligne
[56]	A. A. Sadiq, S. S. Adamu, et M. Buhari	2019	Various Line Voltage Stability indices _ Particle swarm optimization (LVSI_PSO)	Minimisation des pertes de puissance réelle, et profil de tension
[57]	M. Nadeem, K. Imran, A. Khattak, A. Ulasyar, A. Pal, M. Z. Zeb, A. N. Khan, et M. Pahdee,	2020	Whale Optimization Algorithm (WOA)	Minimisation du coût d'exploitation du système

**SVC**

Réf	Auteurs	Année	Méthode	Fonction objective
[37]	A. Kazemi, Ali Parizad, et H.R. Baghaee	2009	Harmony Search Algorithm (HSA)	Sécurité des réseaux électriques
[58]	Parizad A., Kalantar M., et Khazali A	2009	Harmony Search Algorithm (HSA) + Genetic Algorithms (GA)	Amélioration de la stabilité du système électrique.
[38]	H. I. Shaheen, G. I. Rashed, et S. J. Cheng	2011	Differential Evolution Algorithm (DEA) + Line Utilization Factor (LUF)	Renforcement de la sécurité des réseaux électriques

[59]	S. Udgir, S. Varshney, et L. Srivastava	2011	Voltage Deviation (VD2) + Voltage Performance Index (VPI)+ Real power losses	Renforcement de la sécurité de tension.
[60]	S. Dixit, L. Srivastava, et G. Agnihotri	2014	Genetic Algorithms (GA)	Minimisation des pertes de puissance réelle + réduction de la déviation de tension + minimisation de la valeur nominale de la compensation de la puissance réactive
[61]	N. S. Chauhan, N. V. Srikanth, et B. V. Kumar	2014	Genetic Algorithms	minimiser les pertes de puissance et améliorer le profil de tension
[46]	A. R. Jordehi	2015	Brainstorm Optimization Algorithm (BSOA)	Amélioration du profil de tension + minimisation des surcharges + minimisation des pertes
[47]	Bhattacharyya B et Kumar.S	2016	Gravitational Search Algorithm (GSA)	Amélioration de la capacité de charge du système électrique
[48]	] S. Ranganathan, M. S. Kalavathi, et C. A. Rajan	2016	Self-Adaptive Firefly Algorithm (SAFA)	Réduction des pertes de puissance réelle + Amélioration de la tension + réduction des coûts
[62]	P. Choudekar, S. K. Sinha, et A. Siddiqui	2017	Fast Voltage Stability Index (FVSI)	Amélioration de la stabilité de tension
[50]	S. D. Nascimento et M. M. Gouvêa	2017	Adaptive Evolutionary algorithm (AEA)	Amélioration du profil de la tension, Augmentation de la marge de la tension + réduction des pertes de puissance réactive
[51]	M. Zahid, J. Chen, Y. Li, X. Duan, Q. Lei, W. Bo, G. Mohy-Ud-Din, et A. Waqar	2017	Algorithm of Artificial Algae (AAA)	Minimisation des surcharges des lignes + Violations des limites de tension des bus.
[52]	T. Kang, J. Yao, T. Duong, S. Yang, et X. Zhu	2017	Min cut algorithm (MCA) + Tangent vector technique (TVT) + Cuckoo Search Algorithm (CSA)	Amélioration de la sécurité du système électrique.
[54]	] S. Raj et B. Bhattacharyya	2018	Whale Optimization Algorithm (WOA)	Minimisation des pertes de puissance réelle + Déviation de la tension du bus + Coût total d'exploitation.
[55]	K. Kavitha et R. Neela	2018	Particle Swarm Optimization (PSO) + Weight-Improved Particle Swarm Optimization	Minimisation du coût des dispositifs FACTS +

			(WIPSO) + Biogeographic Optimization (BBO).	Déviation de la tension et la charge de la ligne
[56]	A. A. Sadiq, S. S. Adamu, et M. Buhari	2019	Various Line Voltage Stability Indices_ Particle Swarm Optimization (LVSI_PSO)	Minimisation des pertes de puissance réelle, et profil de tension
[57]	M. Nadeem, K. Imran, A. Khattak, A. Ulasyar, A. Pal, M. Z. Zeb, A. N. Khan, et M. Pahdee,	2020	Whale Optimization Algorithm (WOA)	Minimisation du coût d'exploitation du système
<b>STATCOM</b>				
<b>Réf</b>	<b>Auteurs</b>	<b>Année</b>	<b>Méthode</b>	<b>Fonction objective</b>
[63]	E. N. Azadani, S. H. Hosseinian, M. Janati, et P. Hasanpor	2008	Particle Swarm Optimization (PSO) + Continuous Power Flow (CPF)	Amélioration du profil de tension+ minimisation des pertes totales du système électrique + maximisation de la capacité de charge du système
[39]	] A. Samimi et M. A. Golkar	2011	Voltage Loss Sensitivity Index (VLSI)	Soulagement du réseau encombré + amélioration de la stabilité de la tension
[64]	S. Varshney, L. Srivastava, et M. Pandit,	2011	Particle Swarm Optimization _Time-Varying Acceleration Coefficient (PSO-TVAC)	Minimisation de l' écart de tension
[43]	A. Vijayan et S. Padma	2013	Voltage Collapse Proximity Index (VCPI).	Soutien de la puissance réactive
[60]	S. Dixit et L. Srivastava	2014	Genetic Algorithms (GA)	Minimisation des pertes de puissance réelle + réduction de la déviation de tension + minimisation de la valeur nominale de la compensation de la puissance réactive
[65]	V. S. Rao et R. S. Rao	2017	Loss Sensitivity Factor (LSF) + Newton Raphson Power Flow Technique.	Réduction de la perte de puissance du système
[66]	S. Sreedharan, T. Joseph, S. Joseph, C. V. Chandran, J. Vishnu, et P. V. Das	2020	Fast Voltage Stability Index (FVSI) + Line Stability Index (LMN) + Line stability factor (LSF)	Amélioration de la marge de charge du système électrique.

<b>SSSC</b>				
<b>Réf</b>	<b>Auteurs</b>	<b>Année</b>	<b>Méthode</b>	<b>Fonction objective</b>
[67]	A.Kazemi, M. Ladjevardi, et M. A. S. Masoum	2005	Genetic Algorithms (GA)	Stabilité du système
[68]	D. Menniti, N. Scordino, et N.Sorrentino	2006	Maximum system load increased (MLI)	Capacité de transfert disponible (ATC)
[69]	M. El Moursi, A. M. Sharaf, et K. El-Arroudi	2008	Pulse-Width Modulated Switching (PWM)	Contrôle indirect (contrôle de réactance constante) + Contrôle direct (contrôle de tension constante)
[70]	A.Vinkovic et R. Mihalic	2008	Power Flow by Newton-Raphson	Stabilité du système
[71]	M. Bongiorno, J. Svensson, et L. Ångquist	2008	SubSynchronous Resonance (SSR)	Augmentation de l'amortissement du réseau
[72]	S. Panda	2009	Genetic Algorithms + Fuzzy Logic	Amélioration des performances transitoires
[73]	R. Hooshmand et M. Azimi	2009	Fixed capacitor + torsional mode	Stabilité dynamique du système
[74]	PS Vaidya et VP Rajderkar	2011	Sensitivity Performance Index (PI) + Line Failure Distribution Factor (LFDF)	Renforcement de la sécurité du système électrique
[75]	SM. Nabavi, K. Khafafi, A. Sakhavati, et S. Nahi	2011	Genetic Algorithms (GA)	Résolution de la congestion
[76]	Ali II	2017	Particle Swarms Optimization (PSO)	Atténuation des pertes du système + Profil de tension
[77]	AK. Dwivedi et S.Vadhera	2019	Reactive Power Durability + Voltage Stability	Pertes totales de puissance réactive + Amélioration de la stabilité de la tension
<b>HPFC</b>				
<b>Réf</b>	<b>Auteurs</b>	<b>Année</b>	<b>Méthode</b>	<b>Fonction objective</b>
[78]	E. Ghahremani et I. Kamwa	2013	Genetic Algorithms (GA)	Maximisation de la capacité de charge du système électrique
[79]	K. sundaram, B. Gopinath, M. Pradeepa et V. Karthika	2017	Chaotic Evolutionary Algorithm (CEA)	Amélioration de la sécurité de la tension + réduction des pertes actives dans le système de transmission.
[80]	A. A. Bhandakkar et L. Mathew	2018	Genetic algorithms (GA)	Coût de production + Perte de puissance active totale
[81]	A. A. Bhandakkar et L. Mathew	2021	Modified Dragonfly Algorithm (MDA) +	Amélioration de la capacité de recherche +

			optimisation des fourmis (ALO) based on load flow analysis (LFA)	réduction des aléas + diminution de la complexité.
[82]	M. C. Rashmi et H.S. Veena	2021	Power Flow	Amélioration du profil de tension + Maximisation de la capacité de charge du système.
[83]	A. A. Bhandakkar et L. Mathew	2022	Mold Algorithm (ISMA)	Ligne maximale de perte d'alimentation
[84]	A. Murugan et V. Ramakrishnan	2022	Genetic algorithms (GA)	Coût et pertes d'énergie dans différents bus
<b>SOURCES EOLIENNES ET SOLAIRES</b>				
Réf	Auteurs	Année	Méthode	Fonction objective
[85]	Carlos M, Ituarte-Villarreal et Jose F. Espiritu	2011	viral based optimization algorithm	Placement de la turbine éolienne
[86]	R. Rahmani, R.B. Yusof, M. Seyedmahmoudian, et S.Mekhilef	2013	Particle Swarm Optimization (PSO)	Maximisation de la production d'électricité de la ferme et minimisation du coût total
[87]	S. Brusca, R. Lanzafame et M.Messina	2014	Monte Carlo Simulation Method	Maximisation de la production d'énergie
[88]	P. Hou, W. Hu, M. Soltani et Z. Chen	2015	Particle Swarm Optimization (PSO)	coût actualisé de production (LPC)
[89]	S. Mandal, K. K. Mandal et B. Tudu	2015	Adaptive Particle Swarm Optimization (APSO)	Optimisation du coût global de l'énergie d'un système hybride : éolienne, photovoltaïque, diesel et batteries.
[90]	M. Albadi, H. Soliman, M. A. Thani, A. Al-Alawi, S. Al-Ismaili, A. Al-Nabhani, and H. Baalawi	2017	Genetic algorithms (GA) + Particle Swarm Optimization (PSO)	Minimisation des pertes du système + amélioration du profil de tension.
[91]	Dinakara Prasad Reddy P., Veera Reddy V.C., et Gowri Manohar T	2017	whale optimization algorithms (WOA) + Indicve de perte de puissance	Réduction des pertes de puissance + Amélioration du profil de tension + Amélioration de la fiabilité accrue

[92]	W. Guan	2017	quantum particle swarm algorithm (QPSO)	Réduction de la perte de puissance réelle et amélioration de la stabilité de la tension
[93]	W. Khemiri, R. Yaagoubi, et Y. Miky	2018	Analytic Hierarchy Process (AHP)	Analyse multicritère et système d'information géographique pour l'implantation de parcs PV.
[94]	A. Abid, M. N. Nursyarizal, I. Taib, et M. F. Romlie	2018	Genetic algorithms (GA)	Indice de perte d'énergie totale
[95]	S. Ahmadnia, E. Tafahi, and F. S. Dastgahian	2019	Analytic Hierarchy Process (AHP)	Profil de tension + violation de surintensité.
[96]	M. Z. Zeb, K. Imran, A. K. Janjua, M. Nadeem et A. Amin	2019	Particle Swarm Optimization (PSO)	Réduction des pertes + écarts de tension.
[97]	W. Gil-González, O. D. Montoya, L. F. Grisales-Noreña, A. J. Perea-Moreno et Q. Hernandez-Escobedo	2020	General Algebraic Modeling System (GAMS) + artificial neural network	Réduction des pertes de puissance dans les réseaux de distribution AC
[98]	C. El Mokhi and A. Addaim	2020	Simulated Annealing + Particle Swarm + Genetic Algorithm + Traveling Salesman problem	Conception optimale de la disposition d'un parc éolien et la variété optimale de sa topologie.
[99]	M. G. S. Wicaksana, L. M. Putranto, F. Waskito et M. Yasirroni	2020	Particle Swarm Optimization (PSO)	Réduction des pertes de puissance.
[100]	A Bellat, K. Mansouri, A. Raihani et K. Tajeddine	2021	Genetic Algorithm (GA)	Maximisation de la production d'énergie de la ferme éolienne et réduction des pertes de sillage sur des éoliennes spécifiques
[101]	I. Çelik, C. Yildiz, et M. Şekkel	2021	Particle Swarm Optimization (PSO)	Augmentation de la production totale de la centrale éolienne (WPP)
[102]	K. Nusair, F. Alasali, A. Hayajneh, et W. Holderbaum	2021	Slime Mould Algorithm (SMA) + Artificial Ecosystem-based	Minimisation des pertes de puissance de transmission, des coûts de production

			Optimization (AEO) + Marine Predators Algorithm (MPA) + Jellyfish Search (JS)	d'énergie et de l'écart de tension.
[103]	B. C. Saha, R. S. Panday and S. R. Awasthi	2021	perturb & observe (P&O), Particle swarm Optimization (PSO) et Grey wolf optimization (GWO)	Extraction de la puissance maximale des modules PV (MPPT)
[104]	<u>A. S. Alghamdi</u>	2022	Gaussian bare-bones Levy- flight firefly algorithm (GBLFA)	Optimisation des coûts de carburant et d'exploitation, des émissions, des pertes et des écarts de tension.
[105]	<u>S. Siddula, G. K. Prashanth,</u> <u>P. Nandankar, R. Subbiah,</u> <u>S. M. Wabaidur, E. A. Al-</u> <u>Ammar, M.H.Siddique et S.</u> <u>Thanappan</u>	2022	Restricted Boltzmann machine (RBM)	Augmentation de la production d'électricité à partir des systèmes éoliens et solaires.

## ANNEXE B

```

% Program for Newton-Raphson Load Flow Analysis.
function [V, delta, converged] = newtonraphson(Ybus, busdata, Psp, Qsp)
    update_jacobian_every = 5; % Mettre à jour la Jacobienne toutes les 5 itérations
    for iteration = 1:max_iterations
        % Calculer les puissances
        P = real(diag(V) * conj(Ybus * V));
        Q = imag(diag(V) * conj(Ybus * V));
        % Calculer les écarts
        dP = Psp_step - P;
        dQ = Qsp_step - Q;
        % Mettre à jour la Jacobienne périodiquement
        if mod(iteration, update_jacobian_every) == 1
            [dPdA, dPdV, dQdA, dQdV] = buildJacobian(Ybus, V, delta);
            J = [dPdA([pv; pq], [pv; pq]) dPdV([pv; pq], pq);
                dQdA(pq, [pv; pq]) dQdV(pq, pq)];
        end
        % Résoudre le système linéaire avec une méthode itérative
        dx = gmres(J, [dP([pv; pq]); dQ(pq)]);
        % Mettre à jour delta et |V|
        % Mettre à jour delta et |V|
        delta([pv; pq]) = delta([pv; pq]) + relaxation * x(1:npv+npq);
        V(pq) = V(pq) .* (1 + relaxation * x(npv+npq+1:end));
        % Limiter les variations de tension
        V = min(max(V, 0.9), 1.1);
        % Gauss-Seidel step (optionnel, tous les 5 itérations)
        if mod(iteration, 5) == 0
            V = gauss_seidel_step(Ybus, V, Psp_step, Qsp_step, pv, pq);
        end
        if mod(iteration, 10) == 0
            fprintf('Step %d/%d, Iteration %d: Max mismatch = %.6f\n', step, continuation_steps,
iteration, max(abs([dP([pv; pq]); dQ(pq)])));

```



```

        end
    end
    if ~converged
        warning('Step %d/%d: Newton-Raphson n"a pas convergé. Max mismatch = %.6f', step,
continuation_steps, max(abs([dP([pv; pq]); dQ(pq)])));
        break;
    end
end
end
if converged
    fprintf('Newton-Raphson a convergé avec succès.\n');
else
    warning('Newton-Raphson n"a pas convergé après toutes les étapes de continuation.');
```

```

end
end
function V_new = gauss_seidel_step(Ybus, V, Psp, Qsp, pv, pq)
    n = length(V);
    V_new = V;
    for i = 1:n
        if ismember(i, [pv; pq]) % PV ou PQ bus
            sum_term = Ybus(i,:) * V_new;
            if ismember(i, pq) % PQ bus
                V_new(i) = (conj(Psp(i) - 1j*Qsp(i)) / conj(V_new(i)) - sum_term +
Ybus(i,i)*V_new(i)) / Ybus(i,i);
            else % PV bus
                angle_new = angle(V_new(i)) + angle((conj(Psp(i)) / conj(V_new(i)) - sum_term +
Ybus(i,i)*V_new(i)) / Ybus(i,i));
                V_new(i) = abs(V_new(i)) * exp(1j * angle_new);
            end
        end
    end
end
end
function [dPdA, dPdV, dQdA, dQdV] = buildJacobian(Ybus, V, delta)
    n = length(V);
    dPdA = zeros(n, n);

```

```

dPdV = zeros(n, n);
dQdA = zeros(n, n);
dQdV = zeros(n, n);
for i = 1:n
    for k = 1:n
        if i ~= k
            dPdA(i,k) = V(i) * V(k) * (real(Ybus(i,k)) * sin(delta(i) - delta(k)) - imag(Ybus(i,k))
* cos(delta(i) - delta(k)));
            dPdV(i,k) = V(i) * (real(Ybus(i,k)) * cos(delta(i) - delta(k)) + imag(Ybus(i,k)) *
sin(delta(i) - delta(k)));
            dQdA(i,k) = -V(i) * V(k) * (real(Ybus(i,k)) * cos(delta(i) - delta(k)) +
imag(Ybus(i,k)) * sin(delta(i) - delta(k)));
            dQdV(i,k) = V(i) * (real(Ybus(i,k)) * sin(delta(i) - delta(k)) - imag(Ybus(i,k)) *
cos(delta(i) - delta(k)));
        end
    end
    dPdA(i,i) = -sum(dPdA(i,:));
    dPdV(i,i) = (V(i) * real(Ybus(i,i)) * cos(delta(i) - angle(Ybus(i,i))) + V(i) *
imag(Ybus(i,i)) * sin(delta(i) - angle(Ybus(i,i)))) + sum(dPdV(i,:)) - 2 * V(i) * real(Ybus(i,i));
    dQdA(i,i) = -sum(dQdA(i,:));
    dQdV(i,i) = (-V(i) * real(Ybus(i,i)) * sin(delta(i) - angle(Ybus(i,i))) + V(i) *
imag(Ybus(i,i)) * cos(delta(i) - angle(Ybus(i,i)))) + sum(dQdV(i,:)) - 2 * V(i) *
imag(Ybus(i,i));
end
end

```

## ANNEXE C

```
function plotPSOResults(results)
figure;
bar(results);
xlabel('Index');
ylabel('Valeur');
title('Résultats PSO');
grid on;
plotPSOResults(ans);
end

function plotPowerLosses(activeLosses, reactiveLosses)
    if isscalar(activeLosses)
        activeLosses = [activeLosses];
    end
    if isscalar(reactiveLosses)
        reactiveLosses = [reactiveLosses];
    end
    % Tracer les courbes avec des marqueurs
    plot(1:iterations, activeLosses, 'b-o', 'LineWidth', 2, 'MarkerSize', 8);
    hold on;
    plot(1:iterations, reactiveLosses, 'r-s', 'LineWidth', 2, 'MarkerSize', 8); % Ajouter des
    étiquettes et un titre
    xlabel('Itérations');
    ylabel('Pertes (MW / MVAR)');
    title('Pertes de puissance active et réactive'); % Ajouter une grille et une légende
    grid on;
    legend('Pertes actives', 'Pertes réactives', 'Location', 'best'); % Afficher les valeurs
    numériques
    disp('Pertes actives:');
    disp(activeLosses);
    disp('Pertes réactives:');
```

```
disp(reactiveLosses);

function plotPSOConvergence(bestFitness, averageFitness, max_ iterations)
figure;
plot(1:max_ iterations, bestFitness, 'b-', 'LineWidth', 2);
hold on;
plot(1:max_ iterations, averageFitness, 'r--', 'LineWidth', 1.5);
xlabel('Itérations');
ylabel('Valeur de fitness');
title('Convergence de l'algorithmme PSO');
grid on;
legend('Meilleure fitness', 'Fitness moyenne');
end

function plotDGDistribution(DGLocations, DGPowers, numBuses)
figure;
bar(1:numBuses, zeros(1, numBuses));
hold on;
for i = 1:length(DGLocations)
bar(DGLocations(i), DGPowers(i), 'FaceColor', [0.8 0.2 0.2]);
end
xlabel('Numéro du bus');
ylabel('Puissance DG (MW)');
title('Distribution des générateurs distribués');
grid on;
end
```

## ملخص

تقدم هذه الأطروحة مساهمة في تحسين موقع مصادر الطاقة المتجددة وأنظمة نقل التيار المتردد المرنة (FACTS) في شبكة كهربائية، بهدف ضمان أمنها. في البداية، يتم ضمان استقرار النظام باستخدام الوسائل التقليدية لتنظيم الجهد (AVR) ومثبتات نظام الطاقة (PSS). يتم بعد ذلك تقديم أنظمة نقل التيار المتردد المرنة (FACTS) مثل TCSC و STATCOM بشكل مشترك، مما يؤدي إلى إنشاء HPFC (وحدة تحكم تدفق الطاقة الهجينة). تخضع مصادر طاقة الرياح والطاقة الشمسية الموجودة في هذا الهيكل لظروف مناخية مختلفة، مما يجعل من الممكن إجراء العديد من اختبارات المحاكاة. يتم تطبيق تحسين سرب الجسيمات على نظام Kundur المكون من 4 آلات، بهدف تقليل خسائر النقل النشطة وانحراف الجهد في النظام.

**لكلمات الرئيسية:** التحسين. موقع مصادر الطاقة المتجددة (RES) ؛ موقع أنظمة نقل التيار المتردد المرنة (حقائق ؛ سلامة الشبكة الكهربائية

## Abstract

This thesis presents a contribution to the optimization of the location of renewable energy sources and Flexible Alternating Current Transmission Systems (FACTS) in an electrical network, in order to ensure its safety. Initially, system stability is ensured using traditional means of voltage regulation (AVR) and power system stabilizers (PSS). The Flexible Alternating Current Transmission Systems (FACTS) such as TCSC and STATCOM are subsequently introduced in common, thus creating an HPFC (Hybrid Power Flow Controller). The wind and solar energy sources present in this structure are subject to various climatic conditions, making it possible to carry out numerous simulation tests. Particle swarm optimization (PSO) is applied on a 4-machine system of Kundur, with the aim of addressing the minimization of active transmission losses and load bar voltage deviation.

**Keywords:** Optimization; Placement of Renewable Energy Sources (RES); Placement of Flexible alternating current transmission system (FACTS); Safety of Electrical Networks

## Résumé

Cette thèse présente une contribution à l'optimisation de la localisation des sources d'énergie renouvelables et des systèmes de transmission CA flexibles (FACTS) dans un réseau électrique, en vue d'assurer sa sécurité. Dans un premier temps, la stabilité du système est assurée à l'aide de moyens traditionnels de régulation de la tension (AVR) et de stabilisateurs du système électrique (PSS). Les systèmes de transmission CA flexibles (FACTS) tels que TCSC et STATCOM sont ensuite introduits en commun, créant ainsi un HPFC (Hybrid Power Flow Controller). Les sources d'énergie éolienne et solaire présentes dans cet ouvrage sont soumises à diverses conditions climatiques, permettant de réaliser de nombreux tests de simulation. L'optimisation par essais particuliers (Particle Swarm Optimization) est appliquée sur un système à 4 machines de Kundur, dans le but de réduire au minimum les pertes de transmission actives et la déviation de tension de jeux de barres.

**Mots clés :** Optimisation ; Placement des Sources d'Energie Renouvelable (SER) ; Placement des Système Flexible de Transport à Courant Alternatif (FACTS ; Sécurité des Réseaux Electrique.