
Remerciements

De ma profonde reconnaissance, je tiens à remercier toute personne ayant contribué au bon déroulement de mon travail de thèse au sein du Laboratoire Signaux, Systèmes et Composants à la Faculté des Sciences et Techniques de Fès.

Ce travail ne pourrait s'accomplir sans la contribution de plusieurs personnes auxquelles j'adresse mes vifs remerciements et ma gratitude pour leurs soutiens et appui le long de ce parcours de recherche riche en savoir, apprentissages, échanges et professionnalisme.

Très particulièrement, j'exprime ma profonde gratitude et ma reconnaissance envers Monsieur **Hassane EL MARKHI**, mon directeur de thèse et Professeur de l'enseignement supérieur, pour ses hautes qualités humaines et professionnelles et pour tout le temps qu'il m'a consacré et ses efforts inconditionnels pour mener à bien cette thèse, j'ai beaucoup appris de ce Grand Monsieur, peu importe combien je le remercie, je ne serais pas en mesure de remplir son droit comme il le devrait.

Aussi, je voudrais remercier vivement, Monsieur **ABARKAN EL Hossein**, Professeur de l'enseignement supérieur à la faculté des sciences et techniques de Fès de sa disponibilité pour m'accompagner le long de ma thèse. Son soutien et son encouragement m'ont beaucoup aidé à accomplir ce travail. Je le remercie également de m'avoir fait l'honneur d'accepter de présider le jury de thèse et de juger ce travail.

Je remercie profondément, M. **LAHBABI Mhammed**, Professeur de l'enseignement supérieur à la FST de FÈS et directeur du laboratoire LSSC qui m'a beaucoup aidé et encouragé pour aboutir ce travail.

Je suis très reconnaissant aussi envers MM. **Hassan EL MOUSSAOUI** et **Tijani Lamhamdi**, Professeurs de l'enseignement supérieur à la FST de FÈS pour leurs soutiens tout au long de mon travail de recherche, leurs encouragements étaient pour moi une locomotive pour avancer dans ce travail.

Mes remerciements s'adressent également à **tous** les enseignants du département Génie électrique de la FST de Fès.

Je remercie également MM. **KASSMI Khalil**, **BRI Seddik**, **LAMHAMDI Tijani**, **EL BAKKALI Chakib**, **ABARKAN Mustapha** et **EL MOUSSAOUI Hassan** pour l'honneur qu'ils m'ont fait en participant à mon jury de thèse en qualité de rapporteurs et examinateurs de mon travail et pour les suggestions et les remarques judicieuses qu'ils m'ont faites pour améliorer ce travail.

Je remercie également les doctorants **Yassir EL KARKRI**, **Mohamed AZEROUAL**, **Youness BOUKHRIS** et je leur souhaite du bon courage dans leurs travaux de recherche ainsi que dans leurs vies professionnelles.

Je ne peux pas finir mes remerciements sans rendre un grand hommage à mes chers parents, mes frères, mes sœurs et tous les membres de ma petite et grande famille, sans leurs soutiens je ne peux aller de l'avant, toutes mes actions sont guidées par l'objectif de les honorer.

TABLE DES MATIERES

REMERCIEMENTS	2
TABLE DES MATIERES	3
LISTE DES FIGURES	6
LISTE DES TABLEAUX	8
PRODUCTION SCIENTIFIQUE	9
LISTE DES ACRONYMES	11
LISTE DES SYMBOLES	12
INTRODUCTION GENERALE.....	14
CHAPITRE I : GENERALITES SUR LE RESEAU ELECTRIQUE DE TRANSPORT ET DEFIS DE L'INTEGRATION DES ENR	16
1. INTRODUCTION	16
2. ORGANISATION ET GESTION DU RESEAU ELECTRIQUE.....	17
2.1 GESTION DE L'ELECTRICITE DE LA PRODUCTION A LA CONSOMMATION.....	17
2.2 PRODUCTION.....	18
2.3 TRANSPORT.....	20
2.4 DISTRIBUTION.....	21
2.5 LES GESTIONNAIRES DU RESEAU ELECTRIQUE	22
2.6 SUPERVISION.....	23
3. PRINCIPES DE BASE D'UN SYSTEME ELECTRIQUE	23
3.1 GESTION DE L'EQUILIBRE OFFRE/DEMANDE	23
3.2 LA GESTION DU MARCHE DE L'ELECTRICITE.....	25
3.3 REGLAGE TENSION ET FREQUENCE.....	26
3.3.1 Réglage de la fréquence	26
3.3.2 Réglage de la tension.....	27
4. GESTION DE L'EQUILIBRE ET MAINTIEN DE LA TENSION ET DE LA FREQUENCE EN PRESENCE DES ENERGIES RENOUVELABLES (ENR).....	30
4.1 INTERMITTENCE ET PREDICTIBILITE	30
4.2 ÉQUILIBRE OFFRE DEMANDE ET REPOSE A LA DEMANDE	31
4.3 GESTION DES RESERVES D'ENERGIE ELECTRIQUE :.....	33
4.4 COMPORTEMENT DYNAMIQUE	34
4.5 STABILITE DU RESEAU ELECTRIQUE SUITE A L'INTEGRATION DES ENR	35
5. CONTRAINTES DE RACCORDEMENT AU RESEAU / CODES-GRID	37
5.1 GENERALITES SUR LES CODES-GRID.....	37
5.2 EXIGENCE EN TERMES DE FREQUENCE	38
5.3 EXIGENCES LORS DE VARIATION DE TENSION	39
5.3.1 Exigences lors de variation à la baisse de la tension (LVRT).....	40
5.3.2 Exigences lors de variation à la hausse de la tension (HVRT).....	41
5.4 MAINTIEN DU COURANT REACTIF EN CAS DE LVRT/HVRT	41
5.5 EXIGENCES RELATIVES A LA PUISSANCE ACTIVE PRODUITE.....	42
5.6 EXIGENCES RELATIVES A LA FOURNITURE/ABSORPTION DE LA PUISSANCE REACTIVE	42
5.7 EXIGENCES RELATIVES AUX SYSTEMES DE PROTECTION.....	44

5.7.1	<i>Équipements de protection</i>	44
5.7.2	<i>Sélectivité</i>	45
6.	CONCLUSION	45
CHAPITRE II : L'INTEGRATION DE L'EOLIEN DANS LE LONG TERME (CAPACITE D'ACCUEIL)		46
1.	INTRODUCTION	47
2.	CONTEXTE GENERAL DES ENERGIES RENOUVELABLES AU MAROC	48
3.	ÉNERGIE EOLIENNE - STATUT ET PERSPECTIVES	49
4.	LA CAPACITE D'ACCUEIL EN ENERGIE EOLIENNE DU SYSTEME ELECTRIQUE NATIONAL	50
4.1	LE PLACEMENT DES MOYENS DE PRODUCTION ACTUELS ET FUTURS	51
4.2	SCHEMA DIRECTEUR DE LA PRODUCTION AU MAROC (2016-2030)	54
4.3	RESEAU ELECTRIQUE DE TRANSPORT	55
5.	ÉTUDE DE LA DEMANDE D'ELECTRICITE AU MAROC D'ICI 2030	56
5.1	LA METHODE DES SERIES CHRONOLOGIQUES	56
5.1.1	<i>La tendance</i>	57
5.1.2	<i>Les variations saisonnières</i>	57
5.1.3	<i>Les variations accidentelles ou résiduelles</i>	57
5.1.4	<i>Les modèles de composition des séries chronologiques.</i>	57
5.2	DECOMPOSITION D'UNE SERIE CHRONOLOGIQUE	58
5.2.1	DETERMINATION DES MULTIPLICATEURS SAISONNIERS	59
5.2.2	DESAISONNALISER LES DONNEES	61
5.2.3	DETERMINATION DE L'EQUATION DE LA TENDANCE	61
5.2.4	CALCUL DE LA PREVISION	62
5.3	MONOTONE DE CHARGE AU MAROC EN 2030	62
6.	LA CAPACITE D'ACCUEIL EN ENERGIE EOLIENNE DU SYSTEME ELECTRIQUE NATIONAL	63
7.	AMELIORATION DE LA CAPACITE D'ACCUEIL DE L'ENERGIE EOLIENNE	64
7.1	CRITERES DE SECURITE	67
TABLEAU II 12: ÉTAT DE FONCTIONNEMENT PERMANENT SITUATION N.		67
TABLEAU II 13: ÉTAT DE FONCTIONNEMENT EN SITUATION N-1.		67
7.2	DEGRE DE STABILITE DU RESEAU	68
7.3	STABILITE DE LA TENSION	68
7.4	OSCILLATIONS DE LONGUE PERIODE	69
8.	CONCLUSION :	69
CHAPITRE III : L'INTEGRATION DE L'EOLIEN DANS LE COURT TERME (LES DEFAUTS RESEAU)		71
1.	INTRODUCTION	72
2.	MODELISATION ET DISPOSITIF DE COMMANDE D'UN SYSTEME EOLIEN A BASE DE LA MADA	73
2.1	BLOC DE MAXIMISATION DE PUISSANCE MPPT	74
2.2	CONTROLE DE CONVERTISSEUR COTE MADA	75
2.3	CONTROLE DE CONVERTISSEUR COTE RESEAU	76
3.	ANALYSE DYNAMIQUE DE LA MADA LORS D'UN CREUX DE TENSION	78
4.	LA STRATEGIE PROPOSEE POUR LVRT	81
4.1	LA PROTECTION PAR CROWBAR	81

4.2	LA STRATEGIE PROPOSEE BASEE SUR LA RESISTANCE DE DISSIPATION	82
4.2.1	<i>Méthodologie de l'activation de la résistance dynamique.....</i>	82
4.2.2	<i>Les résultats de simulation.....</i>	83
5.	STRATEGIE DE CONTROLE COMBINE ACTIVE + PASSIVE	86
5.1	LA STRATEGIE ACTIVE.....	86
5.2	LA STRATEGIE PASSIVE: RESISTANCE DYNAMIQUE SDBR + DC-CHOPPER.....	92
5.2.1	<i>la résistance dynamique SDBR.....</i>	92
5.2.2	<i>DC-CHOPPER.....</i>	94
5.3	METHODE COMBINEE (ACTIVE + PASSIVE).....	95
5.4	SIMULATION.....	97
5.5	CONCLUSION.....	98
	CONCLUSION GENERALE.....	100
	REFERENCES	103
	ANNEXES.....	108
	ANNEXE 1.....	109
	ANNEXE 2.....	110
	ANNEXE 3.....	114
	ANNEXE 4.....	115
	ANNEXE 5.....	117
	ANNEXE 6.....	120

LISTE DES FIGURES

Figure I. 1: Organisation d'un réseau électrique national.	18
Figure I. 2: La production mondiale d'énergie primaire en 2012 [11].	20
Figure I. 3: L'évolution de la demande en énergie électrique au Maroc entre 1999 et 2016.	21
Figure I. 4: Profil de consommation annuelle d'énergie en 2016 au Maroc.	24
Figure I. 5: Profil de consommation d'énergie dans la 1ère semaine février 2016 au Maroc.	24
Figure I. 6: Profil de consommation d'énergie pendant la journée du 26 juillet 2016 au Maroc.	25
Figure I. 7: Profils de productions éoliennes – Journée du 26 octobre 2016.	30
Figure I. 8: La production éolienne et la consommation par semaine 1-2-2016 –7-2-2016.	32
Figure I. 9: Production électrique d'origine éolienne (GWh) au Maroc entre 2000 et 2016.	34
Figure I. 10: Raccordement parc éolien au réseau HT.	37
Figure I. 11: Courbe de réglage de la fréquence.	38
Figure I. 12: Sous-tension durant laquelle les centrales EnR doivent demeurer en service LVRT.	40
Figure I. 13: Surtension durant laquelle les centrales EnR doivent demeurer en service HVRT.	41
Figure I. 14: Le courant réactif en cas de perturbations.	41
Figure I. 15: Les limites de la plage de puissance réactive pour la centrale éolienne [40].	43
Figure I. 16: Les Limites pour la puissance active et la puissance réactive.	43
Figure II 1 : Plan d'équipements à partir de 2015 jusqu'à 2030 [45].	48
Figure II 2: Mutation de la pointe maximale (2000-2016) [47].	49
Figure II 3: Carte détaillée du potentiel éolien au Maroc [48].	49
Figure II 4: Détails de l'énergie produite en 2016 [47].	52
Figure II 5: Détails de l'énergie produite pour satisfaire la pointe maximale 2016 [51].	52
Figure II 6: Durée de fonctionnement des moyens de production selon les priorités dans le système [53].	53
Figure II 7: Plan d'équipements à partir de 2016 jusqu'à 2030 [45].	55
Figure II 8: Évolution des longueurs des lignes par niveau de tension [47].	55
Figure II 9: Courbe d'un modèle additif.	58
Figure II 10: Courbe d'un modèle multiplicatif.	58
Figure II 11: Consommation mensuelle d'énergie au Maroc entre 2008 et 2016.	60
Figure II 12: Désaisonnalisation de la consommation d'énergie au Maroc entre 2008 et 2016.	61
Figure II 13: Monotone de charge de l'année 2030.	63
Figure II 14: Capacité éolienne maximale.	63
Figure II 15: Monotones de la charge avec et sans STEP.	66
Figure II 16: Capacité d'accueil éolienne maximale avec les STEPs.	66
Figure III. 1: Schéma général d'un système éolien à base de la MADA.	73
Figure III. 2: Caractéristique puissance mécanique en fonction de la vitesse de rotation.	74
Figure III. 3: Schéma bloc du contrôle MPPT.	75
Figure III. 4: Schéma bloc de commande de CCM.	76
Figure III. 5: Schéma bloc du contrôle du CCR.	78
Figure III. 6: Circuits conventionnels de limitation de tension.	81
Figure III. 7: La configuration de la MADA avec la résistance de dissipation.	82
Figure III. 8: Organigramme de commande de la stratégie proposée.	83
Figure III. 9: Simulation des grandeurs de la MADA avec la stratégie proposé sous une creux de tension de 85% , (a) tension de réseau, (b) courant de rotor, (c) couple électromagnétique et (d) tension Vdc.	84
Figure III. 10: Simulation des grandeurs de la MADA avec le circuit CROWBAR sous un creux de tension de 85% , (a) tension de réseau, (b) courant de rotor, (c) couple électromagnétique et (d) tension Vdc.	84

Figure III. 11: La vitesse de rotation de la MADA avec la stratégie proposée sous un creux de tension de 85%.	85
Figure III. 12: Le courant statorique sous un creux de tension de 85% (a) avec la stratégie proposée (b) avec le circuit CROWBAR.	86
Figure III. 13: La différence entre le flux statorique et rotorique pour un creux de tension de 200ms a $t=0.8$.	87
Figure III. 14: Schéma bloc de la stratégie active.	88
Figure III. 15: La puissance active pour creux de 30% (a) creux de 25%(b) creux de 23% (c).	91
Figure III. 16: MADA avec DC-CHOPPER et SDBR.	92
Figure III. 17: Le schéma électrique équivalent de circuit hacheur de freinage.	95
Figure III. 18: La commande de la stratégie de contrôle modifiée.	96
Figure III. 19: L'algorithme de commande de DC-chopper.	96
Figure III. 20: Creux appliqué sur la tension de réseau.	97
Figure III. 21: Les résultats de simulation (a) la puissance active, (b) la puissance réactive, (c) le courant rotorique et (d) le couple électromagnétique.	97
Figure III. 22: Les résultats de simulation pour la tension V-dc.	98

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I 1: Définition des niveaux de tension.	18
Tableau I 2: Les plages de fréquence normales et anormales avec les périodes d'exploitation minimales.	39
Tableau I 3: Les plages de tension normales et anormales avec les périodes d'exploitation minimales.	40
Tableau II 1: Situation actuelle des parcs éoliens au Maroc [47].	50
Tableau II 2: Situation des parcs éoliens en cours de construction au Maroc [49].	50
Tableau II 3: Situation actuelle des parcs éoliens en cours de développement au Maroc [50].	50
Tableau II 4: Puissance totale installée du parc de production électrique à fin 2016 [47].	51
Tableau II 5: Puissance totale installée du parc de production électrique à fin 2016 [47].	53
Tableau II 6: Capacité des équipements de production additionnels (2016-2030).	54
Tableau II 7: Prévission de la charge de l'année 2030.	62
Tableau II 8: L'objectif d'intégration d'énergie éolienne au stade de 2030 [50].	64
Tableau II 9: Capacité des STEP en 2030 [47].	65
Tableau II 10: État de fonctionnement permanent situation N.	67
Tableau II 11: État de fonctionnement en situation N-1.	67

PRODUCTION SCIENTIFIQUE

Publications dans des revues indexées :

[A1] Aboubakr El Makrini, Yassir El Karkri, Youness Boukhriss, Hassane El Markhi, Hassan El Moussaoui "LVRT control strategy of DFIG based wind turbines combining passive and active protection" INTERNATIONAL JOURNAL of RENEWABLE ENERGY RESEARCH, (IJRER, a SCOPUS indexed Journal) page 1258-1269, Vol 7, No 3: septembre 2017.

<http://www.ijrer.org/ijrer/index.php/ijrer/article/view/6014/pdf>

[A2] Youness Boukhris, Aboubakr El Makrini, Hassan El Moussaoui, Hassane EL MARKHI "Low voltage ride-through capability improvement of doubly fed induction generator using series connected damping resistances" International Journal of Modelling, Identification and Control, (IJMIC, a SCOPUS indexed Journal) page 167-176, Vol 28, No 2: septembre 2017.

<http://www.inderscience.com/info/inarticle.php?artid=85947>

[A3] Youness Boukhris, Aboubakr El Makrini, Hassan El Moussaoui, Hassane El Markhi "Low Voltage Ride-through Capability Enhancement of Doubly Fed Induction Generator Based Wind Turbines under Voltage Dips" International Journal of Power Electronics and Drive Systems (IJPEDS, ISSN: 2088-8694, a SCOPUS indexed Journal) page 808-818, Vol 6, No 4: December 2015.

<http://iaesjournal.com/online/index.php/IJPEDS/article/view/8843>

[A4] Youness Boukhris; Aboubakr El Makrini; Hassan El Moussaoui; Hassane El Markhi "High voltage ride-through capability using series grid side converter for doubly fed induction generator based wind turbines" 2015 3rd International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC'15), December 10-13, 2015, Marrakech & Ouarzazate, IEEE Conference Publications.

[A5] Youness Boukhris, Aboubakr El Makrini, Hassane El Markhi "Low Voltage Ride Through Capability Improvement Of Dfig Based Wind Turbine Using Statcom" International Journal of Advanced Technology in Engineering and Science (IJATES, ISSN: 2348-7550) Volume No 03, Special Issue No. 01, August 2015, ICRAESM-15, pp. 160~169.

http://www.ijates.com/images/short_pdf/1440175026_330P.pdf

[A6] Mohamed Azeroual, Aboubakr EL Makrini, Hassan EL Moussaoui and Hassane EL Markhi "Renewable Energy Potential and Available Capacity for Wind and Solar Power in Morocco Towards 2030". Journal of Engineering Science and Technology Review (JESTR, ISSN: 1791-2377), article soumis pour publication.

Communications:

[C1] Aboubakr El Makrini, Y. Boukhris, H. El Markhi "Procédé permettant d'assurer une continuité accrue de l'alimentation des éoliennes à base de la MADA en cas de défaut du réseau" TÉLÉCOM'2015 & 9ème JFMMA, 13, 14 et 15 Mai 2015 Meknès.

[C2] Youness Boukhris, Aboubakr El Makrini, Hassane El Markhi "Low Voltage Ride Through Capability Improvement Of Dfig Based Wind Turbine Using Statcom" International Conference on Recent Advances in Engineering Science and Management (ICRAESM-15, ISBN :978-81-931039-5-1), 30th August 2015, New Delhi.

[C3] Aboubakr El Makrini, Hassan El Moussaoui, Youness Boukhris, and Hassane El Markhi "Capacity credit assessment of future wind farm in Morocco : case of TOUAHER "The 2nd International Conference on Information Technology for Organizations Development, March 30 - April 1st, 2016, Fès. IEEE Conference.

[C4] Yassir EL KARKRI, Aboubakr EL MAKRINI, Youness BOUKHRIS ,Hassane EL MARKHI,Hassan EL MOUSSAOUI "High voltage ride-through capabilityfor doubly fed induction generatorcombining

Dynamic Voltage Restorers and active protection" 2^{ème} Colloque franco-marocain sur les Energies Renouvelables et leur intégration aux réseaux de transport et de distribution; 11– 13 avril 2017, Université Sidi Mohamed Ben Abdellah – Fès.

[C5] **Aboubakr El Makrini**, Youness Boukhris, Hassan EL MOUSSAOUI, Hassane El Markhi "**Low voltage ride-through control strategy based on voltage dip levels for DFIG based wind turbines**" 2^{ème} Colloque franco-marocain sur les Energies Renouvelables et leur integration aux réseaux de transport et de distribution; 11– 13 avril 2017, Université Sidi Mohamed Ben Abdellah – Fès.

[C6] **Aboubakr El Makrini**, Mohamed Azeroual, Yassir El Karkri, Hassan El Moussaoui and Hassane El Markhi "**Electricity load forecast and potentially available capacity for wind power in Morocco towards 2030**" The 3rd International Conference on Optimization and Applications. April 27-28, 2017 Meknès, Morocco.

[C7] Youness BOUKHRIS, **Aboubakr EL MAKRINI**, Hassane EL MARKHI "**Commande des éoliennes à base de la MADA durant les défauts**" Première édition du Forum des Doctorants du Pôle de Recherche « Énergie et Développement Durable, PRE2D, 29 décembre 2015.

[C8] Youness BOUKHRIS, Hassan EL MOUSSAOUI, **Aboubakr EL MAKRINI**, Hassane EL MARKHI "**Modélisation et commande d'une éolienne à base d'une MADA** " 1^{ère} Rencontre des Jeunes Chercheurs en Sciences de l'Ingénieur de l'USMBA et 5^{ème} Édition de la Journée des Doctorants du LSSC, 22 Décembre 2015.

[C9] Hassan EL MOUSSAOUI, Youness BOUKHRIS, **Aboubakr EL MAKRINI**, Hassane EL MARKHI "**INTÉGRATION DU PARC ÉOLIEN DE TAZA AU RESAU MAROCAIN : ETUDE DES HARMONIQUES** " CIMAME'2016, 28-29 Avril 2016, Faculté Polydisciplinaire de Taza.

LISTE DES ACRONYMES

SCR	: Service Conduite Régional.
REM	: Le Réseau Electrique Marocain.
ONEE	: Office National d'Eau et d'Electricité.
MSC	: Les Manœuvres des Batteries Condensateurs.
SVC	: Compensateurs Statique d'énergie réactive.
LBC	: Lampes à Basse Consommation
OS	: Operateur Système.
EnR	: Energie Renouvelable.
STEP	: Stations de Transfert d'Énergie par Pompage
CCM	: Convertisseur du côté de la MADA.
CCR	: Convertisseur du côté du réseau.
LVRT	: Low Voltage Ride Through.
HVRT	: High voltage ride through
FRT	: Fault Ride through
MADA : Machine asynchrone à double alimentation.	
MLI	: Modulation de Largeur d'Impulsion.
MPPT	: Maximum Power Point Tracking.
PI	: Proportionnel Intégral.
PLL	: Boucle à verrouillage de phase.
SDBR	: Series Dynamic Braking Resistances.
PCC	: Point de couplage commun.
TAG	: Turbine à Gaz.
CCGT	: Combined Cycle Gas Turbine.
Pu	: Per unit (unité réduite).

LISTE DES SYMBOLES

Q_{ref} :	Puissance réactive générée par la MADA.
P :	Puissance active (W).
Q :	Puissance réactive (Var).
R :	Résistance de la ligne (Ω).
X :	Réactance de la ligne (Ω).
L_f :	Inductance de fuite (H).
L_m :	Inductance magnétisante(H).
L_r :	Inductance cyclique rotor MADA(H).
L_s :	Inductance cyclique stator MADA(H).
M :	Inductance mutuelle.
C_{em} :	Couple électromagnétique de la MADA (N.m ou pu).
C_p :	Coefficient de puissance de la turbine éolienne.
g :	Glissement.
Ω_m :	Vitesse de rotation mécanique du rotor de la MADA (rad/s).
ω_r :	Pulsation rotorique (rad/s).
ω_s :	Pulsation statorique (rad/s).
θ :	Angle électrique entre les bobinages rotorique et statorique de la MADA (rad).
θ_r :	Angle de Park des grandeurs rotoriques de la MADA (rad).
θ_s :	Angle de Park des grandeurs statoriques de la MADA (rad).
I_{sa}, I_{sb}, I_{sc} :	Courants dans les phases statoriques (A).
I_{ra}, I_{rb}, I_{rc} :	Courants dans les phases rotoriques (A).
I_{sd} :	Courant statorique sur l'axe d (pu).
I_{sq} :	Courant statorique sur l'axe q (pu).
I_{rd} :	Courant rotorique sur l'axe d (pu).
I_{rq} :	Courant rotorique sur l'axe q (pu).
I_{gd} :	Composante directe du courant dans le filtre (A).
I_{gq} :	Composante en quadrature du courant dans le filtre (A).
I_c :	Courant traversant le condensateur (A).
V_{sa}, V_{sb}, V_{sc} :	Tension des phases statoriques (V).
V_{ra}, V_{rb}, V_{rc} :	Tension des phases rotoriques (V).
V_{rd} :	Tension rotorique sur l'axe d (pu).
V_{rq} :	Tension rotorique sur l'axe q (pu).
V_{sd} :	Tension statorique sur l'axe d (pu).

V_{sq} :	Tension statorique sur l'axe q (pu).
V_{Serie} :	Tension aux bornes de transformateur série (pu).
V_{DC} :	Tension bus continu (V).
$\phi_{sa}, \phi_{sb}, \phi_{sc}$:	Flux statorique (Wb).
$\phi_{ra}, \phi_{rb}, \phi_{rc}$:	Flux rotorique (Wb).
ϕ_{sd} :	Flux statorique sur l'axe d (Wb).
ϕ_{sq} :	Flux statorique sur l'axe q (Wb).
ϕ_{rd} :	Flux rotorique sur l'axe d (Wb).
ϕ_{rq} :	Flux rotorique sur l'axe q (Wb).
R_f :	Résistance du filtre LF (Ω).
L_f :	Inductance du filtre LF (H).
R_s, R_r :	Résistance d'une phase statorique et rotorique (Ω).
P_s, P_r :	Puissance active statorique et rotorique (pu).
Q_s, Q_r :	Puissance réactive statorique et rotorique (pu).
v_s^s :	Tension statorique dans un référentiel lié au stator.
v_r^r :	Tension rotorique dans un référentiel lié au rotor.

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Notre niveau de vie et notre consommation énergétique ne cessent de croître au fil des ans. Selon une étude prospective du cabinet-conseil danois MAKE Consulting [1], spécialiste de l'éolien, la demande d'énergie mondiale progressera de 79,6 % entre 2006 et 2030. Pour endiguer cette boulimie tout en s'affranchissant des combustibles fossiles, gros émetteurs de gaz à effet de serre et responsables du réchauffement climatique, il faut recourir massivement à des sources d'énergie propres et renouvelables.

Le Royaume du Maroc maintient une croissance économique stable avec un taux de croissance économique en moyenne de 4,1%. Cette croissance économique apportant une augmentation de la demande électrique de 6,4% par an environ. Afin de satisfaire cette augmentation, le renforcement de la capacité de production électrique d'une façon ordonnée s'avère une tâche inévitable. D'autre part, la dépendance envers l'importation de l'énergie soit sous sa forme primaire ou soit sous sa forme finale est actuellement supérieure à 90%. En outre, l'importation d'électricité à partir de l'Espagne par la ligne d'interconnexion internationale est d'environ **17% (en 2013)** en termes de Watt/heure (Wh), ce pourcentage augmente au fil des années. Également, cette importante dépendance énergétique peut compromettre la sécurité et la continuité de l'alimentation électrique surtout en cas d'avaries prolongées affectant les lignes d'interconnexion.

Dans le but de rompre avec cette situation, le Maroc a adopté une politique énergétique qui favorise l'introduction des énergies renouvelables au niveau national en développant l'énergie hydroélectrique, l'énergie éolienne et l'énergie solaire (solaire thermique et solaire photovoltaïque). Ce choix est motivé par les gisements importants dont dispose le Maroc en matière de ressources primaires. Les objectifs arrêtés par le Maroc à cet égard sont étalés sur deux paliers : le premier en stade 2020 où la part des énergies renouvelables représentera 42% comme contribution à la production totale d'énergie et le deuxième en stade 2030 pour porter cette participation à 52%.

L'énergie éolienne est l'une des plus importantes et les plus prometteuses des sources d'énergie renouvelable à travers le monde en termes de développement, car elle est non polluante et économiquement fiable.

En général, les énergies éoliennes, contrairement aux autres sources d'énergie classiques, présentent certaines difficultés liées essentiellement au contrôle de la puissance de sortie électrique, contrôle de la fréquence, contrôle de la puissance réactive et la tenue de la production en cas de perturbation sur le réseau électrique « situation de défauts ».

Le présent travail opéré au sein du laboratoire de recherche Signaux, Systèmes et Composants (LSSC), a comme objectif d'étudier l'impact de la production intermittente d'origine éolienne sur le réseau électrique Marocain à l'horizon de 2030 et plus précisément l'amélioration de l'introduction de l'énergie éolienne dans le réseau électrique pour atteindre des seuils importants sans compromettre la sécurité de fonctionnement global du système électrique.

Le premier chapitre de ce rapport est consacré à l'étude du fonctionnement du réseau électrique et les paramètres intervenants dans son réglage ainsi que le principe de gestion d'un système électrique. Ce chapitre

évoque aussi les défis du réseau électrique contenant une part importante de sources de production d'énergie à partir des éoliennes et les contraintes de raccordement des dites sources au réseau tenant compte des conditions techniques de raccordement (Annexe 1). Dans ce cadre, chaque pays adopte ses propres conditions de raccordement des parcs éoliens au réseau. Ces conditions sont appelées « Code-Grid », leur objectif est de garantir la sécurité de fonctionnement du réseau en présence d'une part importante des parcs éoliens.

Le deuxième chapitre traite l'aptitude du réseau électrique Marocain à accueillir une importante capacité de production d'énergie éolienne à l'horizon 2030. L'objectif est de s'assurer que la cible fixée par le gouvernement Marocain peut être atteinte sans impacter la sûreté de fonctionnement du réseau électrique. La méthodologie suivie pour le calcul de la capacité d'accueil se présente comme suit :

- ❑ Présentation du plan de développement des moyens de production au Maroc d'ici 2030 ;
- ❑ Définition des moyens de production de base ;
- ❑ Calcul des prévisions de la demande en énergie électrique au Maroc d'ici 2030, à l'aide d'une méthodologie basée sur les séries chronologiques ;
- ❑ Reconstitution de la courbe de la monotone de charge en 2030.

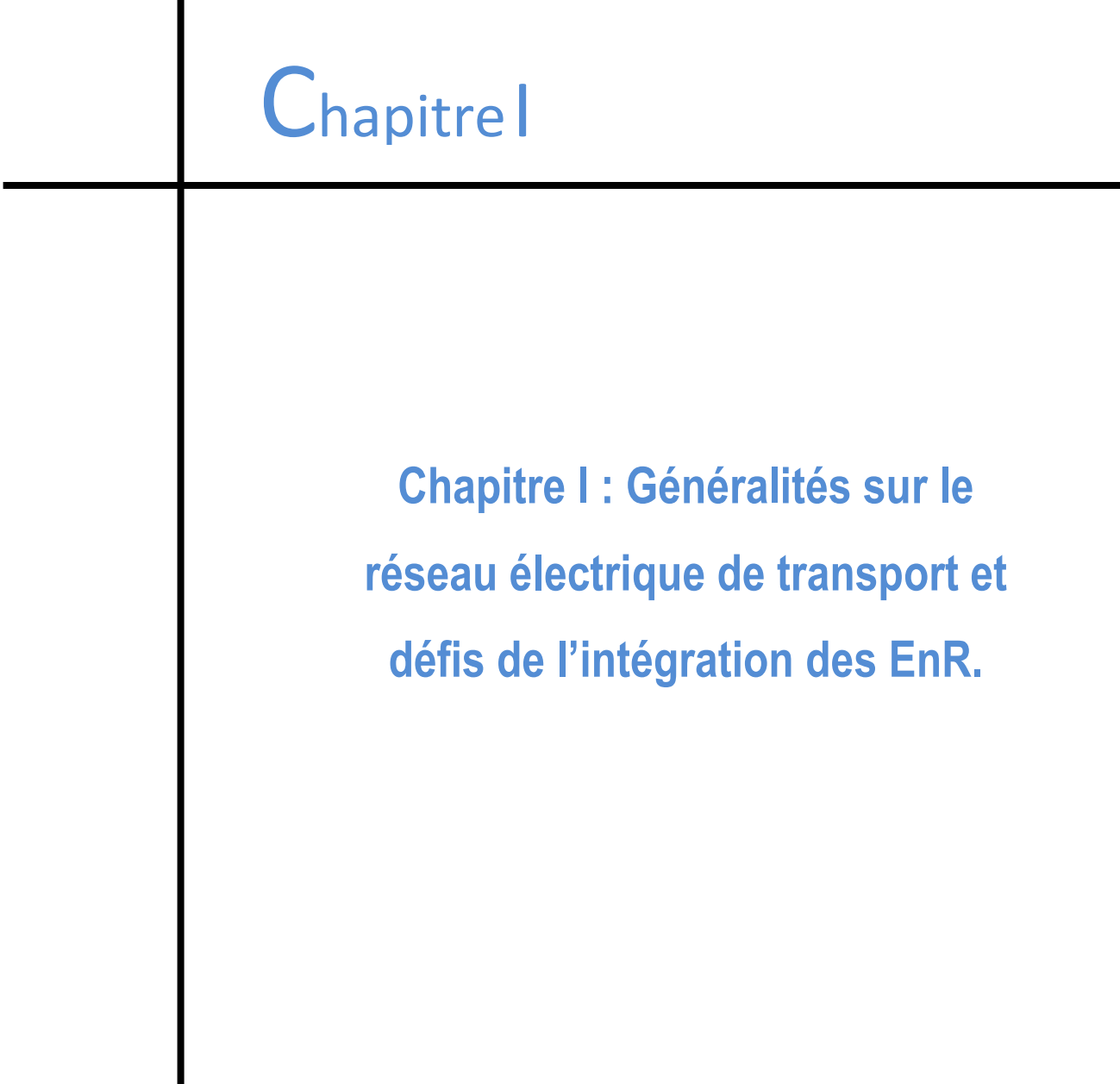
À partir de cette démarche, nous avons calculé la capacité d'accueil du réseau en énergie éolienne au stade 2030. Nous avons étudié l'avantage offert par les stations de transfert d'énergie par pompage dans l'ajustement de la monotone de charge particulièrement dans la zone creuse, ceci à un impact direct sur la capacité d'accueil en énergie éolienne.

Le troisième et dernier chapitre est réservé à l'étude de l'impact des défauts réseau sur les parcs éoliens. Afin de respecter le Code-Grid, les éoliennes doivent rester connectées au réseau dans des conditions de chute tension appelée exigences LVRT (Low Voltage Ride Through), et dans des conditions de surtension appelées exigence HVRT (High Voltage Ride Through). Pour cela des stratégies de contrôle ont été proposées, dont l'objectif est de permettre aux génératrices éoliennes de rester connectées, après un creux de tension aussi sévère soit-il. Le principe de la stratégie proposée pour le cas de LVRT peut être divisé en deux méthodes principales :

- ❑ Méthode active : Cette méthode consiste en l'amélioration de la stratégie du contrôle sans ajout de matériel supplémentaire. Mais elle est limitée par le dimensionnement relativement faible des convertisseurs de puissance par rapport au générateur. Cette méthode n'est valable que pour les faibles profondeurs du creux ;
- ❑ Méthode passive : Cette méthode nécessite des protections matérielles telles que : résistance dynamique SDBR (Série Dynamic Braking Resistor) et DC Chopper.

Les résultats obtenus suite à l'application de cette stratégie ont été validés par des simulations. Toutes les simulations ont été effectuées en utilisant MATLAB et SIMULINK comme outils.

Enfin, une conclusion avec des suggestions des travaux futurs sera donnée.

A decorative graphic consisting of a vertical line and a horizontal line intersecting at the center. The vertical line extends from the top of the page to the bottom, and the horizontal line extends from the left margin to the right margin. The word 'Chapitre I' is positioned in the upper right quadrant of this graphic.

Chapitre I

Chapitre I : Généralités sur le réseau électrique de transport et défis de l'intégration des EnR.

1. Introduction

Le réseau électrique est un système interconnecté comportant des centrales de production, des ouvrages de transport (lignes, transformateurs, postes) et des lieux de consommation. La transmission de l'énergie entre les lieux de production et les lieux de consommation est assurée par les réseaux de transport à très haute tension. Ces derniers sont composés des lignes et des postes électriques. Les postes électriques jouent un rôle à la fois d'interconnexion et de transformation de la tension d'un niveau à l'autre.

Avec la transition énergétique, marquée essentiellement par l'intégration en masse des productions d'énergie à base des ressources renouvelables, les missions et les défis des réseaux électriques évoluent. Cette production aura une influence significative sur la sécurité de fonctionnement du système électrique si les niveaux de pénétration sont considérablement élevés.

Dans le présent chapitre, nous allons nous intéresser dans une première partie à la présentation de l'organisation et la gestion d'un réseau électrique dans ces différentes composantes : production, transport et distribution. Dans une deuxième partie aux certains aspects fondamentaux dans la gestion d'un réseau électrique en présence des énergies renouvelables. Ces aspects concernent plus précisément, le réglage de la tension et de la fréquence ainsi que le maintien de l'équilibre offre-demande. Dans une troisième partie aux défis de l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau électrique et les exigences dictées par le Code-Grid.

2. Organisation et gestion du réseau électrique

2.1 Gestion de l'électricité de la production à la consommation

Le réseau électrique est constitué de trois grandes disciplines : la production, le transport et la distribution.

Les centrales de production produisent l'énergie électrique à partir des sources primaires différentes dont certaines sont répertoriées en tant que des sources renouvelables « solaire, éolien.etc.. ».

Le réseau de transport est composé des grands axes, permet d'acheminer l'électricité depuis les lieux de production vers les régions de consommation. Le réseau de distribution, composé des axes secondaires, permet d'acheminer l'électricité qui vient du réseau de transport vers les consommateurs. À l'intersection des voies, nous trouvons des postes électriques, l'équivalent des échangeurs sur les autoroutes. Leurs fonctions principales sont de répartir l'énergie entre les différentes lignes issues du poste, de raccorder un producteur ou un consommateur au réseau électrique et de modifier la tension de l'électricité acheminée. En effet au Maroc, la tension produite peut être portée jusqu'à 400 000 Volts ce qui permet de le transporter sur de longues distances avec le minimum de pertes d'électricité vers des régions consommatrices d'énergie. Ces lignes sont comparables aux autoroutes. La tension de l'électricité est ensuite abaissée au niveau d'un poste de transformation afin de la transporter au niveau d'une région. Cette partie du réseau permet d'acheminer l'électricité jusqu'aux grands consommateurs industriels et aux réseaux de distribution. Elles sont comparables aux routes nationales. L'électricité passe du réseau de transport aux réseaux de distribution par un poste source. Elle est ensuite acheminée depuis un poste source vers un poste HTA/BT situé dans un quartier, puis depuis ce poste, elle est distribuée jusqu'au compteur du client (Figure I.1).

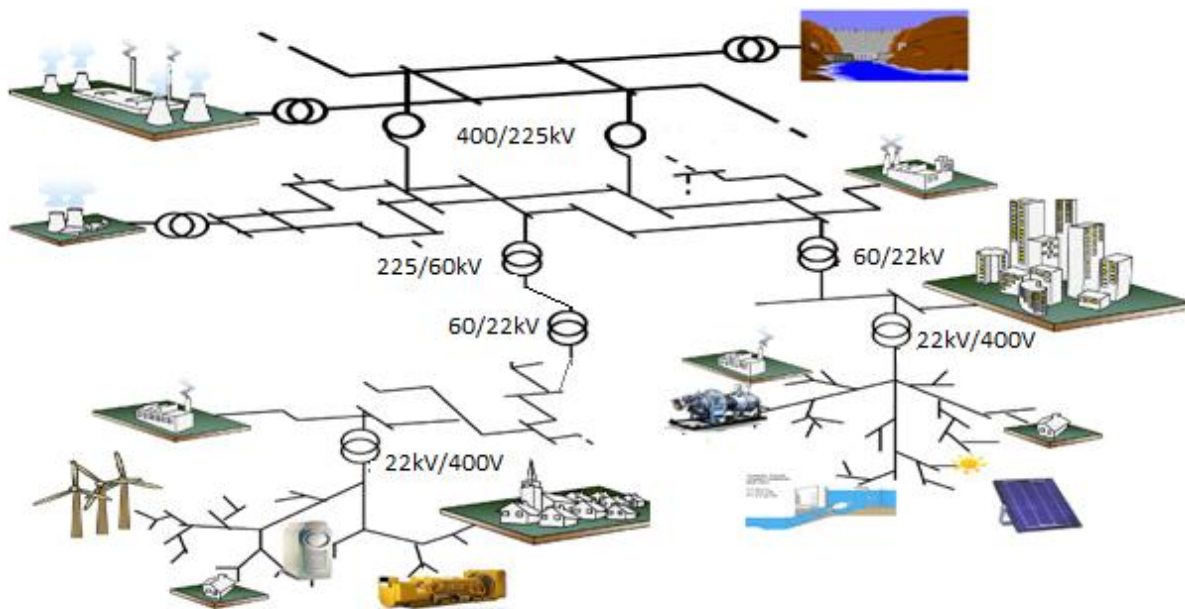


Figure I. 1: Organisation d'un réseau électrique national.

Selon la norme internationale NF C 18-510 [2], ces différents stades de transit d'énergie sont caractérisés par des niveaux de tension regroupés en quatre familles présentées dans le tableau suivant:

Tableau I 1: Définition des niveaux de tension.

Type de réseau	Niveau de tension	Tension utilisée au Maroc(KV)
Réseau de transport	THT	225 - 400
Réseau de répartition	HTB	90 - 63
Réseau de distribution-MT	HTA	22 - 20
Réseau basse tension	BTB – BTA - TBT	0,23 – 0,38- 0,69

Pour résumer, l'électricité ne se stocke pas et elle doit être acheminée physiquement du lieu de production vers le lieu de consommation en temps réel. Les deux enjeux essentiels sont donc: l'équilibre offre/demande à chaque seconde et le respect des contraintes réseaux : les contraintes d'intensité (la capacité maximale des câbles et des transformateurs) et les contraintes de tension dans les lignes électriques.

2.2 Production

La production d'électricité se fait depuis la fin du XIXe siècle à partir de différentes sources d'énergie primaires. Les premières centrales électriques fonctionnaient au bois [3]. Aujourd'hui, la production peut se faire à partir d'énergie fossile (charbon, gaz naturel ou pétrole), d'énergie nucléaire, d'énergie hydroélectrique, d'énergie solaire, d'énergie éolienne et de biomasse [4].

La plupart du temps, l'électricité est produite à partir d'une source de chaleur, en utilisant la vapeur d'eau comme caloporteur d'énergie [5]. La vapeur fait tourner des turbines qui sont couplées à des générateurs

électriques. La vapeur peut être produite en utilisant la plupart des sources d'énergie. Les énergies hydrauliques et éoliennes étant des exceptions puisque c'est la force de l'eau et du vent en déplacement qui produit un travail directement dans une turbine couplée à un générateur [6]. Les centrales nucléaires utilisent souvent un circuit primaire et secondaire de vapeur, afin d'isoler physiquement le réacteur nucléaire de la salle des générateurs et du reste des installations [7].

De petites installations (brûlant habituellement du gaz naturel) combinent la génération d'électricité et de chaleur (pour le chauffage domestique ou pour des processus industriels). Ces centrales électriques combinées ont le meilleur rendement, après les centrales hydroélectriques. Cette technique de combinaison porte le nom de cogénération.

Il existe aussi des centrales à cycle combiné, qui présentent l'avantage d'être plus efficaces, et moins polluantes. Afin de produire de la vapeur, ces centrales utilisent l'énergie calorifique résiduelle des gaz d'échappement de la turbine à gaz pour produire de la vapeur utilisée dans une turbine à vapeur entraînant un second alternateur [8].

Des expériences sont en cours pour utiliser la géothermie pour produire de l'électricité en creusant à très grande profondeur dans des roches dures, ce qui permet de réchauffer un fluide caloporteur alimentant en vapeurs une turbine (via une pompe à chaleur quand la température est faible) [9].

Des unités d'appoint ou de secours, appelées groupes électrogènes permettent une production d'électricité ponctuelle, ils utilisent tout un moteur à explosion pour entraîner la génératrice. De gros générateurs sont utilisés pour pallier une rupture de fourniture toujours possible du fournisseur d'électricité. Les hôpitaux, certains services publics et les grandes entreprises ne pouvant supporter un arrêt brutal de leurs processus industriels possèdent des groupes électrogènes de secours à démarrage automatique [10].

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. Ils sont connectés sur le réseau de transport via un transformateur de groupe. L'ordre de grandeur de la puissance active produite par ces groupes est compris entre 100MW pour les centrales thermiques de faibles puissances et 1650MW pour les plus puissantes tranches des centrales nucléaires.

La production peut être classée suivant le type d'énergie primaire utilisée pour générer de l'électricité. La répartition des modes de production dans le monde est illustrée par la Figure I.2 [11].

Dans le monde, en moyenne, 29% de la production d'électricité est réalisée à partir du charbon. Cette moyenne cache cependant des situations très variées suivant les pays. Ainsi en 2005, la Chine produisait 78,7% de son électricité à partir de charbon tandis que la France produisait 79,1% de son électricité à partir de combustible nucléaire. Les raisons de ces choix technologiques sont multiples : géostratégiques, économiques, politiques, etc.

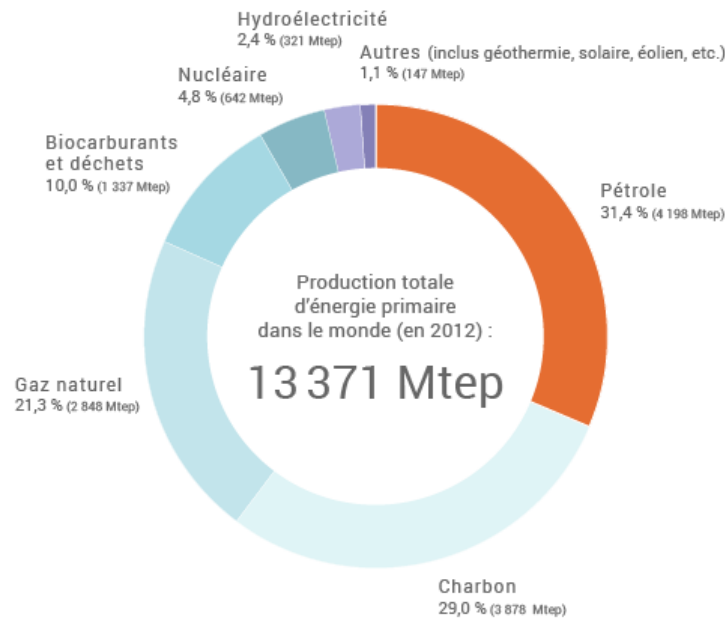


Figure I. 2: La production mondiale d'énergie primaire en 2012 [11].

2.3 Transport

Le réseau à haute et très haute tension joue un rôle central dans le système électrique. Il est généralement interconnecté avec les réseaux électriques des pays voisins.

Pour atteindre les zones de grande consommation, l'électricité parcourt souvent des distances énormes. Or, plus la distance à franchir est importante, plus le risque de perdre en route une partie de l'énergie initiale est élevé. Il faut prendre des mesures particulières pour limiter ces pertes qui pénalisent sévèrement la trésorerie de l'entreprise.

Pour transporter de grandes quantités d'électricité, il est préférable d'augmenter la valeur de la tension afin de réduire les pertes électriques et le coût total du transport (on peut éviter la construction de lignes additionnelles, par exemple). Ces valeurs peuvent atteindre dans certains pays des niveaux très élevés pouvant atteindre les 800 kV [12]. Au Maroc le niveau le plus élevé est de 400KV.

Le réseau électrique national est organisé selon trois niveaux successifs aux rôles différents : le réseau de grand transport et d'interconnexion, les réseaux régionaux de répartition, et enfin les réseaux de distribution.

Ces réseaux fonctionnent à des tensions décroissantes, des postes sources assurant la liaison d'un niveau à un autre du réseau (Figure I.1).

- ❑ Le réseau de grand transport et d'interconnexion est constitué de lignes 400 kV et des lignes 225 kV, reliant toutes les centrales entre elles. Il est géré par un centre national d'exploitation du système électrique appelé dispatching national (DN). Ce réseau de transport assure le transfert de grandes quantités d'énergie sur de longues distances à un faible niveau de perte, c'est lui qui permet les échanges au niveau national pour optimiser la répartition entre les lieux de production et les principaux centres de consommation. Il assure également la sécurité du réseau en cas

d'effondrement local (défaillance, incident). C'est aussi à partir de ce réseau que s'effectuent les interconnexions avec les réseaux électriques des pays voisins.

- ❑ Les réseaux régionaux de répartition utilisent généralement des lignes 60 kV. Ils sont gérés également par DN. Ils assurent la répartition au niveau inférieur, en alimentant, un nombre important des postes sources, les réseaux de distribution publique ainsi que les gros clients industriels.
- ❑ Les réseaux de distribution desservent les consommateurs à partir de lignes 22 kV et 400 V. Ils relèvent des gestionnaires de réseaux de distribution appelés le Service Conduite Régional (SCR), aujourd'hui très majoritairement l'Office Nationale d'Électricité et de l'Eau potable (ONEE).

Le Réseau Electrique Marocain (REM) a connu un développement considérable, dont le maître d'œuvre est l'opérateur électrique national ONEE [13]. Dans la Figure I.3 ci-dessous, on constate une évolution de la demande d'électricité au Maroc entre 1999 et 2016 avec un taux moyen annuel de 6%.

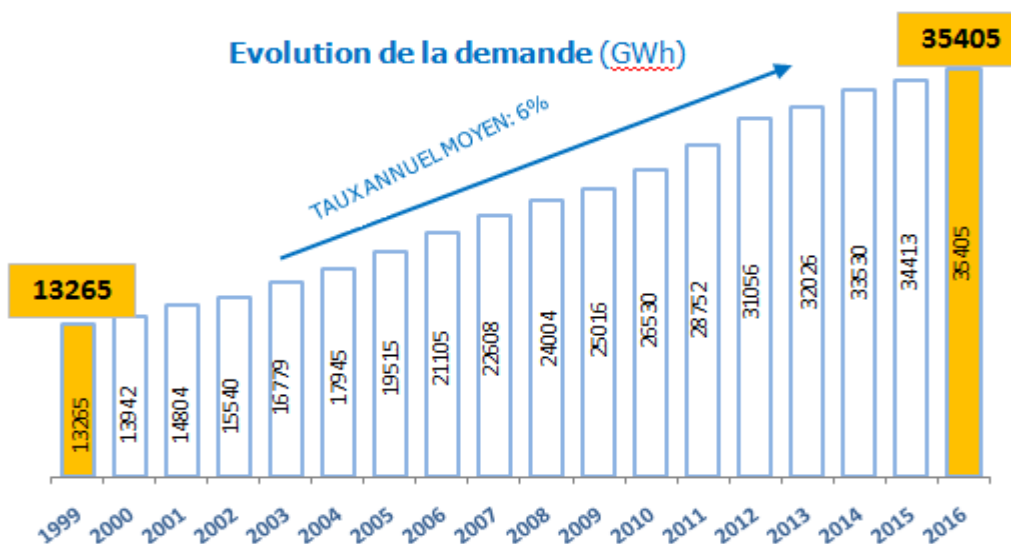


Figure I. 3: L'évolution de la demande en énergie électrique au Maroc entre 1999 et 2016.

La forte augmentation des quantités d'énergie livrées a concerné l'ensemble des niveaux de tension, avec une augmentation plus marquée de la moyenne tension et de la basse tension.

Le REM a connu également une mutation très importante de la pointe maximale appelée passant du simple au double entre la période entre 2000 et 2016.

2.4 Distribution

Les réseaux de distribution acheminent l'électricité jusqu'à la plupart des consommateurs (clientèle domestique, tertiaire, petite industrie...) en moyenne tension ou en basse tension, avec des niveaux allant de 22 kV à 230V. C'est aussi au réseau de distribution que sont raccordées certaines installations de production à partir d'énergies renouvelables et de cogénération. Un réseau de distribution achemine l'énergie électrique d'un réseau

de transport ou un réseau de répartition aux transformateurs aériens desservant les clients. Il comprend des postes électriques de transformation, des lignes aériennes et un réseau de conducteurs les reliant aux transformateurs de secteur. Le réseau de distribution dessert parfois directement les compteurs électriques des clients industriels [14].

Un réseau de distribution est généralement organisé radialement, chaque point de connexion au réseau de moyenne tension desservant un « arbre » se subdivisant à plusieurs reprises avant d'atteindre les transformateurs de distribution.

Ces réseaux radiaux se rejoignent en des points d'interconnexion normalement ouverts : ils permettent, au besoin, de fournir une source alternative d'électricité à une partie d'un réseau radial voisin, en cas de panne du tracé de desserte normal [15].

Le rôle des SCR consistait traditionnellement à acheminer l'électricité depuis les niveaux de tension supérieurs vers les consommateurs. Ce rôle évolue avec l'émergence d'une part, de nouvelles formes de production renouvelables, dépendantes de la météo et plus décentralisées sur le territoire. D'autre part, de nouvelles formes de consommation, plus flexible, et satisfaisante de nouveaux usages comme le véhicule électrique. Ces évolutions amènent à leur tour au développement de nouveaux cadres contractuels et réglementaires, adaptés à l'autoconsommation, et au développement de stratégies énergétiques locales.

En plus de ses missions traditionnelles et des enjeux liés à la transition énergétique, le SCR se trouve au cœur des enjeux de la digitalisation croissante du secteur électrique, en particulier avec le développement des réseaux électriques intelligents appelés « Smart-Grid » [16]. Le premier élément indispensable au développement des Smart-Grids est le déploiement de compteurs communicants.

2.5 Les gestionnaires du réseau électrique

Trois types d'opérateurs interagissent avec ce réseau afin de maintenir l'équilibre offre/demande : les fournisseurs d'électricité, les producteurs d'électricité et les gestionnaires du réseau. Les fournisseurs d'électricité commercialisent l'électricité en alimentant les consommateurs en électricité soit à partir de l'électricité qu'ils ont produite eux-mêmes, soit à partir d'une énergie qu'ils ont achetée auprès d'un producteur [17]. Les producteurs d'électricité disposent d'un certain nombre de moyens de production qui peuvent être regroupés en trois classes : la base, la pointe et le fatal. La base regroupe des centrales thermiques. La pointe est composée des centrales hydrauliques et des turbines à combustion. Le fatal est, quant à lui, composé entre autres de toutes les énergies renouvelables comme l'énergie solaire, éolienne, hydraulique fatale ou les moyens de cogénération. La production fatale dépend des conditions météorologiques, et n'est pas toujours disponible. Il est à noter que selon sa taille, un moyen de production peut être relié soit directement au réseau de transport comme une centrale hydraulique, soit à un réseau de distribution (par exemple les panneaux photovoltaïques chez un particulier). En plus de ces moyens de production, il existe quelques procédés permettant de stocker de grandes quantités d'électricité comme les Stations de Transfert d'Énergie par Pompe (STEP) [18]. Les gestionnaires du réseau doivent assurer l'acheminement de l'électricité des producteurs vers les consommateurs. Ils doivent également réagir en temps réel en cas d'erreur de prévision de consommation ou de production. Lorsqu'un déséquilibre se produit, des systèmes de réglage automatiques installés directement sur les moyens de

production de réserve se déclenchent et permettent de maintenir l'équilibre offre/demande pendant 15 minutes [19]. Pendant ce temps, les gestionnaires de réseaux font appel aux producteurs et aux consommateurs connectés au réseau afin qu'ils modifient très rapidement leur programme de fonctionnement prévu pour satisfaire le déficit en production, cette énergie doit être mise à disposition le plus rapidement possible afin d'éviter à ce que d'importantes perturbations surgissent sur le réseau.

2.6 Supervision

Le système électrique est piloté continuellement à différents niveaux. Géographiquement, on distingue l'opérateur système national et les gestionnaires de réseaux de distribution régionaux répartis sur le territoire national dans une structure hiérarchique, depuis un dispatching national gérant le système électrique au niveau du pays [20].

Les gestionnaires de réseaux rapatrient les informations mesurées sur les réseaux (télémessures et télé-informations). Ces données sont traitées par un système informatique puis visualisées et interprétées par des opérateurs responsables de la conduite et de la supervision. Les opérateurs utilisent un ensemble de logiciels qui permettent de réaliser des études de sécurité et de stabilité prédictives ou en temps réel et offrent une aide à la décision dans le contrôle et la conduite [20].

La supervision permet notamment de garantir un équilibre entre production et demande et donc d'assurer le réglage de fréquence et ainsi la stabilité globale du système électrique notamment par le réglage de la tension moyennant :

- ☐ Modification des prises de transformateurs réglable ;
- ☐ Modulation de la production ;
- ☐ L'absorption de puissance réactive des différents dispositifs du réseau tels que les compensateurs synchrones ou statiques.

3. Principes de base d'un système électrique

3.1 Gestion de l'équilibre offre/demande

Un impératif du système électrique est de respecter l'équilibre offre/demande. En effet, l'électricité ne se stocke pas ou très peu et elle doit être disponible en temps réel, en toute saison et à tout moment de la journée pour les consommateurs. La production doit donc être égale à chaque seconde à la consommation. En effet, par exemple, si la consommation est supérieure à la production alors les moyens de production se déconnectent du réseau automatiquement pour éviter une casse [21]. Ce découplage amplifie alors le phénomène et entraîne une rupture de l'approvisionnement de l'électricité, il y a donc une séparation du réseau voir un black-out. Il est donc essentiel de prévoir la consommation à chaque instant. Au Maroc, la consommation varie en fonction de deux paramètres : le comportement des consommateurs et l'époque de l'année. Elle est cependant plus au moins prévisible.

Nous pouvons identifier trois cycles :

- ❑ Un cycle annuel illustré sur la Figure I.4

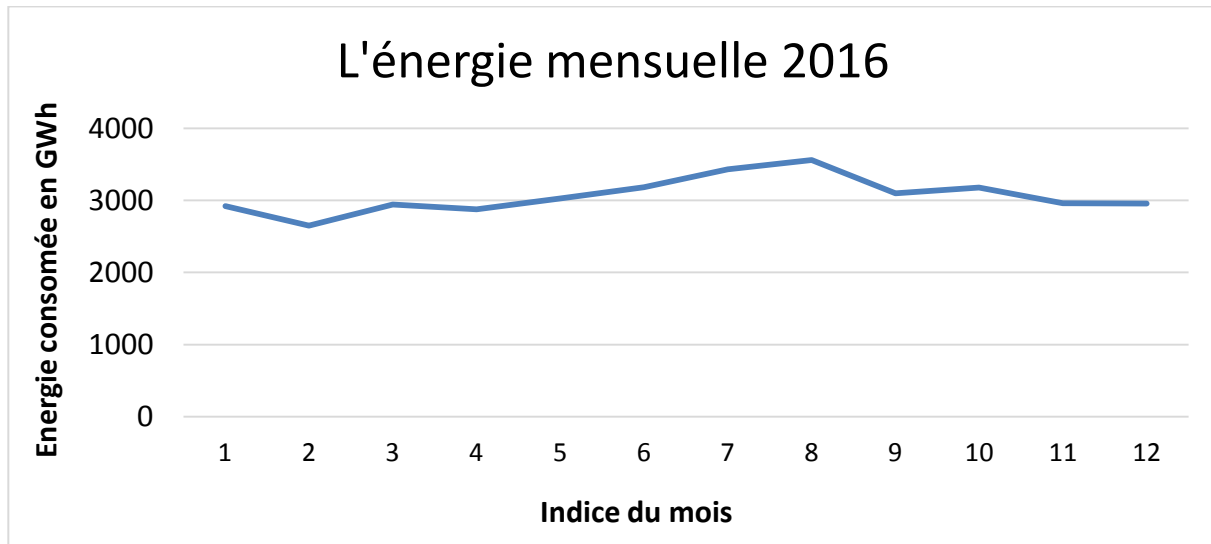


Figure I. 4: Profil de consommation annuelle d'énergie en 2016 au Maroc.

La Figure I.4 montre, une pointe maximale enregistrée en fin du mois de juillet.

- ❑ Un cycle hebdomadaire illustré sur la Figure I.5.

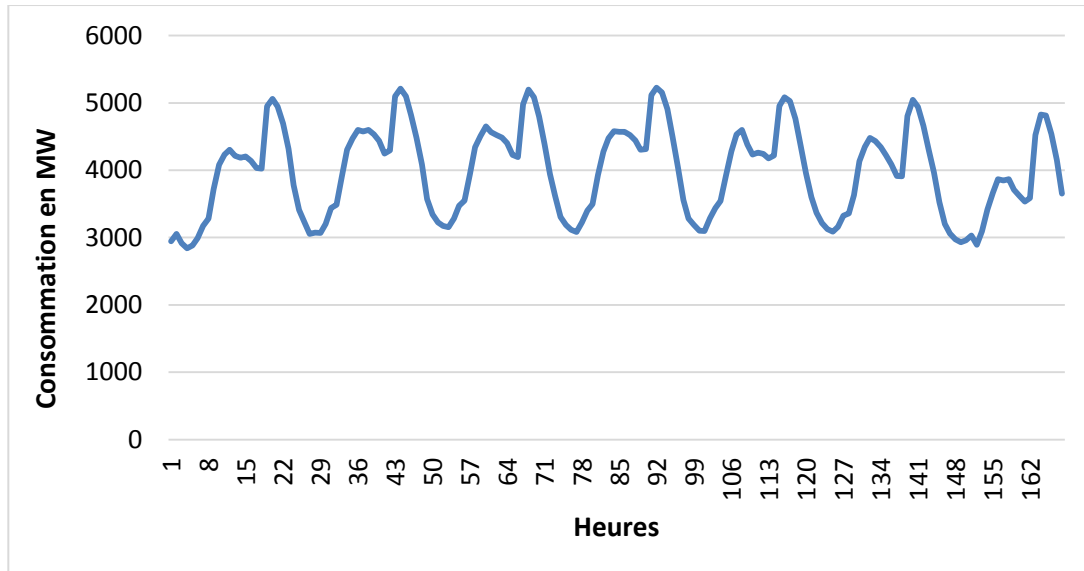


Figure I. 5: Profil de consommation d'énergie dans la 1^{ère} semaine février 2016 au Maroc.

La Figure I.5 montre que les jours de la semaine sont équivalents et que la consommation diminue le week-end.

- ❑ Un cycle journalier illustré sur la Figure I.6

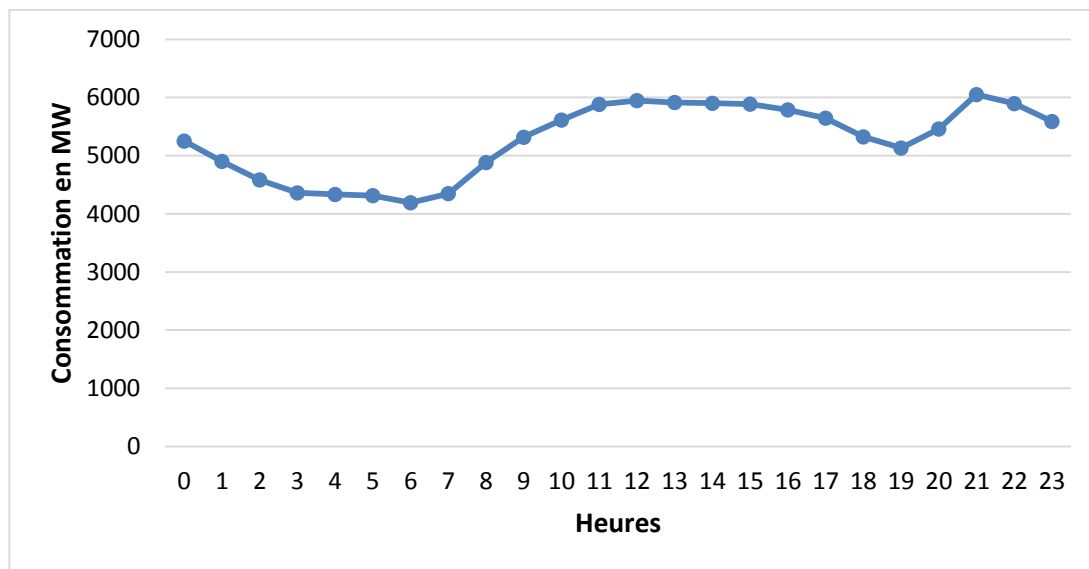


Figure I. 6: Profil de consommation d'énergie pendant la journée du 26 juillet 2016 au Maroc.

La Figure I.6 illustre qu'en été il y a une pointe vers 12h et une autre vers 21h.

À court terme, l'équilibre offre/demande est réalisé par des systèmes de réglages automatiques installés directement sur les moyens de production. Afin de rétablir l'équilibre offre/demande, actuellement, ce sont les moyens de production démarrés et qui ont suffisamment de réserve qui s'adaptent généralement à la consommation.

3.2 La gestion du marché de l'électricité

Depuis la libéralisation du marché de l'électricité, le Maroc doit réussir à faire cohabiter plusieurs acteurs dans le système électrique afin que l'équilibre offre/demande puisse être satisfait chaque seconde, dans son périmètre d'équilibre. C'est-à-dire que la somme de sa production et de ses achats doit être égale à tout instant à la somme de sa consommation et de ses ventes tout en respectant les contraintes de ses acteurs et de façon à maximiser son gain global. Il est à noter que le responsable d'équilibre ne doit pas prendre en compte les contraintes réseau pendant le calcul de son équilibre [22]. Cependant, il envoie son plan d'injection (quantité d'électricité injectée par le responsable d'équilibre en chaque poste, à chaque instant) aux gestionnaires de réseau de transport. Pendant la journée, le responsable d'équilibre a pour rôle de coordonner l'offre et la demande des opérateurs qu'il gère en compensant les erreurs des uns grâce aux autres. Actuellement, en cas de pic de consommation, le responsable d'équilibre peut :

- ❑ Augmenter la production :
 - ✓ En agissant sur ses moyens de production de la pointe ou en achetant sur les marchés ;
 - ✓ En déchargeant les procédés de stockage qui ont été chargés auparavant.
- ❑ Diminuer la consommation grâce à l'asservissement des usages électriques, l'effacement volontaire et le pilotage direct.

Inversement, pendant les pics de production fatale, le responsable d'équilibre peut :

- ☐ Diminuer la production pilotable ;
- ☐ Stocker l'énergie grâce aux procédés de stockage ;
- ☐ Augmenter la consommation grâce à l'asservissement des usages électriques.

Si le responsable d'équilibre ne peut pas compenser les écarts, le gestionnaire de réseau utilise un mécanisme d'ajustement afin de rétablir l'équilibre offre/demande. Il fait appel alors aux responsables d'équilibre connectés au réseau pour qu'ils modifient très rapidement leur programme de fonctionnement prévu. Dans les cas extrêmes, le gestionnaire de réseau réalise un délestage (effacement imposé à une partie de la consommation) afin de sécuriser son réseau.

3.3 Réglage Tension et Fréquence

La tension et la fréquence sont les paramètres les plus importants pour la sûreté, la stabilité et l'exploitation du système électrique. En effet, du point de vue consommateur, les machines tournantes ou autres appareils sont dimensionnés pour fonctionner avec des valeurs de tension et de fréquence fixes. Du point de vue gestionnaire du réseau, une tension et une fréquence fixes permettent de garantir une bonne qualité et une meilleure continuité de service [22].

3.3.1 Réglage de la fréquence

Le contrôle de la puissance active produite par les groupes de production est lié au réglage de la fréquence du réseau. Cette fréquence doit être maintenue à l'intérieur de certaines limites afin de respecter les conditions techniques de fonctionnement du réseau [17].

Si la consommation excède la production, le système est en déséquilibre, la vitesse des machines, et par conséquent, la fréquence du réseau baisse. Au contraire, si l'offre est supérieure à la demande, les machines accélèrent et la fréquence augmente.

Afin de réduire les variations de fréquence, il faut prévoir des réserves de puissance pour équilibrer la puissance délivrée par les générateurs et la consommation instantanément. [17].

La fréquence est le paramètre d'un système énergétique qui indique s'il existe un déséquilibre entre la consommation et la génération de puissance active. Par conséquent, la « stabilité en fréquence » se réfère à la capacité d'un système énergétique à équilibrer la génération et la charge à l'échelle du système.

L'instabilité en fréquence peut se produire dans des cadres temporels distincts. Dans le cas où la fréquence dépasserait les limites prescrites, ce problème peut être résolu par un délestage de la charge (déficit de production, problème de fréquence basse) ou déclenchement (ou déchargement) de la production (surplus de production, problème de fréquence haute) [23].

Dans certaines situations, des problèmes de stabilité en fréquence peuvent se produire dans les situations critiques suivantes :

- ❑ Perte d'une grande génératrice plus grande que les réserves primaires et secondaires, une baisse de fréquence sera constatée en conséquence et le délestage des charges connectées au réseau électrique est inévitable;
- ❑ Déconnexion d'une grande charge : ceci entraîne une augmentation de fréquence par rapport à la fréquence de consigne et par conséquent la déconnexion (ou diminution) de la production par les dispositifs de défense et de protection ;
- ❑ Écart entre les prévisions de charge et la charge réelle plus grand que les réserves de suivi de charge disponibles, dans ce cas la déconnexion de la charge s'impose. Cette déconnexion est généralement manuelle.

La fréquence étant un indicateur très fiable concernant les problèmes liés à l'équilibrage de la puissance active, les enjeux de stabilité en fréquence peuvent être relativement bien surmontés grâce à un délestage de charge ou à une réduction de la production.

Dans de nombreux cas, l'instabilité en fréquence n'est qu'un problème consécutif à une rupture du système provoquée par un autre problème de stabilité (p.ex. la perte de synchronisme entre deux zones). Dans de tels cas, l'équilibre entre la génération de puissance active et la consommation est généralement perturbé dans les deux zones.

3.3.2 Réglage de la tension

La stabilité en tension fait généralement référence à une situation dans un système énergétique où l'équilibre de puissance réactive ne peut être établi produisant la chute de tension du système.

Une telle situation peut se produire en cas d'importants transferts de puissance sur de longues lignes de transmission ayant pour résultat de très grandes pertes de puissance réactive. Cela peut également se produire si la capacité de puissance réactive des génératrices et d'autres sources de puissance réactive de la zone ne suffit pas à répondre à la demande en puissance réactive [23].

L'instabilité en tension peut être encore plus dangereuse que l'instabilité en fréquence, car, même si elle se développe en quelques minutes, voire heures, la tension finit par chuter très rapidement alors que, dans de nombreux cas, il est déjà trop tard pour intervenir. En outre, les critères de détection de l'instabilité en tension sont bien moins clairs et bien moins évidents que pour détecter la stabilité en fréquence. Ainsi, les actions automatiques sont bien plus difficiles à mettre en œuvre.

La génération éolienne a un impact plutôt indirect sur la stabilité en tension [24]. En règle générale, les génératrices éoliennes modernes ont des capacités de contrôle de la puissance réactive similaires aux génératrices synchrones des grandes centrales conventionnelles et sont à même d'opérer avec contrôle de puissance réactive ou contrôle de tension, à la demande de l'opérateur du système. Cependant, étant donné que de grandes

génératrices synchrones raccordées aux principaux niveaux de transmission seront déconnectées en période de forte génération éolienne, leur intégration peut toujours avoir des répercussions négatives sur la stabilité en tension [25] :

- ❑ La puissance réactive ne peut être transférée sur de longues distances, mais elle doit être mise à disposition en local. En revanche, les centrales éoliennes en particulier sont souvent situées dans des zones isolées (loin des centres de distribution). C'est pour cette raison que même si les centrales éoliennes sont à même de livrer la puissance réactive, celle-ci ne peut être mise à disposition à l'endroit où elle est réellement nécessaire;
- ❑ De nombreuses génératrices éoliennes sont intégrées à des niveaux de tension plus bas que les centrales conventionnelles. Les concepts de contrôle de la tension par défaut se basent cependant sur un concept abaisseur strict où les transformateurs abaisseurs régulent la tension du prochain niveau de tension plus bas. Cela signifie que l'équilibrage de puissance réactive est uniquement possible dans un sens, à savoir des niveaux de tension les plus hauts aux plus bas. Ainsi, la capacité de puissance réactive des génératrices éoliennes intégrées dans les systèmes de distribution ou de transmission secondaire ne peut généralement pas être mise à disposition des réseaux de transmission principaux.

Il est possible d'atténuer ces problèmes en favorisant la puissance réactive additionnelle, en se basant sur les manœuvres des batteries condensateurs (MSC) ou des compensateurs statiques d'énergie réactive (SVC) à des endroits où il existe un déficit en puissance réactive et vers lesquelles la puissance réactive ne peut être transportée [26]. Par exemple : Au Maroc, plusieurs parcs éoliens sont installés sur le territoire du pays en période de très forte génération éolienne, de nombreuses centrales conventionnelles doivent être déconnectées, de ce fait les centrales qui débitent ne peuvent répondre à la demande en puissance réactive dans le réseau même si ces centrales disposent de grandes capacités de puissance réactive.

Par conséquent, il faut prévoir des appareils de compensation additionnelle en puissance réactive, également certaines centrales éoliennes doivent être réparties dans les zones lointaines et serviront comme des unités à production constante à des fins d'équilibrage de la puissance réactive.

C'est pour cela qu'il est essentiel de mener des études sur la stabilité en tension et sur la planification en puissance réactive au moment d'intégrer de grandes quantités de production d'énergies renouvelables.

Le transport de la puissance électrique, depuis les sources de production jusqu'au consommateur final, conduit à des variations de tension. Ces variations dépendent des puissances actives et réactives échangées avec les charges et de la topologie des lignes de transport ou de distribution [27].

La variation de la tension ΔV entre deux extrémités d'une ligne électrique peut être exprimée par l'équation suivante [28] :

$$\Delta V = \frac{R.P + X.Q}{V} \quad (I.1)$$

Puisque la valeur des réactances X dans le réseau de transport est plus élevée que celle des résistances R . Une valeur approximative de la variation de la tension peut être écrite de la façon suivante :

$$\Delta V = X \cdot \frac{Q}{V} \quad (I.2)$$

L'équation (I.2) montre que la circulation du réactif crée généralement des chutes de tension prépondérantes. Par conséquent, la tension et la puissance réactive sont donc des grandeurs très liées.

Dans le but de compenser et réduire la valeur de la puissance réactive Q , il est nécessaire de produire de la puissance réactive près des charges [29].

Le contrôle de la tension dans le réseau est réalisé grâce à deux types de compensation [30] :

- ❑ La compensation passive : prends en compte la correction du facteur de puissance dans le réseau de distribution. Elle est réalisée principalement à partir de condensateurs en parallèle qui vont s'enclencher ou se déclencher par l'intermédiaire d'un relais suivant un réglage déterminé ;
- ❑ La compensation active : elle est réalisée grâce à des groupes de production conventionnels équipés de régulateurs de tension automatique. Ceux-ci contrôlent la tension du circuit d'excitation de façon à surexciter la machine synchrone pour augmenter la production de la puissance réactive ou de la sous-exciter afin de la réduire. Ce qui permet de ramener la tension à des niveaux acceptables et d'éviter des problèmes d'instabilité de la tension.

Les réseaux interconnectés disposent de plusieurs zones de réglage de la tension dont on peut identifier deux types :

- ❑ Le premier type est la régulation primaire de tension qui agit instantanément face aux changements intempestifs de tension. La réserve réactive des groupes les plus proches de la perturbation est mobilisée, sous l'action de leur régulateur primaire de tension et à partir des variations de tension observées au stator, de façon à maintenir cette tension égale à la valeur de consigne affichée [30] ;
- ❑ Le deuxième type qui est le réglage secondaire de tension, un réglage manuel dans lequel les opérateurs du dispatching coordonnent les actions de commande pour conserver le plan de tension dans le réseau.

Sur le réseau de transport, le réglage de la tension va être reporté sur trois éléments ; les moyens de compensation à l'aide de bancs de condensateur ; les régleurs en charge de transformateurs à prises variables et les groupes de production.

4. Gestion de l'équilibre et maintien de la tension et de la fréquence en présence des énergies renouvelables (EnR)

4.1 Intermittence et prédictibilité

Les énergies renouvelables sont des sources intermittentes. Le problème se pose au niveau de l'efficacité de la prévision et l'erreur liée à cette variabilité, car celle-ci induit une incertitude sur la production d'origine renouvelable.

La Figure I.7 suivante illustre les profils de production des parcs éoliens des sites de Akhfenir et de Tarfaya durant la journée du 26-10-2016.

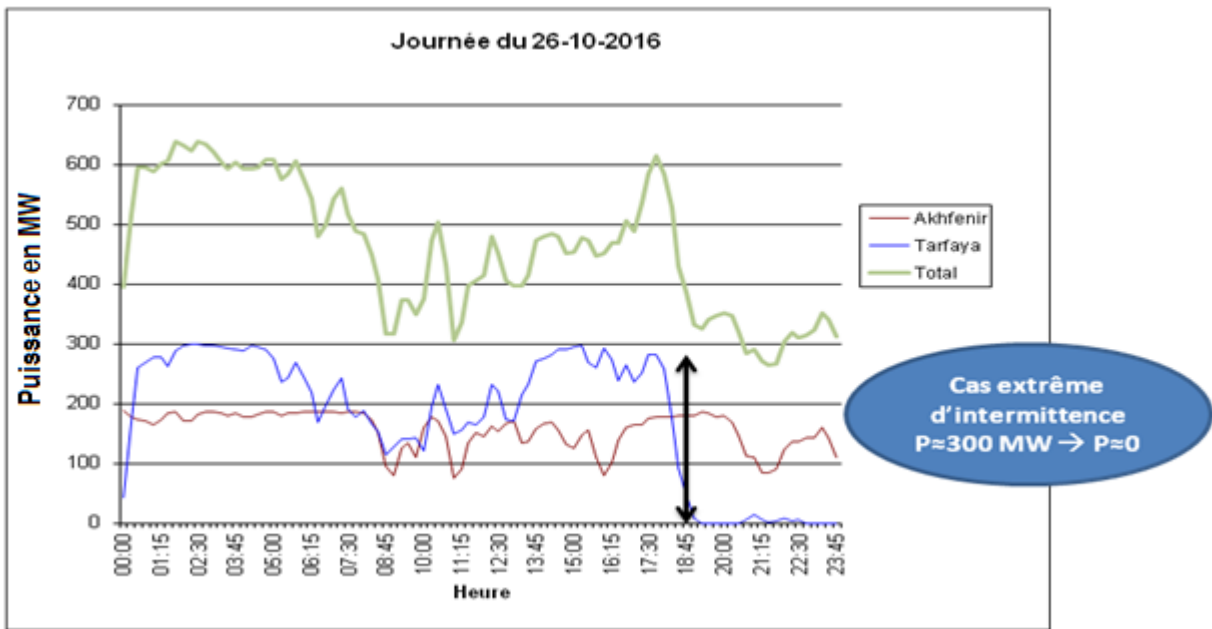


Figure I. 7: Profils de productions éoliennes – Journée du 26 octobre 2016.

La Figure I. 7 montre une grande variabilité de l'énergie produite par un parc éolien au cours d'une journée. Il peut varier de 0 jusqu'à 300MW.

Le gestionnaire du réseau électrique a la responsabilité de garantir la stabilité du réseau en gardant l'équilibre offre-demande en énergie électrique et en résolvant les contraintes éventuelles de congestion [31]. Pour ce faire, l'opérateur du réseau a besoin de prévisions précises à courts ou à moyen terme.

Les prévisions de la puissance éolienne apportent des données sur la puissance électrique délivrée pour chaque heure du jour suivant. Avec des prévisions précises, l'opérateur du réseau peut précisément planifier la mise en service des centrales électriques pour le jour suivant et arrêter le parc de production optimal permettant de garantir en sécurité l'alimentation des consommateurs.

Les informations les plus importantes pour les prévisions de puissance éolienne sont les données météorologiques et les prévisions de vitesse du vent. Plusieurs modèles sont utilisés dans le monde, on peut citer par exemple les modèles numériques de prévision météorologique. Pour ces modèles, les paramètres les plus

importants sont les données météorologiques actuelles et les conditions météorologiques d'une région [32]. Puisque les modèles sont très complexes, la fiabilité des prévisions baisse rapidement lorsque la prévision s'étale sur plus de deux jours. Les prévisions à court terme ont une fiabilité d'environ 90%, tandis que les prévisions à 3 jours ont une fiabilité de seulement 70%.

4.2 Équilibre offre demande et réponse à la demande

Un des défis à relever pour les opérateurs de réseau comme pour les producteurs EnR est l'importante variabilité des caractéristiques de l'électricité produite par des unités de production renouvelable [33]. Comme l'échelle de temps de variation est très réduite, et que le réseau a besoin d'une vraie stabilité et d'un équilibre instantané, il est nécessaire de développer des modes de gestion appropriés et des outils techniques garantissant la sécurité des réseaux.

Jusqu'à présent, l'opérateur de réseau devait s'assurer d'ajuster la production d'électricité aux variations de consommation afin de garantir un équilibre permanent entre les deux. Le développement de nouveaux usages de l'électricité (climatisation, multiplication des équipements électroniques, téléphonie mobile, etc.) et les transferts d'usage attendus notamment dans le secteur du transport (véhicules électriques) nécessitent de maîtriser la consommation actuelle de manière à ne pas saturer le parc de production et les réseaux électriques. S'agissant du maintien de l'équilibre offre/demande, la flexibilité de la consommation est aussi un outil intéressant au même titre que le développement de réseau, de moyens de production ou encore de stockage [33].

De ce fait, pour intégrer efficacement les EnR dans les réseaux électriques, il est nécessaire de développer les compétences et les infrastructures permettant d'automatiser la gestion de certains paramètres, et de contrôler en temps réel les différentes unités de production. Cela passe par un ensemble de technologies connues sous le nom de Smart-Grid, qui associent le développement d'infrastructures et un pilotage électronique de la production, de la consommation et de la régulation, qui améliore la résilience des réseaux et développe leur capacité d'absorption.

Par ailleurs, une gestion plus fine de la demande en associant les consommateurs aux enjeux d'équilibre offre/demande, et en leur demandant notamment de réduire ou de reporter leurs consommations au moment de tension sur les réseaux, est indispensable pour fluidifier la gestion des équilibres [34].

Ce mode de motivation n'est pas introduit encore au Maroc. Néanmoins, le Maroc a introduit, comme solution, pour effacer une partie de la consommation l'opération INARA. Ce projet concerne la commercialisation des Lampes à Basse Consommation (LBC) à un prix intéressant avec des facilités de paiement. L'Opération INARA, dans sa globalité, a pour objectif le remplacement de **15 millions** de lampes à incandescence par des (LBC). Cette opération a été réalisée sur deux phases comme suit :

- ❑ La première phase, déjà achevée, cible le remplacement de 5 millions de LBC, ce qui a permis de réaliser un effacement estimé à 180 MW en pointe et une économie d'énergie cumulée sur quatre ans d'environ de 2 300 GWh ;

- ❑ La deuxième phase vise la distribution de 10 millions de LBC dans l'objectif d'atteindre un effacement de l'ordre de 330 MW et une économie d'énergie de 650 GWh/an.

La prévision de la production d'électricité d'origine renouvelable est un élément décisif pour la gestion du réseau et pour que celui-ci dispose de réserves appropriées.

Un facteur crucial pour la sécurité du réseau est la volatilité de la production des sources d'électricité renouvelables, en particulier celle des fermes éoliennes. Cette volatilité rend difficile le maintien de l'équilibre offre-demande et par conséquent la définition du besoin en réserve de puissance. Ce problème est illustré par la Figure I.8, où sont comparées la demande d'électricité et la production éolienne durant une semaine type d'hiver.

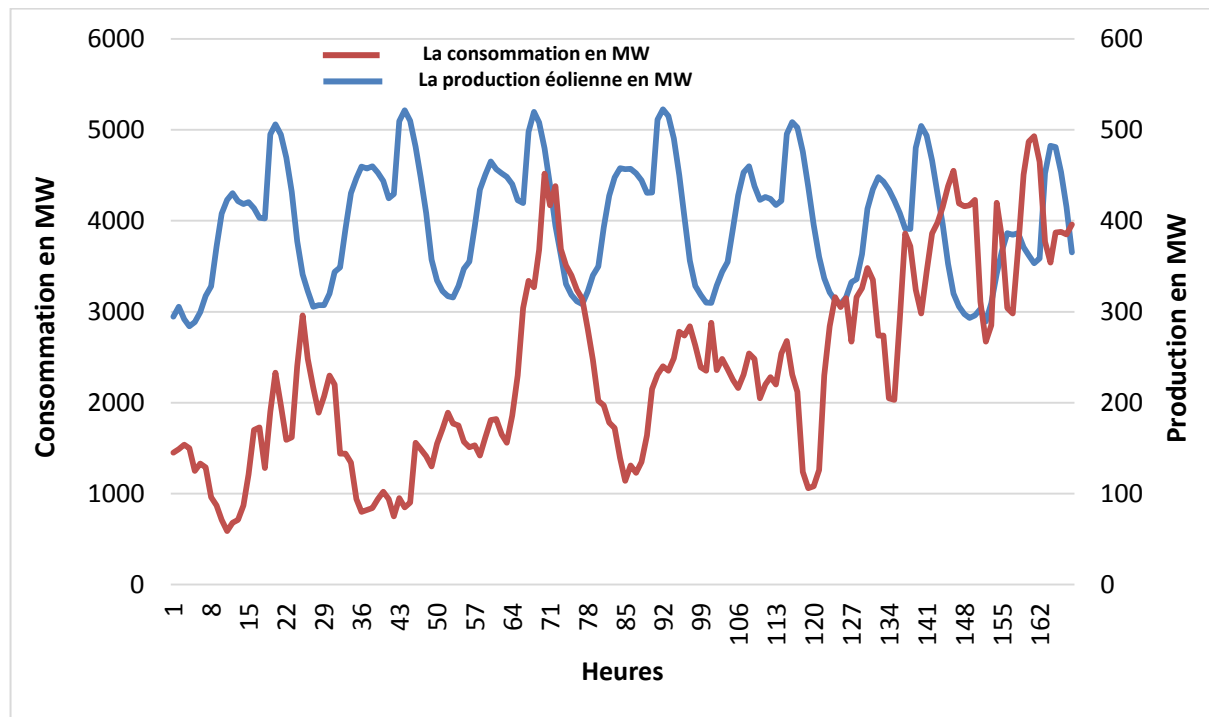


Figure I. 8: La production éolienne et la consommation par semaine 1-2-2016 –7-2-2016.

En raison des caractéristiques techniques de certaines technologies de production, l'arrêt de centrales conventionnelles devient indispensable au-delà de certains ratios. Toutefois, en raison des temps de démarrage de certaines de ces centrales conventionnelles, il est impossible de les remettre en route quelques heures plus tard, pour assurer la montée en charge matinale de la demande. La solution envisageable pour faire face à ce genre de situation est le recours aux installations de stockage par pompage hydraulique.

Avec la croissance accrue de la production d'électricité issue des sources renouvelables, et afin de :

- ❑ Faire face aux contraintes liées à l'intermittence ;
- ❑ Assurer un équilibre offre-demande permanent ;
- ❑ Garantir la disponibilité des réserves de puissance.

Il est indispensable de développer :

- ❑ D'autres moyens de production permettant de donner plus de flexibilité au réseau en l'occurrence les STEPs, centrales hydrauliques, TAG, CCGT ;
- ❑ De nouvelles interconnexions avec les pays voisins vu l'avantage qu'elles offrent en terme de disponibilité des réserves de puissance.

4.3 Gestion des réserves d'énergie électrique :

En cas de déséquilibre entre la production et la consommation, le système électrique doit pouvoir réagir le plus rapidement possible pour rétablir son équilibre. Pour ce faire, il dispose de trois types d'outils : les réserves primaires, les réserves secondaires et les réserves tertiaires. Ceux-ci interviennent à des échelles de temps et de puissance différentes [31].

Dès qu'un déséquilibre est détecté sur le réseau, les deux premières réserves sont activées automatiquement tandis que la troisième réserve est activée manuellement.

a- La réserve primaire :

Il s'agit de la première réserve activée en cas de déséquilibre détecté (à la baisse ou à la hausse), activable en moins de 30 secondes. Elle concerne l'ensemble des producteurs interconnectés au réseau de transport. Cette réserve est dimensionnée généralement pour pouvoir compenser la perte de deux des plus gros groupes présents sur le réseau.

Cette réserve est destinée à faire face aux déséquilibres de dynamique rapide. Elle permet, si la puissance primaire est suffisante, de retrouver en quelques secondes l'équilibre production-consommation après une perturbation. Cette régulation doit assurer la stabilisation de la fréquence à une valeur proche de la valeur nominale et dans une échelle de quelques secondes. L'inertie mécanique des rotors de tous les groupes fonctionnant en synchronisme et la réserve conservée au niveau de certains groupes de production constitue la réserve de puissance primaire. Ces groupes sont exploités à des valeurs de production inférieure à leurs puissances nominales dans le but de pouvoir libérer une réserve de puissance très rapidement.

b- La réserve secondaire :

L'activation de la réserve primaire permet de rétablir la stabilité de la fréquence du réseau électrique, mais ne permet généralement pas d'atteindre la fréquence cible de l'onde électrique (50 Hz). Cet écart de fréquence dépend principalement du statisme global du réseau, de l'énergie réglante du réseau et de la sensibilité de la charge aux variations de fréquence.

La restauration de la fréquence du réseau à la valeur nominale exige l'action d'une commande supplémentaire qui ajuste la consigne de production d'un certain nombre de groupes, c'est ce qu'on appelle la régulation secondaire. Cette dernière contribue à rétablir l'équilibre prévu du système électrique en annulant l'écart résiduel de la fréquence par l'action intégrale confiée à un groupe disposant d'une réserve suffisante de puissance secondaire. La boucle du régulateur secondaire est temporisée avec un délai suffisant pour laisser le

temps aux régulateurs primaires des groupes d'intervenir en premier, son délai de réponse est de moins de 15 minutes, et elle est automatique.

c- La réserve tertiaire

Les réserves de puissance primaire et secondaire sont limitées. Suite à un incident dans le réseau, une variation importante des niveaux de réserve peut se produire. Il est même possible que la réserve secondaire soit épuisée et que l'action du réglage secondaire ne puisse pas annuler entièrement les écarts de fréquence. Il est par suite nécessaire de disposer de nouveaux moyens de production ou de moyens de production en fonctionnement pouvant être mobilisés en quelques minutes à la demande du dispatching. Cette action est appelée réglage tertiaire. Le réglage tertiaire est un réglage manuel avec lequel le dispatching peut mobiliser à la hausse ou à la baisse des volumes de puissance disponibles. L'injection dans le réseau de cette puissance permet de compenser les déséquilibres profonds et durables entre production et consommation et de ramener la fréquence à la valeur nominale, de reconstituer les réserves primaires et secondaires, de maintenir les marges d'exploitation à des niveaux suffisants et de reconnecter les charges délestées, permettant ainsi de se prémunir de tout nouvel aléa.

4.4 Comportement dynamique

L'impact de l'énergie éolienne sur le comportement dynamique des systèmes d'énergie doit être étudié à fond afin d'identifier les problèmes potentiels et développer des mesures pour atténuer ces problèmes. En effet, la production d'énergie éolienne dans la plupart des pays est intégrée à grande échelle dans les systèmes électriques. Cette production, quoiqu'elle ne couvre qu'une petite partie de la charge totale, connaîtra une augmentation continue dans le mix de production globale (Figure I.9). En conséquence, le comportement global du système d'alimentation peut être influencé [35].

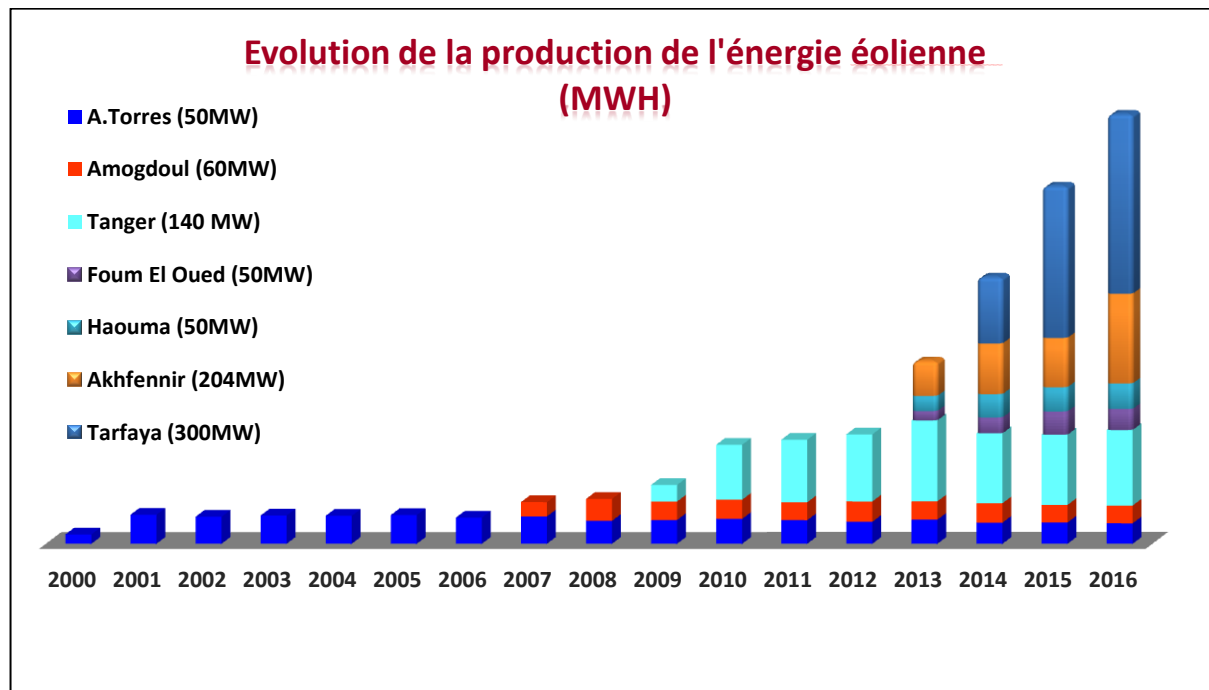


Figure I. 9: Production électrique d'origine éolienne (GWh) au Maroc entre 2000 et 2016.

Le comportement dynamique d'un système d'alimentation est déterminé principalement par les générateurs. Jusqu'à maintenant, presque toutes les puissances ont été générées avec un couplage conventionnel directement couplé au réseau

Le comportement du générateur synchrone couplé au réseau sous diverses circonstances a été étudié pendant des décennies. Cependant, bien que ce type de générateur a été utilisé dans les éoliennes dans le passé, actuellement les éoliennes utilisent d'autres types de générateurs comme les générateurs d'induction à cage d'écureuil ou les générateurs couplés au réseau via le convertisseur de puissance. L'interaction de ces types de générateurs avec le système d'alimentation est différente de celle d'un générateur synchrone conventionnel.

La dynamique du système d'alimentation étudie comment un système d'alimentation répond à des perturbations qui changent le point de fonctionnement du système. Des exemples de telles perturbations sont :

- ☐ La fréquence qui peut changer suite par exemple à un découplage d'un générateur ou une déconnexion de la charge ;
- ☐ La tension : baisse en raison d'un défaut sur le réseau.

Une perturbation déclenche une réponse dans le système d'alimentation, ce qui signifie que diverses propriétés du système d'alimentation, telles que les tensions des nœuds, les courants de branchement, les vitesses de la machine commencent à changer. Le système d'alimentation est considéré comme stable s'il atteint un nouvel état stationnaire et tous les générateurs et charges qui ont été connectés au système avant la survenance de la perturbation sont toujours connectés [36]. Au contraire, le système d'alimentation est considéré comme instable si dans le nouvel état stationnaire, les charges ou les générateurs sont déconnectés totalement ou partiellement.

4.5 Stabilité du réseau électrique suite à l'intégration des EnR

Le terme de stabilité est un terme générique de la théorie des systèmes. Il est généralement utilisé pour décrire la capacité d'un système à retrouver un état stationnaire à la suite des perturbations.

La définition générique s'applique aussi aux systèmes énergétiques. Les systèmes énergétiques ont fait l'objet de nombreuses recherches et des phénomènes de stabilité par type de défaut au sein de ces systèmes ont été identifiés et classés [37]. Ainsi et en réponse à l'introduction massive des énergies renouvelables à base de l'énergie éolienne, plusieurs aspects en trait avec la stabilité du système ont été développés pour tenir compte des spécificités afférentes à la technologie des éoliennes.

En effet, les plus grandes différences entre les génératrices variables à énergies renouvelables et les génératrices conventionnelles sont les suivantes :

- ☐ La répartition des génératrices à énergies renouvelables ne peut en règle générale pas être planifiée (seulement prévue) du fait de la nature variable de l'énergie primaire (éolienne, solaire, etc.) ;
- ☐ Les centrales éoliennes doivent être érigées forcément sur des sites très venteux plutôt qu'à proximité de grands centres de distribution et le réseau doit être restructuré en conséquence ;

- ❑ De nombreuses technologies produisant des énergies renouvelables (p.ex. éolienne) utilisent différents types de génératrices autres que ceux qui sont conventionnels (génératrices «statiques» sans accouplement entre la fréquence électrique et la vitesse mécanique).

Chacun de ces aspects peut avoir différentes répercussions sur un ou plusieurs des aspects de la sécurité et de la stabilité.

La production d'énergies renouvelables aura une influence significative sur les aspects à l'échelle du système si les niveaux de pénétration sont considérablement élevés. Dans certains cas, un niveau de pénétration régional élevé suffit à causer un problème de stabilité.

Dans d'autres cas, un impact considérable ne sera remarqué que si le niveau de pénétration à l'échelle du système est suffisamment élevé.

Tenant compte de ce qui précède les phénomènes de stabilité du système énergétique suivants sont définis :

- ❑ Stabilité en fréquence: la capacité d'un système énergétique à équilibrer la puissance active (production – charge) et de maintenir la fréquence ;
- ❑ Stabilité en tension : la capacité d'un système à maintenir une tension en régime permanent sur toutes les barres omnibus suite à des perturbations ;
- ❑ Stabilité de l'angle du rotor : la capacité des machines synchrones dans un système énergétique interconnecté à rester en synchronie après avoir subi des perturbations.

Outre cette classification selon les principales variables attestant d'un problème de stabilité [38], des enjeux de stabilité au sein des systèmes énergétiques peuvent également être classés en termes de :

- ❑ Stabilité locale : par exemple la déconnexion d'une centrale éolienne individuelle en cas de chute de tension.
- ❑ Stabilité globale : par exemple la perte de synchronisme entre une zone au sein d'un système énergétique interconnecté et toutes les autres zones. D'une façon générale, les enjeux de stabilité en fréquence (déséquilibres entre production et charge) sont toujours d'ordre global, car la fréquence est souvent une variable globale.

5. Contraintes de raccordement au réseau / Codes-Grid

5.1 Généralités sur les Codes-Grid

L'intégration des parcs éoliens au réseau électrique présente des contraintes considérables pour la sécurité et la stabilité dudit réseau, ces contraintes deviennent de plus en plus critiques avec l'expansion important des parcs éoliens sur tout le territoire du pays.

Toutes les installations à énergies renouvelables dont la puissance installée est supérieure à 10MW doivent avoir un poste d'évacuation MT/HT lié à travers une liaison HT au point de raccordement du réseau comme la montre la Figure I.10 ci-dessous.

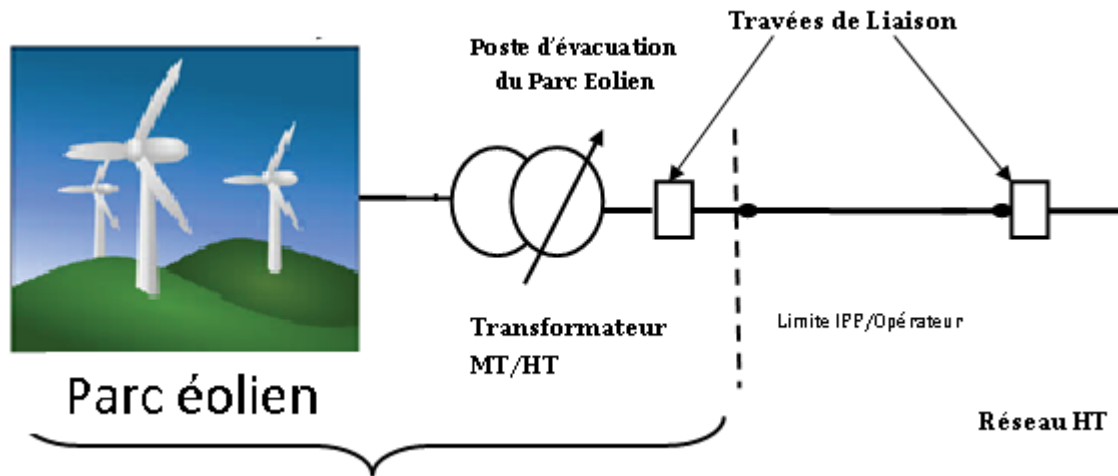


Figure I. 10: Raccordement parc éolien au réseau HT.

Vu les multiples avantages offerts par la production éolienne et afin de faire face aux difficultés d'intégration de la production à base de l'énergie éolienne aux systèmes électriques, de nouvelles exigences ont été imposées par les gestionnaires du réseau électrique pour permettre d'accorder une demande de raccordement d'un parc éolien au réseau électrique. L'ensemble de ces exigences est regroupé dans un document appelé « Codes-Grid »[39].

Le Code-Grid vise essentiellement le fonctionnement efficient du système électrique national et repose sur les principes suivants :

- ☐ La fiabilité du réseau électrique national ;
- ☐ La stabilité du réseau ;
- ☐ Le maintien de la qualité du service pour les clients raccordés au réseau ;
- ☐ La protection des équipements du réseau ;
- ☐ La sécurité du personnel.

L'objectif des codes de réseau est de fixer des règles techniques de raccordement au réseau de transport de l'électricité, de conduite et de fonctionnement du système électrique afin de garantir un niveau adéquat de sécurité et de fiabilité [40].

Le comportement aléatoire et imprévisible de la production à base de l'éolien constitue la contrainte principale de l'intégration des parcs éoliens dans les systèmes électriques.

Cette production varie étroitement avec la variation de la vitesse du vent. Ainsi la puissance injectée dans le réseau électrique peut être considérée comme une perturbation menaçant directement la stabilité du système. De plus, les éoliennes impactent l'exploitation du réseau et changent le comportement dynamique des machines suite à la survenance d'un problème sur le réseau. C'est ainsi que le Code-Grid intervient dans ce sens afin de définir toutes les exigences adéquates pour le raccordement des parcs éoliens en toute sécurité tout en gardant au maximum les éoliennes connectées au réseau [40].

5.2 Exigence en termes de fréquence

Les centrales EnR doivent être dotées d'un système de réglage primaire de fréquence.

Dans des cas particuliers (en réseau séparé ou en creux de charge avec un taux de pénétration de production renouvelable élevé) l'opérateur système (OS) a le droit de donner l'ordre au producteur à base d'EnR de contribuer au réglage de la fréquence selon la courbe suivante (Figure I.11) :

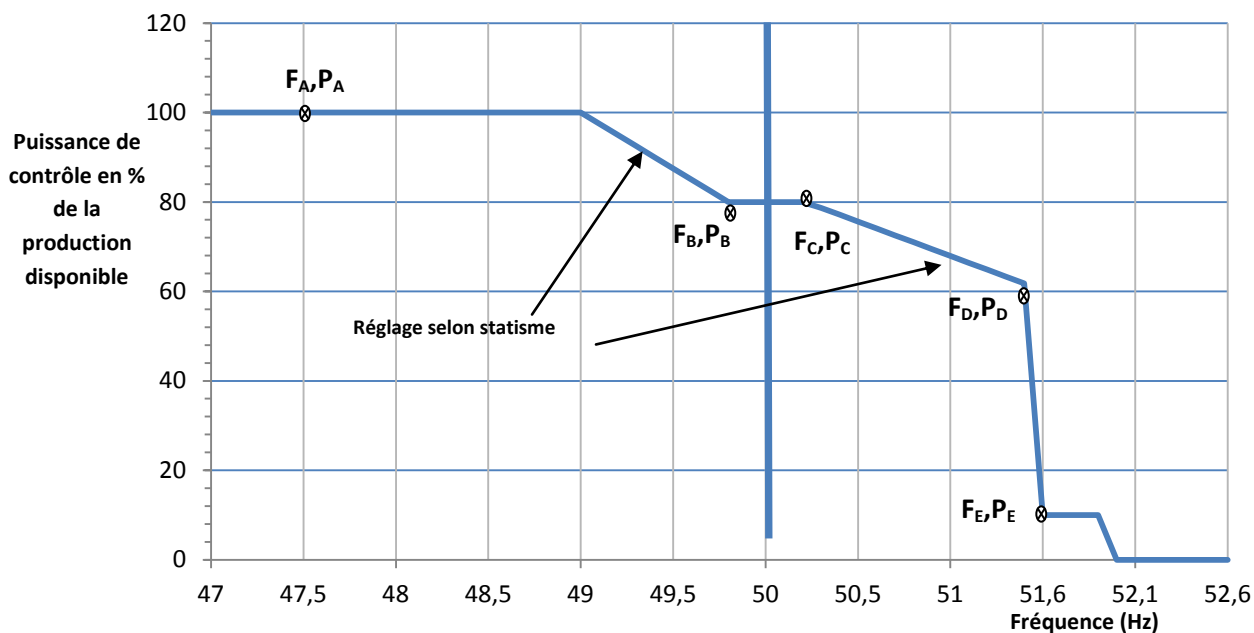


Figure I. 11: Courbe de réglage de la fréquence.

Avec P_A , P_B , P_C , P_D et P_E sont des valeurs proportionnelles (en %) de la production disponible à chaque instant.

La plage de statisme varie entre 2% et 10%, il sera pris par défaut 4%. L'OS peut demander au producteur de changer la valeur de statisme selon les besoins.

- Les valeurs par défaut des paramètres P_A , P_B , P_C , P_D , P_E et de fréquences correspondantes à savoir F_A , F_B , F_C , F_D et F_E seront fixées avant la mise en service de l'installation. La plage F_B - F_C représente la bande morte du système de contrôle de la fréquence.

- ❑ Les paramètres P_A , P_B , P_C , P_D , P_E , F_A , F_B , F_C , F_D et F_E peuvent être modifiés par l'OS selon le besoin pour la sécurité du système.
- ❑ Le système de contrôle de la fréquence des installations de production renouvelable doit fournir 100% de sa réponse en puissance attendue dans les 15 secondes après le début de la variation de la fréquence en dehors de la plage de la bande morte F_B - F_C .
- ❑ Les instructions de l'OS concernant les modifications des paramètres et la participation au réglage de la fréquence doivent être mises en application dans la minute par les producteurs.

Pour les fréquences d'exploitation normales et au même titre que les centrales conventionnelles, les installations de production EnR raccordées au réseau doivent rester connectées au réseau sans interruption tout en fonctionnant, du point de vue des puissances actives et réactives, en tout point de fonctionnement pour lequel elles ont été conçues.

Pour les fréquences d'exploitation anormales, une période d'exploitation minimale est définie selon la plage de fréquence du système électrique [40].

Le tableau ci-dessous présente les plages de fréquence normales et anormales avec les périodes d'exploitation minimales y afférentes :

Tableau I 2: Les plages de fréquence normales et anormales avec les périodes d'exploitation minimales.

<i>Intervalle de fréquence</i>	<i>Période exploitation minimale</i>
47.5 Hz - 48.5 Hz	15 minutes en durée cumulée pendant la durée de vie de l'installation.
48.5 Hz - 49.5 Hz	5 heures en continu, 100 heures en durée cumulée pendant la durée de vie de l'installation
49.5 Hz- 50.5 Hz	Illimitée
50.5 Hz - 51 Hz	1 heure en continu, 15 heures en durée cumulée pendant la durée de vie de l'installation.
51 Hz - 52 Hz	15 minutes, une à cinq fois par an.

Les centrales EnR dont la puissance nominale est supérieure à 10 MW doivent être dotées d'un système de régulation de fréquence lui permettant de participer au réglage de fréquence primaire et secondaire. Le but de ce système est d'obtenir la participation des centrales ER au réglage de la fréquence, en cas de hausse ou de baisse de fréquence, et ce, au même titre que les centrales conventionnelles [40].

5.3 Exigences lors de variation de tension

Les installations du Producteur éoliennes doivent être conçues de manière à produire et livrer au point de raccordement, d'une manière continue, la puissance active maximale prévue, dans la plage d'exploitation normale du réseau. Pour les tensions d'exploitation anormales, une période d'exploitation minimale de l'installation est définie selon la plage de tension du système électrique.

Le tableau ci-dessous présente les plages de tension normales et anormales avec les périodes d'exploitation minimales y afférentes :

Tableau I 3: Les plages de tension normales et anormales avec les périodes d'exploitation minimales.

Intervalle de tension	Période exploitation minimale
$0.8U_n - 0.85 U_n$	30 minutes
$0.85 U_n - 0.93 U_n$	3 heures
$0.93 U_n - 1.07$	Illimitée
$1.07 U_n - 1.1 U_n$	1 heure
$1.1 U_n - 1.2 U_n$	3Secondes

5.3.1 Exigences lors de variation à la baisse de la tension (LVRT)

Un creux de tension (sag ou dip en anglais) est une baisse brutale de la tension en un point du réseau électrique à une valeur comprise (par convention) entre 90% et 10% par rapport à la tension nominale du réseau, suivie d'un rétablissement de celle-ci après une durée. Les coupures brèves sont un cas particulier des creux de tension de profondeur supérieure à 90% et de durée allant jusqu'à 1 minute.

Les creux de tension ont pour principale origine les courts-circuits affectant le réseau électrique ou les installations raccordées, et le démarrage des moteurs de forte puissance. Ils sont caractérisés par leur durée et la valeur efficace moyenne, maximum et/ou minimum de la tension pendant le défaut [41].

Les centrales EnR dont la puissance est supérieure à 1 MW doivent pouvoir rester en fonctionnement lors de l'apparition au point de raccordement d'un creux de tension illustré sur la Figure I.12.

Après une perturbation, les centrales EnR doivent contribuer au retour du réseau en conditions normales d'exploitation (tension et fréquence)

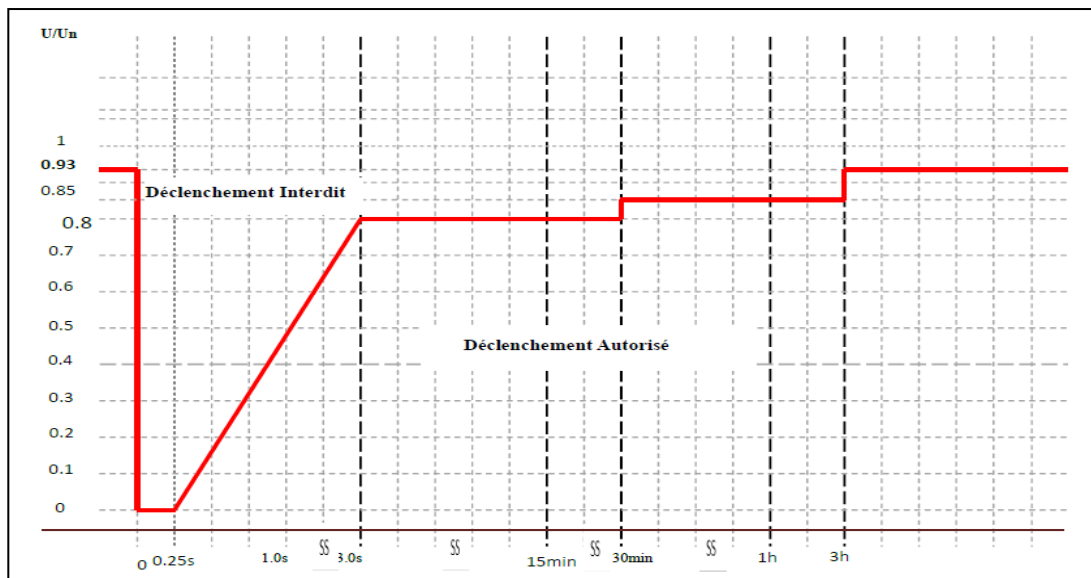


Figure I. 12: Sous-tension durant laquelle les centrales EnR doivent demeurer en service LVRT.

5.3.2 Exigences lors de variation à la hausse de la tension (HVRT)

Une installation à énergies renouvelables n'est pas autorisée à se déconnecter en cas de surtension temporaire au point de raccordement.

Les centrales EnR doivent aussi contribuer au retour du réseau en conditions normales d'exploitation (tension et fréquence) après une perturbation comme indiqué dans le graphique ci-dessous (Figure I.13):

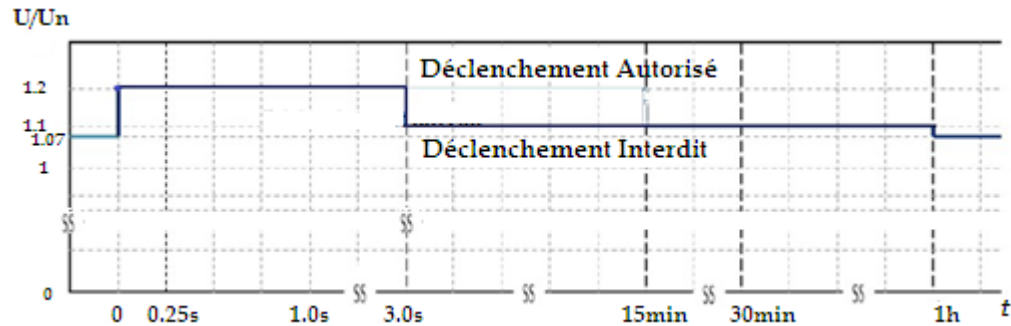


Figure I. 13: Surtension durant laquelle les centrales EnR doivent demeurer en service HVRT.

5.4 Maintien du courant réactif en cas de LVRT/HVRT

Pour maintenir la tension au cours de situations de creux de tension, les génératrices à EnR doivent injecter du courant réactif supplémentaire dans le réseau à l'instar des centrales conventionnelles.

De là même, pour réduire la tension aux valeurs admissibles, les génératrices à énergie renouvelable doivent absorber le courant réactif, pour les situations de surtensions [42].

Une caractéristique typique de maintien du courant réactif est représentée sur la Figure ci-jointe (Figure I.14) :

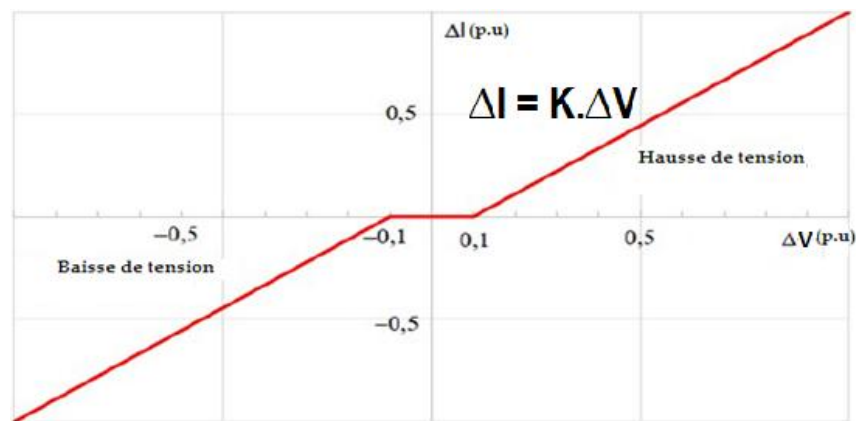


Figure I. 14: Le courant réactif en cas de perturbations.

Afin de stabiliser la tension aux bornes du réseau électrique, dans le cas des défauts symétriques et asymétriques, l'injection ou l'absorption d'un courant réactif supplémentaire par une éolienne doit satisfaire les conditions suivantes:

- ☐ La durée de stabilisation de la tension doit être inférieure au temps minimal d'élimination du défaut, elle est fixée à 60 ms ;
- ☐ La différence entre la tension avant et après les perturbations est :

$$\Delta V = \pm 10\% V_n \quad (I.3)$$

Avec V_n est la tension nominale admissible,

- ☐ La différence entre le courant avant et après les perturbations est :

$$\Delta I = K \Delta V \quad (I.4)$$

K est défini comme étant un facteur de proportionnalité entre le courant et la tension, il est réglable par le dispatching national et il est compris entre 0 et 10 ($0 < K < 10$).

- ☐ La marge de tolérance autorisée pour le courant réactif injecté ou absorbé est :

$$\Delta I = \pm 20\% I_n \quad (I.5)$$

I_n : Le courant nominal admissible.

5.5 Exigences relatives à la puissance active produite

En termes de puissance active, les unités de production utilisant des sources d'énergie éolienne doivent être contrôlables et permettre en conséquence d'éviter les risques des perturbations de l'équilibre du système [39].

En régime normal de fonctionnement, une centrale éolienne doit pouvoir :

- ☐ Ajuster la vitesse d'augmentation / de diminution linéaire de la puissance active produite à la valeur imposée par l'opérateur du réseau ;
- ☐ Diminuer la puissance active produite jusqu'à la valeur exigée (y compris jusqu'à la déconnexion), en respectant la vitesse de variation (charge/décharge) établie. La vitesse de variation de la puissance doit être respectée tant dans le cas de la variation naturelle de la puissance (l'intensification de la vitesse du vent) que dans le cas des variations de consigne de puissance.

La valeur de la vitesse de variation de la puissance peut être réglée dans un intervalle compris entre 10% de la puissance installée par minute et la vitesse maximale admise indiquée par le fabricant.

Si une centrale éolienne déclenche en raison du dépassement de la vitesse limite du vent pour laquelle elle a été conçue, elle doit pouvoir se reconnecter automatiquement quand cette vitesse revient à des valeurs normales de fonctionnement [39].

5.6 Exigences relatives à la fourniture/absorption de la puissance réactive

La régulation de la tension est indispensable au maintien de la stabilité et de la fiabilité du réseau de transport. Pour être efficace, il faut que la grande majorité des centrales participent à cette tâche. En

l'occurrence, la production éolienne raccordée au réseau doit être en mesure, dans toute la plage de tension admissible en régime permanent, de fournir et d'absorber la puissance réactive correspondant à un facteur de puissance inférieur ou égal à 0,95 au point de raccordement de la centrale éolienne [40].

Les limites de la plage de puissance réactive pour la centrale éolienne sont illustrées sur la Figure suivante (Figure I.15).

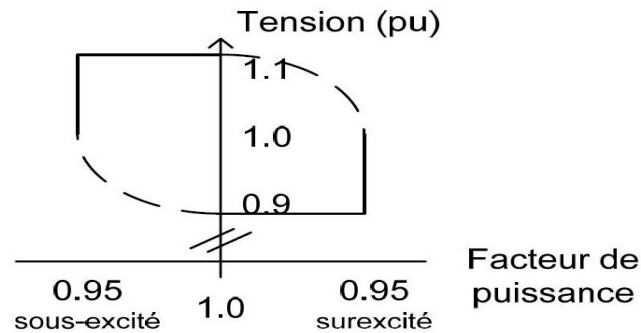


Figure I. 15: Les limites de la plage de puissance réactive pour la centrale éolienne [40].

Eu égard à la puissance active, les unités éoliennes doivent participer au contrôle de la tension du réseau de manière continue, dynamique et rapide. Elles doivent être munies d'un système automatique de régulation de la tension en mesure de fournir et d'absorber la puissance réactive correspondant à un facteur de puissance de 0.95 (en avance ou en retard) pour tout point de fonctionnement de production active entre 20% et 100 % de la puissance active nominale comme illustrée dans la Figure I. 16, et ce, pour toute tension comprise dans la plage $\pm 10\%$ de la tension nominale.

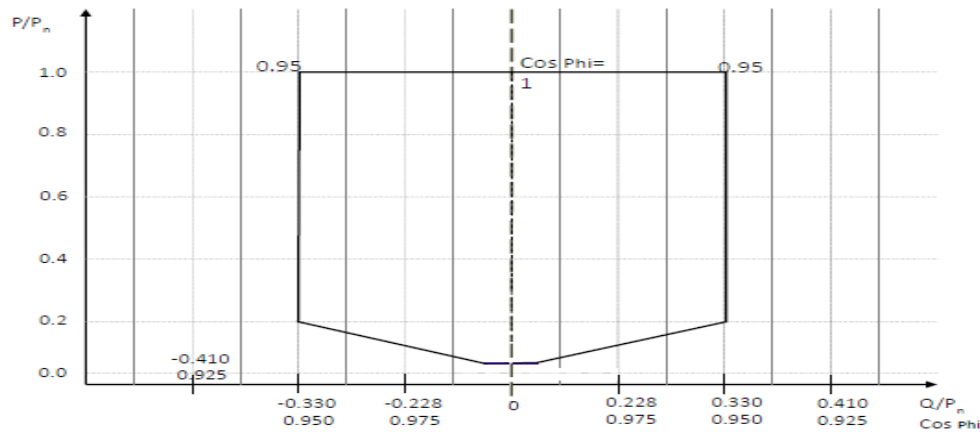


Figure I. 16: Les Limites pour la puissance active et la puissance réactive.

L'impossibilité de se conformer aux exigences de puissance réactive peut avoir comme conséquence une restriction de la production de puissance active afin de répondre à cette exigence.

La puissance réactive fournie doit être déterminée conformément à la nécessité du réseau. La détermination doit se rapporter à l'une des trois possibilités suivantes:

- ☐ Facteur de puissance ($\cos \varphi$) ;
- ☐ Valeur de la puissance réactive Q (en MVAR) ;

- ❑ Valeur de tension U (en kV).

5.7 Exigences relatives aux systèmes de protection

5.7.1 Équipements de protection

Les installations à énergies renouvelables raccordées au réseau doivent être munie d'un disjoncteur ayant un pouvoir de coupure suffisant pour isoler la zone en défaut située dans l'installation (défauts internes au producteur) ou sur le réseau (défauts externes au producteur) et quelle que soit la nature du défaut. Un organe de coupure doit être installé au point de raccordement. L'installation doit rester en fonctionnement lorsqu'un court-circuit se produit sur le réseau d'une durée maximale définie par le plan de protection du réseau. Les protections doivent être rapides et fiables pour tout type de défaut à l'intérieur de l'installation afin de réduire la durée des perturbations ressenties par/sur le réseau

La liaison entre l'installation et le réseau doit comporter à chaque extrémité un dispositif permettant en cas de défaut d'assurer, de façon fiable, la coupure en charge.

a- Protection de découplage

Les caractéristiques de la protection de découplage dépendent d'une part des caractéristiques du réseau d'alimentation et d'autre part de celle des équipements de l'installation. Le rôle de cette protection est de découpler l'installation de production du réseau d'alimentation en cas de défaut sur le réseau

La protection de découplage a pour mission, en cas de défaut sur le réseau de faire en sorte que l'installation de protection se découple très rapidement afin de ne pas réalimenter le défaut sur le réseau (problème de sécurité des tiers) et de permettre aux automatismes du réseau d'assurer leur fonction.

b- Protection de tension

La protection de tension comprend une fonction de sous-tension et une fonction de surtension. Cette protection doit être suffisamment sélective pour éviter le déclenchement indésirable d'installations en cas de perturbations.

Ainsi, la protection de tension doit respecter les exigences du Code-Grid et elle doit être coordonnée avec les autres protections en place et initier le déclenchement de la centrale, lorsqu'il est nécessaire, pour éviter son exploitation dans des conditions de tension inacceptables.

c- Protection de fréquence

La protection de fréquence comprend une fonction de sous-fréquence et une fonction de sur-fréquence. Cette protection doit être réglée à des valeurs de seuils et de temporisations suffisamment sélectives pour éviter le déclenchement indésirable d'installations en cas de perturbations. Le réglage de ces protections ne doit en aucun cas interférer avec le plan de défense mis en œuvre par l'opérateur du réseau permettant de rétablir la fréquence du réseau après une perturbation.

La protection de fréquence doit être coordonnée avec les autres protections en place et initier le déclenchement de la centrale, lorsque requise, pour éviter son exploitation dans des conditions de fréquence inacceptables.

d- Protection de courant

Un relais à maximum de courant homopolaire doit être installé permettant de détecter les déséquilibres de courant générés suite à des défauts sur les installations. Ce relais doit être réglé de telle manière à détecter les courants homopolaires et ordonner le déclenchement de l'installation si la valeur mesurée du courant homopolaire dépasse le seuil de réglage.

5.7.2 Sélectivité

Les centrales EnR raccordées au réseau doivent demeurer en service sans déclenchement aussi longtemps que possible en cas de perturbations et sans créer des dégâts matériels sur l'installation.

Les systèmes de protection des installations du producteur doivent être suffisamment sélectifs pour éviter des déclenchements indésirables lors de telles perturbations. Ainsi, aucune protection ne doit occasionner le déclenchement d'installations, directement ou indirectement, pour les variations de tension de courant ou de fréquence.

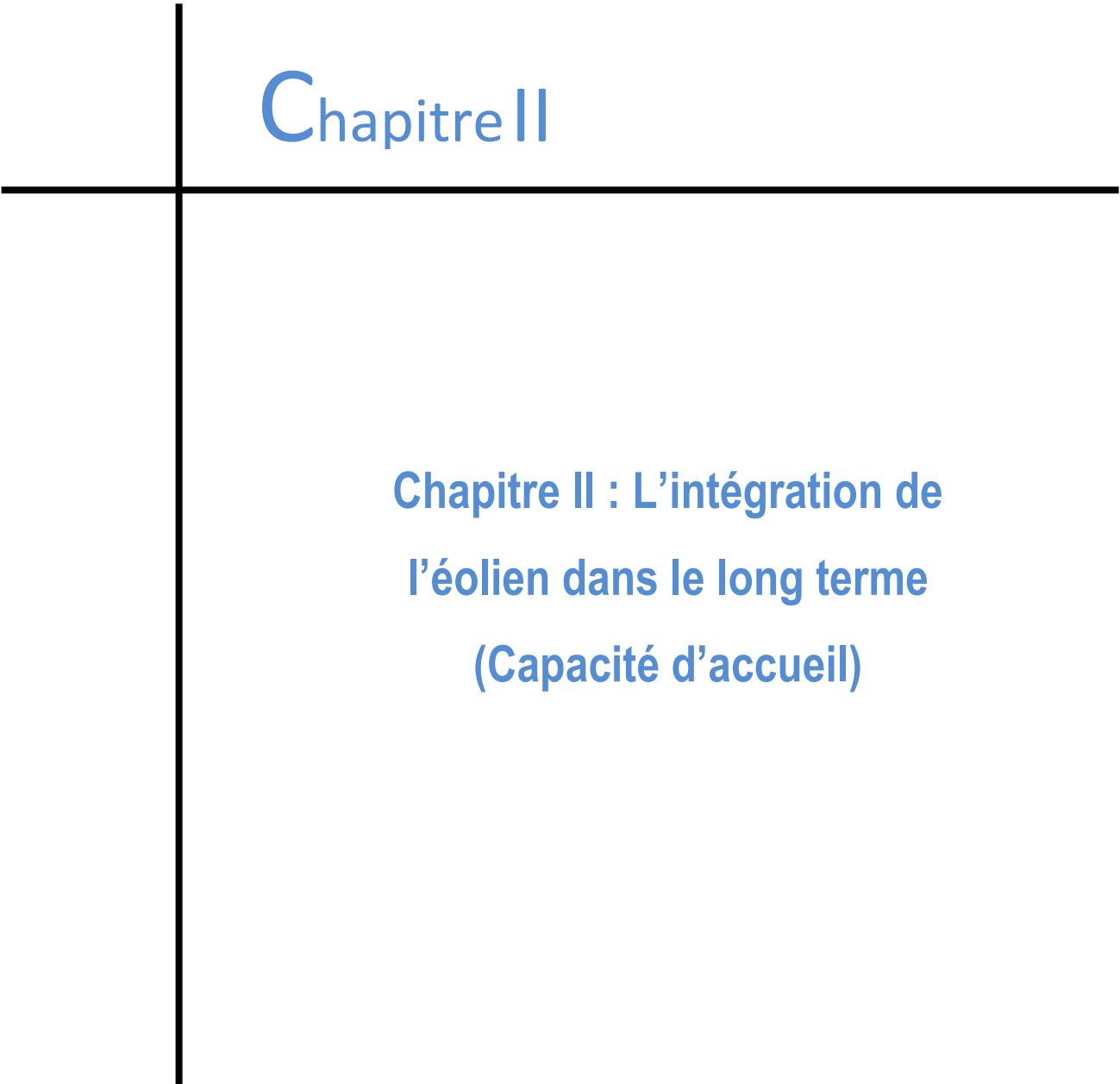
6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté la structure standard d'un réseau électrique ainsi que les modes de sa gestion ; nous avons présenté également son organisation par corps de trois métiers principaux à savoir la production, transport et la distribution.

Nous avons ensuite discuté le fonctionnement global d'un système électrique et les différentes exigences auxquelles il doit répondre parfaitement, notamment l'équilibre offre-demande, la stabilité en fréquence et la stabilité en tension. Aussi, l'importance des réserves de puissance primaires, secondaires et tertiaires a été mise en relief pour noter son importance à maintenir la stabilité du réseau électrique suite à des perturbations surtout au niveau des moyens de production.

Également, vu les contraintes qui caractérisent la génération de l'énergie à partir des EnR, il a été présenté dans le même chapitre, les défis du réseau électrique face à l'introduction des EnR et les contraintes liées à leur raccordement au réseau. Les parcs de production à base d'EnR doivent satisfaire le « Code-Grid ».

Afin de statuer sur les limites du réseau électrique et sa capacité à assurer un bon fonctionnement en présence des EnR, une question qui se pose sur la capacité d'accueil maximale d'un réseau électrique en matière d'énergie renouvelable sans impacter sa sûreté de fonctionnement. Cette thématique sera abordée dans le chapitre suivant.

A large black crosshair graphic consisting of a vertical line and a horizontal line intersecting in the center of the page.

Chapitre II

Chapitre II : L'intégration de l'éolien dans le long terme (Capacité d'accueil)

1. Introduction

L'augmentation du contexte général du Maroc en matière des énergies renouvelables est très ambitieuse et cible l'introduction massive de ces sources de production pour atteindre dans le futur un mix énergétique dominé par les énergies renouvelables. Vu que le Maroc s'est engagé pleinement dans le développement à grande échelle des énergies renouvelables et leur intégration au réseau électrique national, la gestion de la flexibilité du dit réseau est inévitable et le maintien de l'équilibre du système dans sa composante offre et demande devient de plus en plus difficile et à risque.

L'objectif de cette étude est d'examiner le seuil des énergies renouvelables d'origine éolienne qui peut être intégré dans le réseau avec la configuration existante et aussi de voir les opportunités disponibles pour augmenter davantage le volume de ce type d'énergie renouvelable.

Afin d'assurer une meilleure gestion du système électrique avec une part importante des moyens de production à base des énergies renouvelables soit en terme de sécurité soit en terme d'efficacité, il est impératif d'opter pour des solutions innovantes afin de profiter au maximum de la production issue des moyens renouvelables dans le cas où les ressources sont disponibles et sans impacter pourtant la sécurité de fonctionnement du système électrique.

Devant de telles situations, on peut envisager certaines solutions à savoir [43] :

- ☐ Procéder à la réalisation des nouveaux projets sur le réseau existant parallèlement à ceux à base d'EnR afin de renforcer les capacités de transit ;
- ☐ Prioriser la production d'énergie en faveur des moyens de production renouvelable quand les ressources naturelles sont abondantes « vent souffle, etc.. » ;
- ☐ Accroître la production conventionnelle suffisamment dans des situations défavorables de production à base des ressources renouvelables.

D'autres techniques alternatives seront présentées permettant d'améliorer le degré de pénétration des énergies d'origine renouvelable en respectant les conditions liées à la sécurité d'approvisionnement de l'électricité. Ces alternatives concernent les aspects suivants :

- ☐ Prévoir des moyens de production ayant des capacités de stockage permettant d'attribuer aux moyens de production renouvelables un caractère stable et maîtrisable ;
- ☐ Coupler les moyens de production renouvelable à d'autres moyens de production comme dans les centrales à cycle combiné.

Dans le présent chapitre, la notion de capacité d'accueil sera introduite pour permettre d'évaluer la capacité d'énergie renouvelable à base d'éolien qui peut être injectée dans le réseau électrique. On présentera aussi certaines solutions à mettre en œuvre pour améliorer davantage la part d'énergie renouvelable dans le mix énergétique Marocain. Cette notion permettra également de s'assurer si les objectifs fixés par le gouvernement,

en matière d'introduction des énergies éoliennes, sont techniquement possibles dans les différents aspects toute en tenant compte de l'évolution du réseau et de la consommation.

2. Contexte général des énergies renouvelables au Maroc

Le Royaume du Maroc maintient une croissance économique stable avec un taux de croissance économique en moyenne de 4,1% par an entre 2009 et 2013. Cette croissance économique apportant une augmentation de la demande électrique de 6,4% par an (2009 - 2013). Le renforcement de la capacité de production électrique s'avère une tâche urgente, devant cette situation. Vu les gisements importants dont ils disposent en terme de rayonnement solaire et ressources vent, le Maroc a adopté une politique énergétique qui favorise plutôt l'introduction des énergies renouvelables au niveau national par le biais du développement de l'énergie hydroélectrique, l'énergie éolienne et l'énergie solaire (Figure II.1) [44-45].

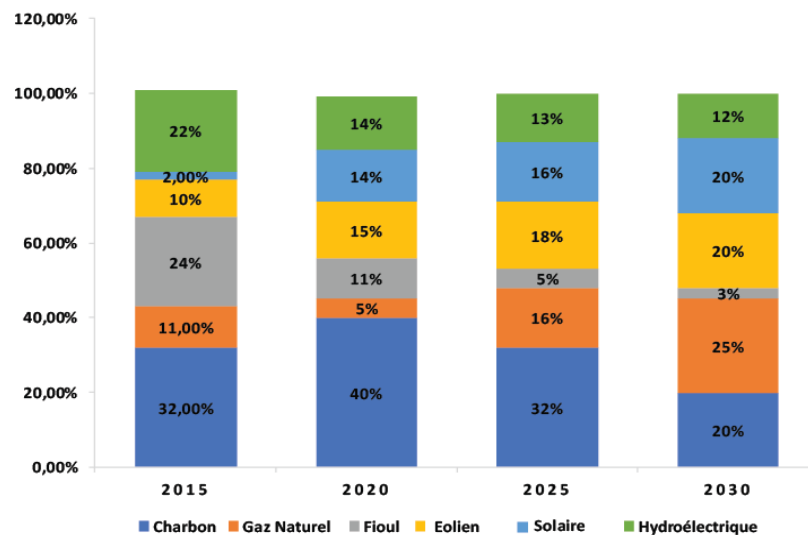


Figure II 1 : Plan d'équipements à partir de 2015 jusqu'à 2030 [45].

Le Maroc a fixé des objectifs très ambitieux en termes d'intégration des EnR aux stades 2020 et 2030. En effet, cette énergie représentera respectivement 42% et 52% dans le mix énergétique global.

Cette stratégie, en plus des avantages multiples offerts par la technologie renouvelable, vise à combler la demande en électricité dans les années prochaines par une production propre. Cette dernière ne cesse d'augmenter dans une vision d'atteindre une pointe maximale en 2030 dépassant les 10000MW [46].

La Figure II.2 ci-après affiche la mutation de la pointe maximale enregistrée au Maroc entre 2000 et 2016. Entre ces deux périodes, la pointe a passé de 2457MW à 6050MW, soit une hausse de deux fois et demie environ.

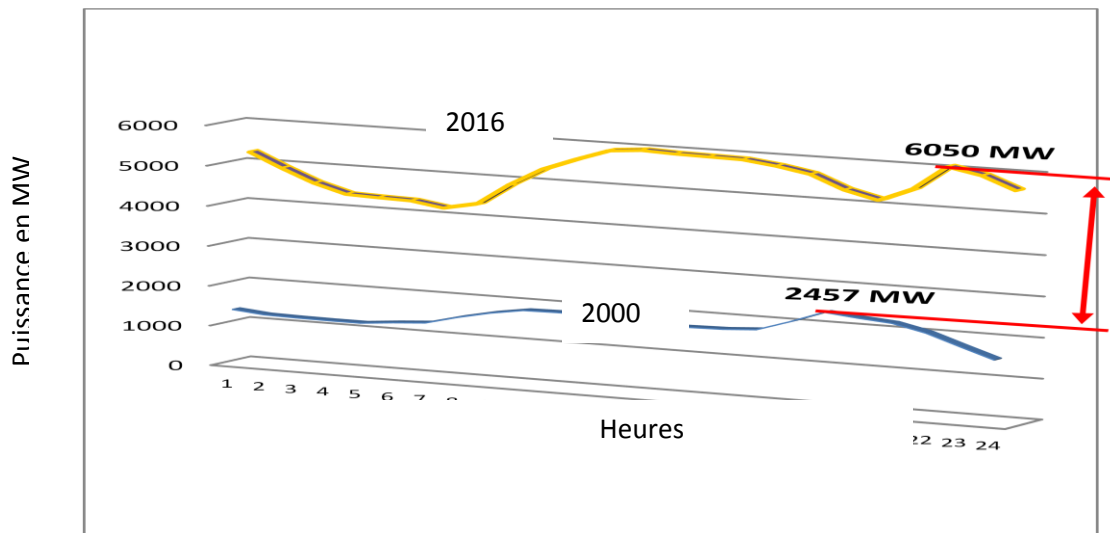


Figure II 2: Mutation de la pointe maximale (2000-2016) [47].

3. Énergie éolienne - statut et perspectives

Le Maroc bénéficie d'un gisement éolien important de potentiel énergétique total estimé à environ 25GW avec des régions où la vitesse du vent dépasse 11 mètres par seconde (11 m/s) (voir Figure II.3) [48].

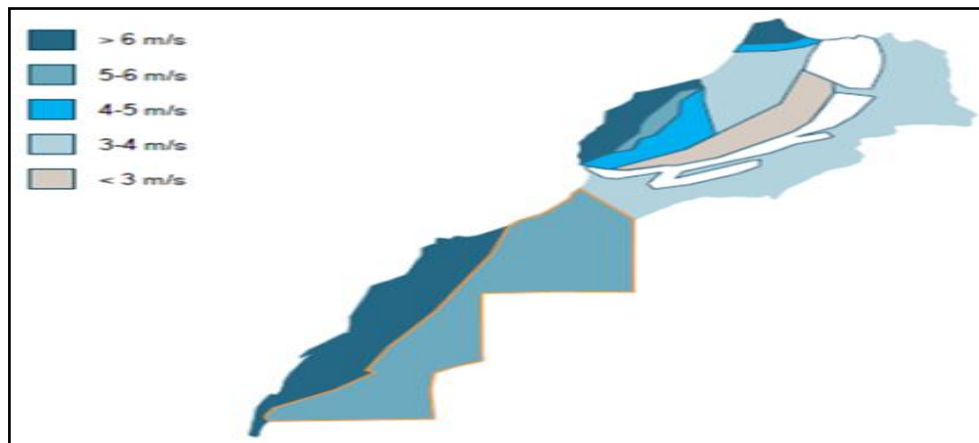


Figure II 3: Carte détaillée du potentiel éolien au Maroc [48].

Le Maroc dispose aussi d'un réseau électrique de transport d'énergie très important. Il assure l'acheminement de l'énergie produite dans toutes les parties du Royaume aux centres de consommation dans les meilleures conditions de sécurité et à moindre perte technique. La gestion et le développement de ce réseau sont assurés par l'office national d'électricité et de l'eau potable (ONEE).

Le Projet Marocain Intégré de l'Energie Éolienne, s'étalant sur une période de 10 ans, permettra au pays de porter la puissance électrique installée, d'origine éolienne, de 280 MW en 2010 à 2000 MW à l'horizon 2020 et 4000MW à l'horizon 2030.

Les Tableaux II.1, II.2, et II.3 présentent les états des parcs éoliens qui existent en 2015 et ceux prévus d'être construits d'ici 2030.

Tableau II 1: Situation actuelle des parcs éoliens au Maroc [47].

Centrale technologie	Capacité en MW	Lieu (Province)	État
Akhefnir 1	100	Tan-tan	En service
Amogdoul	60	Essaouira	En service
Foum al Ouad	50	Laayoune	En service
Tanger I	140	Tanger	En service
Tarfaya	301	Tarfaya	En service
Haouma	50	Tanger	En service
A. Torres	50	Tétouan	En service
Total	751		

Tableau II 2: Situation des parcs éoliens en cours de construction au Maroc [49].

Centrale Technologie	Capacité en MW	Lieu (Province)	État
Akhefnir 2	100	Tan-Tan	En Construction
Khalladi	120	Tanger	En Construction
Total	220		

Tableau II 3: Situation actuelle des parcs éoliens en cours de développement au Maroc [50].

Centrale Technologie	Capacité en MW	Lieu (Province)	État
Boujdour	100	Boujdour	En Développement
Jbelalhadid	200	Essaouira	En Développement
Koudiabaida	300	Tétouan	En Développement
Midelt	100	Midelt	En Développement
Tanger II	150	Tanger	En Développement
Taza	200	Taza	En Développement
Éolien Essaouira	50	Essaouira	En Développement
Tiskrad	300	Laayoune	En Développement
Total	1400		

4. La capacité d'accueil en énergie éolienne du système électrique national

La capacité d'accueil en énergie renouvelable est définie comme la capacité maximale d'énergie renouvelable qui peut être injectée dans le réseau sans créer des contraintes ni de transit sur les lignes électriques ni sur le système électrique national [51]. Vu que la production de l'énergie éolienne est liée principalement à la disponibilité de la ressource vent, la production éolienne peut atteindre son maximum pendant des heures de nuit où le soufflement du vent est important comme si le cas par exemple pour la production solaire qui atteint son apogée aux alentours de midi.

Dans tous les cas et afin de satisfaire la condition de sécurité de fonctionnement du système électrique citée ci-dessus, les puissances maximales à intégrer en éolien doivent satisfaire impérativement l'inégalité suivante en chaque instant (t) :

$$\text{Demande}(t) \geq P_{\text{min thermique}}(t) + P_{\text{EnR}}(t) \quad (\text{II.1})$$

Avec :

$\text{Demande}(t)$: La demande à un instant t.

$P_{\text{EnR}}(t)$: La production en énergies renouvelables à un instant t.

$P_{\text{min thermique}}(t)$: La puissance thermique minimale produite à un instant t.

Ceci montre que la demande défalquée de la production à EnR doit être au moins égale à la puissance thermique minimale de base. Par la suite, nous allons vérifier le scénario arrêté par le gouvernement Marocain en matière d'intégration d'énergie éolienne d'ici 2030.

4.1 Le placement des moyens de production actuels et futurs

Le placement des moyens de production est une opération très importante, il consiste à définir le plan de production à adopter pour satisfaire la demande avec plus de sécurité et à coût optimal [52].

Le tableau II.4 ci-dessous représente la puissance totale installée du parc national vers la fin 2016.

Tableau II 4: Puissance totale installée du parc de production électrique à fin 2016 [47].

Production	Puissance installée (MW)	Part (%)
Hydraulique classique	1 306	16%
STEP	464	6%
Total Hydraulique	1770	21%
Centrales thermiques Vapeur	1 065	13%
Turbines à Gaz	1 230	15%
Groupes Diesel	201	2%
Centrale Thermique de Jorf Lasfar	2 080	25%
Centrale à Cycle Combiné de Tahaddart	384	5%
Centrale à Cycle Combiné Ain Béni Mathar	452	5%
Total Thermique	5412	66%
Éolien	898	11%
Solaire	181	2%
Total Eolien & Solaire	1079	13%
Puissance installée totale	8261	

À la fin de 2016, la part des énergies renouvelables dans le parc de production national présente donc un taux important atteignant les 34%. Au Maroc, la demande totale de l'énergie en 2016 était de 35.3TWh. Cette demande a été couverte par l'énergie produite (kWh) répartie comme suit (Figure II.4):

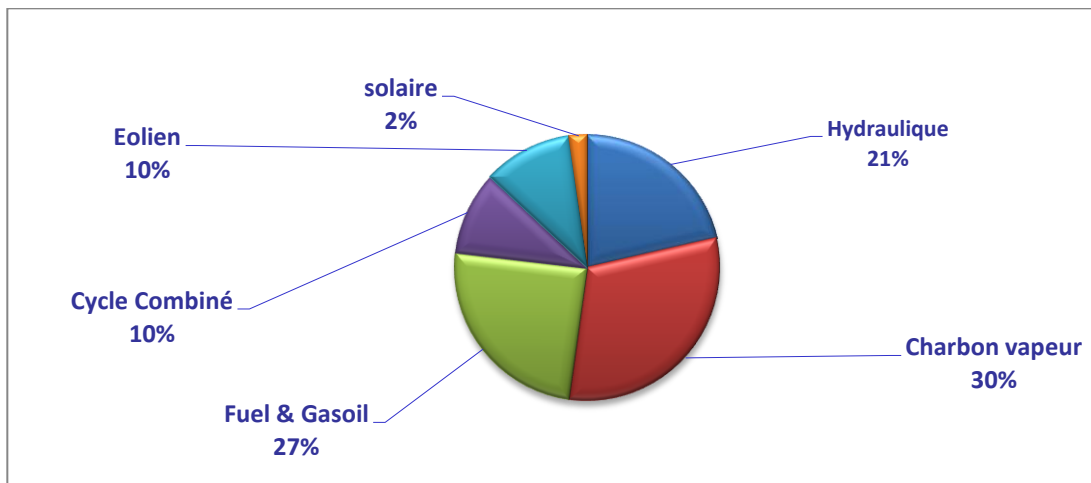


Figure II 4: Détails de l'énergie produite en 2016 [47].

Le pic de la demande enregistré en 2016 était de 6050 MW (Figure II.2), cette demande exceptionnelle qui a été enregistrée le 26 juillet 2016 a été satisfaite comme suit (Figure II.5) :

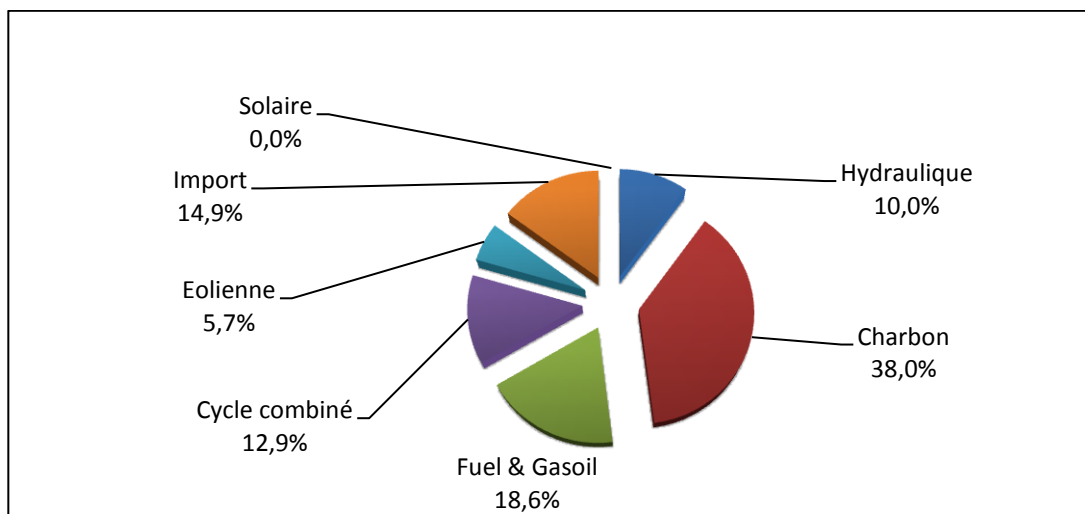


Figure II 5: Détails de l'énergie produite pour satisfaire la pointe maximale 2016 [51].

En général, les moyens de production thermiques traditionnels sont qualifiés de fatals, ils sont opérationnels en permanence. Les turbines à gaz ainsi que le cycle combiné sont appelés pour répondre aux besoins de consommation non comblés par les moyens précédents. Quant aux moyens de production hydrauliques, ils servent à satisfaire le pic de consommation de midi et du soir. Un autre indicateur permettant de définir les moyens de productions fatals est le nombre d'heures de fonctionnement par an durant lesquelles les centrales de production fonctionnent d'une façon réelle. Comme le montre la Figure II.6 ci-dessous, on distingue donc trois catégories :

- ☐ Production fatale entre 6000 et 8760 h/an ;
- ☐ Production complémentaire entre 2000 et 6000 h/an ;
- ☐ Production de pic de consommation entre 1 et 2000 h/an.

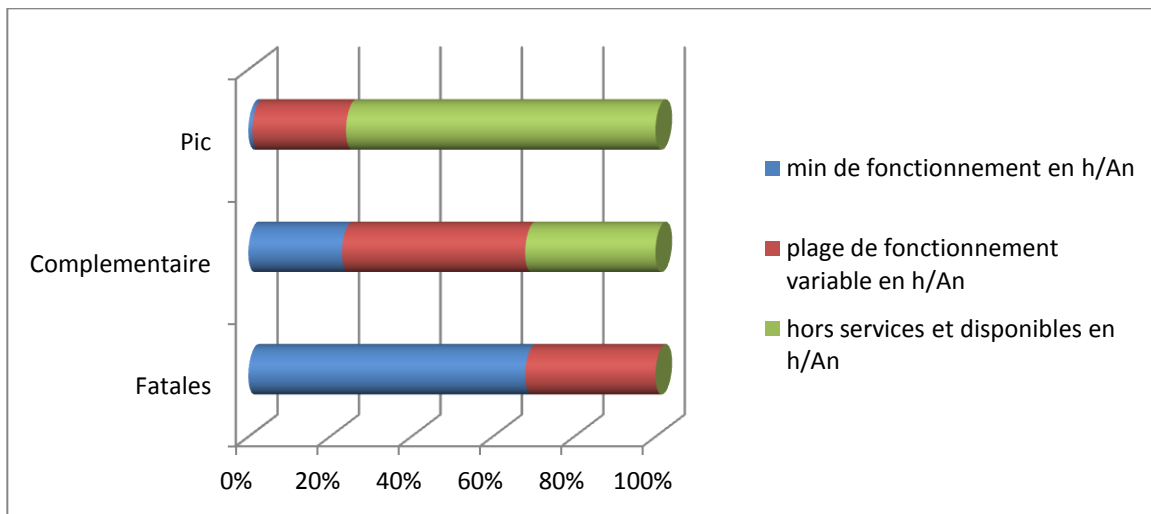


Figure II 6: Durée de fonctionnement des moyens de production selon les priorités dans le système [53].

Les moyens de production sont appelés en priorité dans l'ordre suivant [54] :

- ☐ Les groupes thermiques de base qui doivent fonctionner tout le temps avec une puissance qui dépend de la demande en respectant leurs minimums techniques ;
- ☐ Les énergies renouvelables pour lesquelles l'ONEE a une obligation d'achat (production des concessionnaires) ;
- ☐ Les groupes hydrauliques qui travaillent la plupart du temps très proche de leurs puissances nominales, leur production est étalée sur les heures de pointe ;
- ☐ Les turbines à gaz et les groupes à cycle combiné sont démarrés éventuellement en période de pointe de consommation ou lors de l'arrêt de groupes.

Nous commençons par le placement des moyens de production fatals en les mettant à leurs minimums techniques. Nous omettons les autres moyens de production dans la suite de l'étude vu qu'ils sont utilisés pour ajuster la production et répondre à la pointe de charge, ceci permettra de donner une évaluation de la capacité d'accueil maximale en énergie éolienne du système électrique national.

Le tableau II.5 présente la puissance installée et le minimum technique total des unités de production thermique.

Tableau II 5: Puissance totale installée du parc de production électrique à fin 2016 [47].

Unité de production	Nombre de groupe	Puissance installée par groupe	Minimum technique par groupe	Puissance totale installée	Minimum technique total
JLEC	6	350	200	2100	1200
CTJ1	3	55	40	165	120
CTM	2	150	60	600	120
CTJ2	1	350	200	350	200
CTS	2	660	300	1320	600
Total				4535	2240

D'après l'équation II.1 précédente et afin de déterminer la production maximale en énergie éolienne qui peut être introduite dans le réseau électrique d'ici 2030, il est nécessaire de :

- ❑ Définir le programme prévu par les acteurs énergétiques au Maroc pour le développement des moyens de production durant la période (2016-2030) ;
- ❑ Entamer une étude spécifique pour arrêter le comportement de la demande en énergie électrique prévue au Maroc en 2030.

4.2 Schéma directeur de la production au Maroc (2016-2030)

Il est important de signaler que le Maroc a programmé dans le futur la réalisation de plusieurs projets de production. Le tableau II.6 ci-après montre l'état récapitulatif des capacités additionnelles qui seront introduites dans le réseau électrique Marocain d'ici 2030 [45] [53]:

Tableau II 6: Capacité des équipements de production additionnels (2016-2030).

Type	Capacité (MW)	Remarques
Charbon	1 706	3 centrales : Jerada, Safi, etc.
Diesel	108,5	
Éolien	1 590	
Hydraulique	476	deux unités STEP de 350 MW chacune mise en service prévues pour la fin 2020
Solaire	1 890	CSP, PV

Dans la figure II.7 suivante, il est présenté l'évolution de la part de chaque type de production dans le mix énergétique global du Maroc entre 2015 et 2030. Cette figure montre que les équipements de production des sources d'énergies renouvelables en 2015 représentent 34% du total, les détails de ce pourcentage sont : 1 306 MW d'hydraulique, 464 MW de STEP et 972MW d'énergies solaire et éolienne, les 66% restant sont des sources de production thermique entre le charbon et le gaz avec un total de 5 412 MW (Tableau II.4). La répartition des moyens de production en 2030 entre les différents moyens de production affiche une part des énergies renouvelables atteignant un taux important qui est de 52% [54].

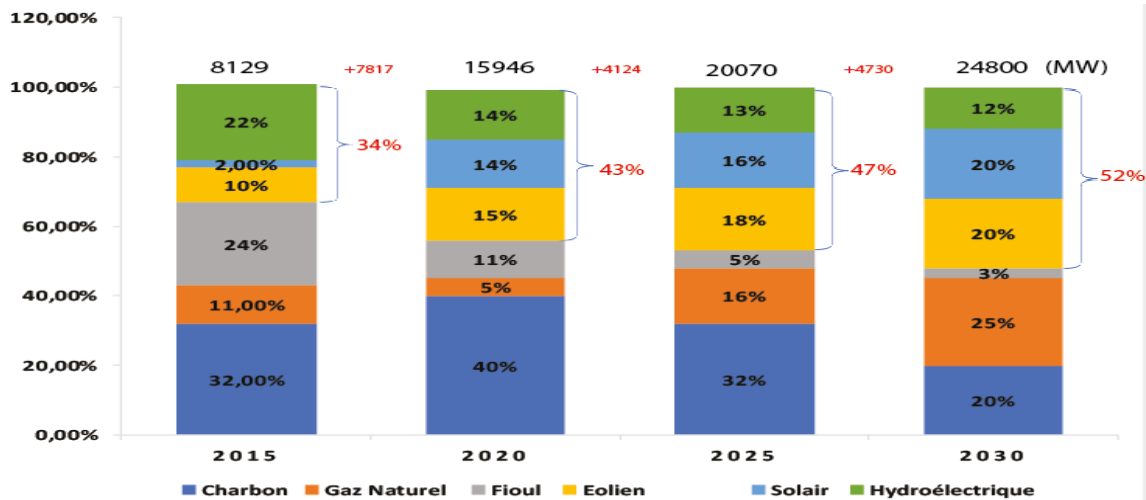


Figure II 7: Plan d'équipements à partir de 2015 jusqu'à 2030 [45].

L'état de l'ensemble des projets de production qui sont en cours d'exploitation, en cours de construction et en développement est donné en **annexe 3** et **4**.

Les données relatives aux projets seront prises en considération dans le calcul de la capacité d'accueil en énergie éolienne du réseau électrique Marocain en 2030.

4.3 Réseau électrique de transport

Le réseau électrique Marocain a connu plusieurs mutations importantes particulièrement l'intégration du niveau de tension 400kV qui a, largement, soulagé le réseau et a facilité la tâche de transport d'énergie vu les avantages techniques offerts. Ci-après l'évolution des longueurs des lignes de transport par niveau de tension entre 2010 et 2016 (Figure II.8).

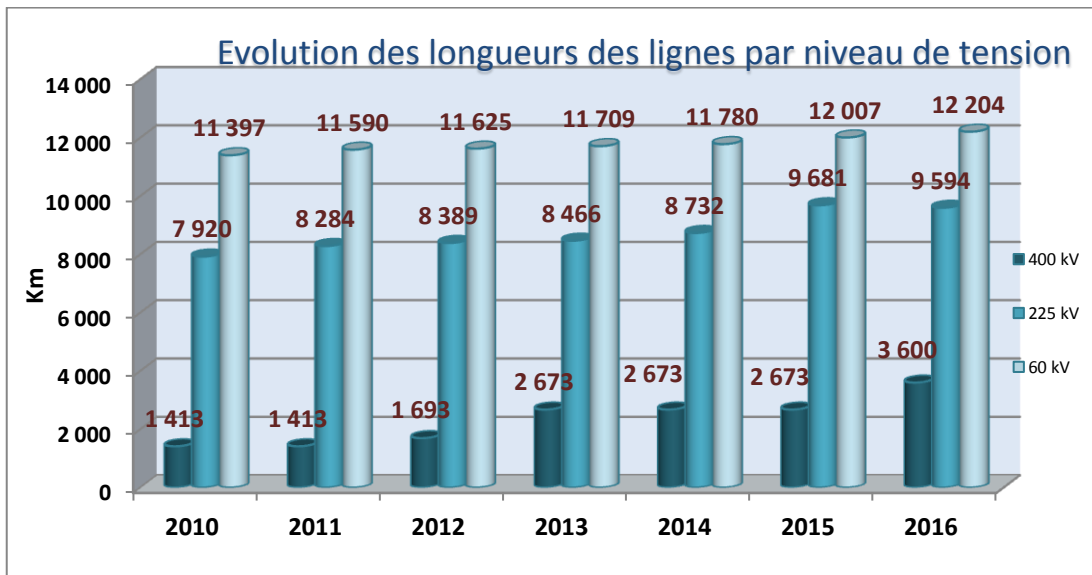


Figure II 8: Évolution des longueurs des lignes par niveau de tension [47].

Cette infrastructure importante dont dispose le Maroc permet notamment :

- ☐ L'évacuation des ouvrages de productions;
- ☐ Le renforcement et la sécurité d'alimentation des villes ;
- ☐ L'amélioration de la performance et de la sécurité du réseau ;
- ☐ Le renforcement des interconnexions.

5. Étude de la demande d'électricité au Maroc d'ici 2030

Pour permettre de satisfaire la demande en électricité et préparer le mix énergétique répondant le mieux à cette demande, le dispatching national en qualité de gestionnaire de réseau arrête systématiquement et à l'avance les prévisions de consommation « journalière, hebdomadaire, annuelle, etc.. ». Ces prévisions sont calculées en tenant compte des caractéristiques de consommations et les paramètres qui régissent la variation de la demande en électricité [55].

Plusieurs méthodes sont utilisées pour calculer ces prévisions futures, on cite à titre indicatif les méthodes qui se basent sur l'évolution démographique ou bien sur la croissance économique. D'ici l'année d'étude, vu que ces deux facteurs, ayant des rapports directs avec la consommation d'électricité, sont considérés comme les principaux facteurs d'attraction pour déterminer la consommation d'électricité du futur. Tous les scénarios confirment une augmentation significative de la demande en électricité dans le futur en comparant avec le degré de consommation présent.

Une autre méthode ayant un niveau de fiabilité élevé est utilisée aussi pour déterminer les prévisions de consommation future d'énergie appelée méthode des séries chronologiques. Cette dernière, utilisant le temps comme variable, est largement utilisée par les gestionnaires des réseaux. En effet, elle permet d'analyser les variations de l'énergie nette appelée, avec moins d'erreurs.

5.1 La méthode des Séries chronologiques

On appelle série chronologique (série temporelle) ou chronique une suite d'observations chiffrées d'un même phénomène, ordonnées dans le temps [56-57]. Les dates d'observations sont généralement ordonnées de manière régulière dans le temps. On manipule des séries :

- ☐ Journalières (cours d'une action en bourse) ;
- ☐ Mensuelles (consommation mensuelle d'électricité) ;
- ☐ Trimestrielles (nombre trimestriel de chômeurs) ;
- ☐ Annuelles (chiffre annuel des bénéfices des exportations).

On distingue en général trois effets constitutifs d'une série chronologique :

- ❑ Un effet à long terme, appelé tendance (on ajoute parfois à long terme), composante tendancielle ou trend ;
- ❑ Un effet dit saisonnier, qui réapparaît à intervalles réguliers et qui se traduit par une composante de la série appelée composante saisonnière ;
- ❑ Un effet inexpliqué qui se manifeste par des variations accidentelles, supposé en général dû au hasard.

5.1.1 La tendance

La tendance correspond à l'évolution à long terme de la série, l'évolution fondamentale de la série. Elle peut être linéaire ou non linéaire

5.1.2 Les variations saisonnières

Les variations saisonnières sont des fluctuations périodiques à l'intérieur d'une année, et qui se reproduisent de façon plus ou moins permanente d'une année sur l'autre.

5.1.3 Les variations accidentelles ou résiduelles

Les variations accidentelles sont des fluctuations irrégulières et imprévisibles. Elles sont supposées en général de faible amplitude. Ces aléas sont causés par des événements imprévisibles ou qui ne se répètent pas dans le temps.

5.1.4 Les modèles de composition des séries chronologiques.

Un modèle de série chronologique est une équation précisant la façon dont les composantes s'articulent les unes par rapport aux autres pour constituer la série chronologique. Il existe de très nombreux modèles, et parmi eux on cite le modèle additif et le modèle multiplicatif.

Dans un modèle additif, on suppose que les trois composantes : tendance (C_t), variations saisonnières (S_t) et variations accidentelles (ε_t) sont indépendantes les unes des autres. On considère que la série Y_t s'écrit comme la somme de ces trois composantes :

$$Y_t = C_t + S_t + \varepsilon_t \quad (\text{II.2})$$

Graphiquement, l'amplitude des variations est constante autour de la tendance (Figure II.9).

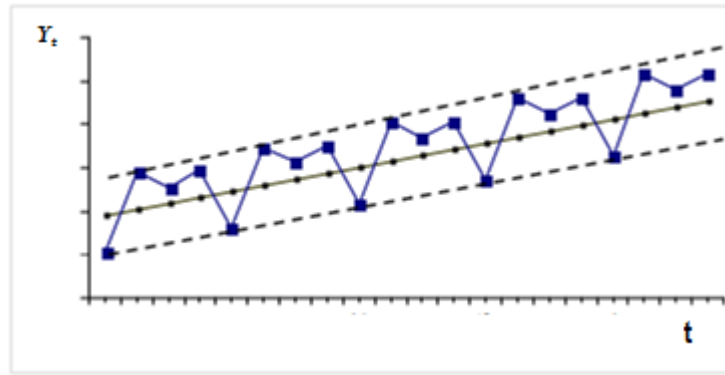


Figure II 9: Courbe d'un modèle additif

Dans un modèle multiplicatif, soit que les variations saisonnières dépendent de la tendance, dans ce cas la série Y_t s'écrit de la manière suivante :

$$Y_t = C_t \times S_t + \varepsilon_t \quad , (II.3)$$

Soit que les variations saisonnières et les variations accidentelles dépendent de la tendance, dans ce cas la série Y_t s'écrit de la manière suivante :

$$Y_t = C_t \times S_t \times \varepsilon_t \quad (II.4)$$

Graphiquement, l'amplitude des variations (saisonnières) varie (Figure II.10).

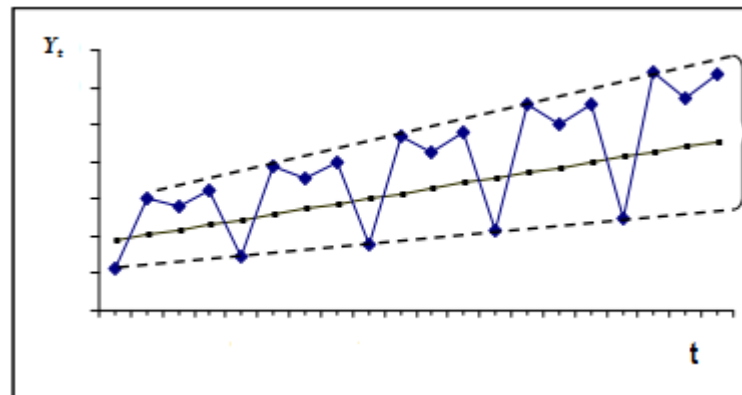


Figure II 10: Courbe d'un modèle multiplicatif.

5.2 Décomposition d'une série chronologique

Les principales étapes dans la méthode de décomposition classique sont les suivantes [56] [58]:

- ☐ La présentation graphique des données précédente et actuelle;
- ☐ Déterminer les multiplicateurs saisonniers;

- ☐ Désaisonnaliser les données ;
- ☐ Déterminer l'équation de la tendance ;
- ☐ Calculer les prévisions pour les périodes à venir.

Dans notre cas d'étude, nous avons exploité des états de consommation d'énergie observée durant toute la période allant de 2008 jusqu'au 2016, les énergies mensuelles consommées durant cette période sont présentées dans **l'annexe 5**.

5.2.1 Détermination des multiplicateurs saisonniers

Afin de déterminer les multiplicateurs saisonniers, il faut procéder en premier lieu au lissage de la courbe dans le but d'amortir les mouvements cycliques, saisonniers et accidentels. Il existe plusieurs méthodes de lissage comme la méthode des moyennes mobiles, la méthode des moindres carrés, les méthodes de lissage exponentiel et les méthodes paramétriques. Dans notre cas, nous avons utilisé la méthode basée sur les moyennes mobiles. Cette méthode permet de lisser directement la série sans hypothèse a priori sur la forme du modèle sous-jacent. Elle est donc valable quel que soit le modèle de décomposition. Cette méthode qui est simple à mettre en œuvre présente les avantages suivants :

- ☐ Suppression de la composante saisonnière : Si la série possède une composante saisonnière, l'application d'une moyenne mobile permet de supprimer cette saisonnalité.
- ☐ Atténuation de la composante résiduelle : Par construction, une moyenne mobile consiste à faire des moyennes partielles de proche en proche. On obtient donc un lissage de la série. L'effet de la composante irrégulière est d'autant plus atténué que l'ordre de la moyenne mobile est grand.
- ☐ Conservation de la tendance : Pour des moyennes mobiles simples ou centrées, l'application d'une moyenne mobile (d'ordre quelconque) ne modifie pas une tendance constante. En particulier l'application d'une moyenne mobile conserve une tendance linéaire.

Dans notre cas d'étude qui affère à la consommation d'électricité mensuelle, la longueur de moyenne mobile est 12.

La figure II.11 montre un exemple de consommation d'énergie au Maroc entre 2008 et 2016 :

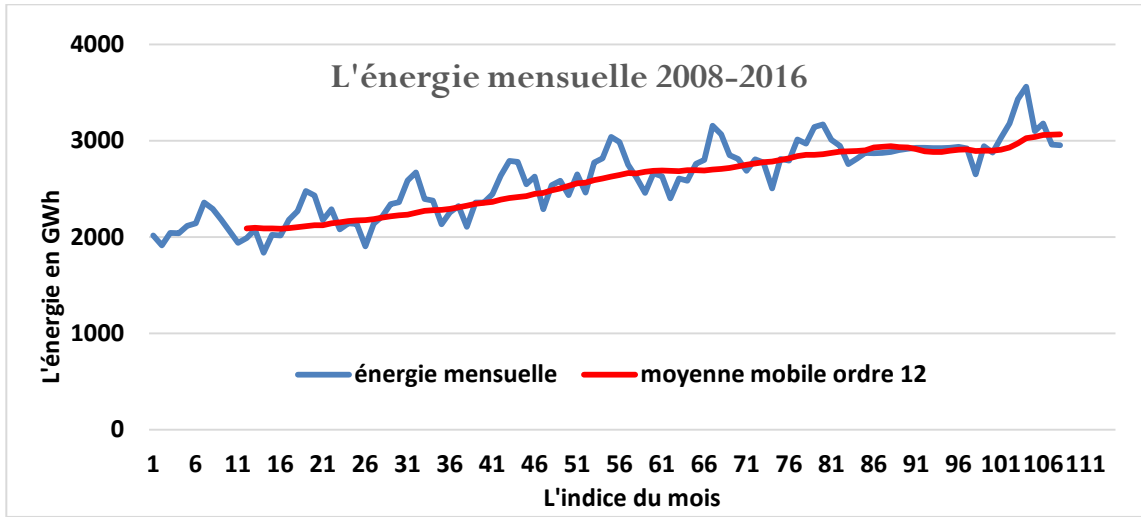


Figure II 11: Consommation mensuelle d'énergie au Maroc entre 2008 et 2016.

Comme le montre la figure II.11, la consommation électrique a une amplitude croissante c'est pour cette raison que le modèle multiplicatif est utilisé. Après lissage de courbe il faut calculer le facteur saisonnier FS_{ij} du mois i de l'année j dont la moyenne arithmétique par mois donne le facteur saisonnier non corrigé du mois i en question FS_i . Ces deux facteurs sont définis comme suit :

$$FS_{ij} = \frac{\text{énergie du mois } i \text{ de l'année } j}{\text{moyenne mobile } i}$$

$$FS_i = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n FS_{ij} \quad (\text{II.5})$$

Avec n : le nombre d'années sur lesquelles les observations sont faites.

La moyenne mobile s'écrit de la façon suivante :

$$\text{moyenne mobile } i = \frac{Y_{i-12} + \dots + Y_i}{12} \quad (\text{II.6})$$

La somme des facteurs de chaque mois égal 12 :

$$\sum_i^{12} FS_i = 12 \quad (\text{II.7})$$

Si la $\sum_i^{12} FS_i \neq 12$, il faut corriger à l'aide d'un facteur f permettant d'avoir la somme des facteurs égale à 12. Le facteur f et le facteur saisonnier corrigé du mois i sont les suivants :

$$f = \frac{12}{\sum_{i=1}^{12} FS_i} \quad (\text{II.8})$$

$$FSC_i = FS_i \times f \quad (\text{II.9})$$

L'application de cette étape sur les états de consommation d'énergie au Maroc entre 2008 et 2016 a permis de déterminer les multiplicateurs saisonniers, les résultats obtenus sont présentés dans **l'annexe 5**.

5.2.2 Désaisonnaliser les données

Désaisonnaliser les données est une opération qui a comme objectif l'élimination des effets de la variation saisonnière qui peuvent exister. L'application de cette étape permet d'obtenir des valeurs corrigées appelées valeurs désaisonnalisées. L'avantage de cette démarche est de rendre facile la comparaison de deux variations saisonnières différentes.

Les coefficients de série désaisonnalisée sont donnés par la formule suivante :

$$C_{Di} = \frac{\text{énergie du mois } i}{Fsc_i} \quad (\text{II.10})$$

Les résultats obtenus suite à la désaisonnalisation des données appliquée aux données de consommation d'énergie au Maroc entre 2008 et 2016 sont donnés en annexe 6.

5.2.3 Détermination de l'équation de la tendance

Après la désaisonnalisation des données de chaque mois de toutes les années d'étude, on trace les coefficients de Série désaisonnalisée en fonction de l'indice de chaque mois, la modélisation linéaire de la série désaisonnalisée permet d'obtenir l'équation de la droite correspondante à la tendance (Figure II.12).

Dans cet exemple l'équation de la tendance est :

$$y = 10,583x + 2017,8 \quad (\text{II.11})$$

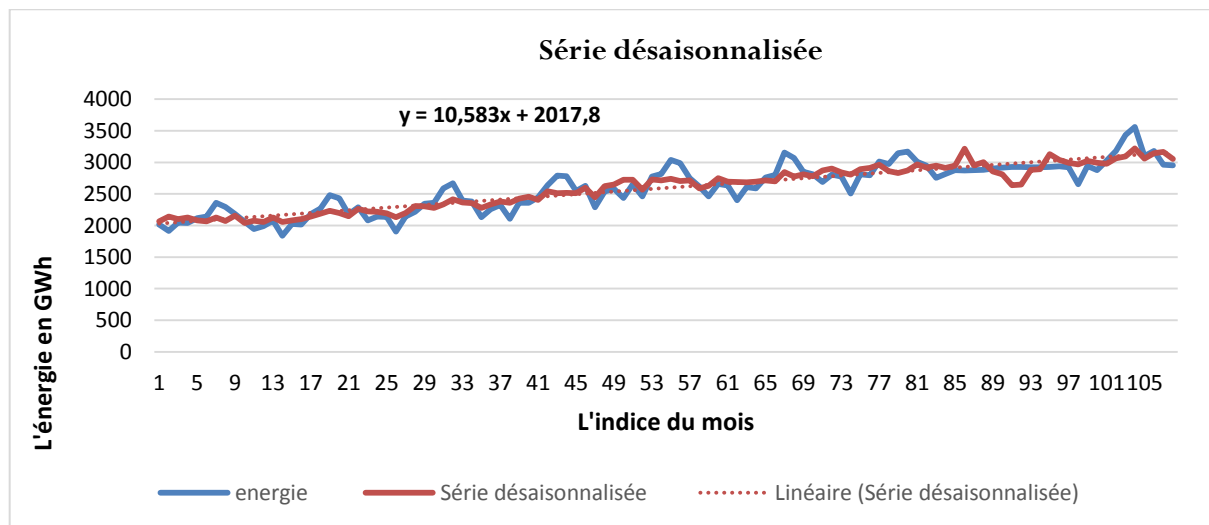


Figure II 12: Désaisonnalisation de la consommation d'énergie au Maroc entre 2008 et 2016.

5.2.4 Calcul de la prévision

Le calcul de la prévision se base sur l'équation de la tendance précédemment obtenue. En effet, pour obtenir la prévision du mois, il faut remplacer le x de l'équation (II.11) par l'indice du mois et multiplier le résultat par le facteur saisonnier corrigé.

$$\text{prévision du mois } i = (10,583 \times i + 2017,8) \times Fsc_i \quad (\text{II.12})$$

D'après ce qui précède, l'étude menée à l'aide des séries chronologiques appliquées sur l'énergie consommée au Maroc entre 2008 et 2016 a permis d'arrêter l'équation de la tendance et par conséquent le calcul des prévisions de consommation d'énergie au Maroc jusqu'à 2030. Les résultats obtenus mois par mois sont présentés dans **l'annexe 2**.

Le Tableau II.7 présente les résultats obtenus concernant l'année 2030 :

Tableau II 7: Prévision de la charge de l'année 2030.

Mois de l'année 2030	Énergie prévue en GWh
Janvier	4706,309498
Février	4318,294367
Mars	4713,309986
Avril	4661,814878
Mai	4946,962709
Juin	5058,241472
Juillet	5421,652559
Août	5411,950193
Septembre	4972,951514
Octobre	4973,540362
Novembre	4612,082422
Décembre	4775,000596

5.3 Monotone de charge au Maroc en 2030

Pour tracer la courbe de monotone de charge, nous avons converti les valeurs obtenues en puissance horaires, pour les 8784 heures de l'année en tenant en compte de la variation journalière et saisonnière.

Le pic de consommation dépassera 12000 MW, tandis que le creux de consommation s'élèvera à 4952 MW comme le montre la Figure II.13. Ceci est justifié par la croissance économique que le Maroc vivra pendant ces années à venir, ainsi qu'au changement de mode de vie des Marocains.

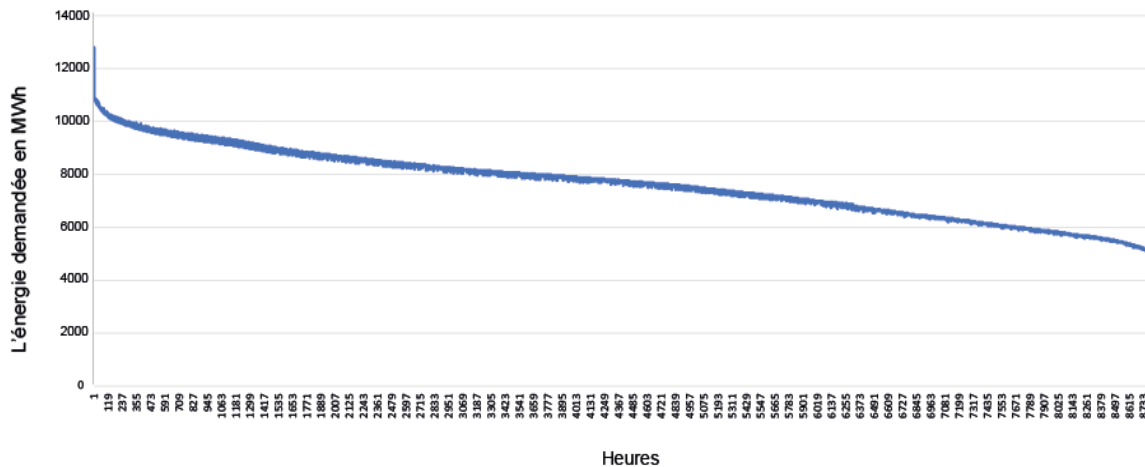


Figure II 13: Monotone de charge de l'année 2030.

6. La capacité d'accueil en énergie éolienne du système électrique national

À partir de l'équation I.1 et après avoir calculé la demande d'énergie d'ici 2030, nous pouvons déduire la capacité d'accueil en énergie éolienne maximale qui peut être injectée dans le réseau sans créer des contraintes de transit sur les lignes et sur le système électrique en général.

Dans la monotone de charge, nous allons empiler la production thermique à base du charbon seul qui est de l'ordre de 2240 MW. En considérant qu'on va répondre aux pics de charge par des centrales flexibles à fioul, à gaz ou à cycle-combiné pour déduire le potentiel éolien maximal intégrable, la zone qui vient juste après la partie linéaire constitue les heures creuses de l'année et délimitées par un intervalle de (7 x 365) heures (Figure II.14).

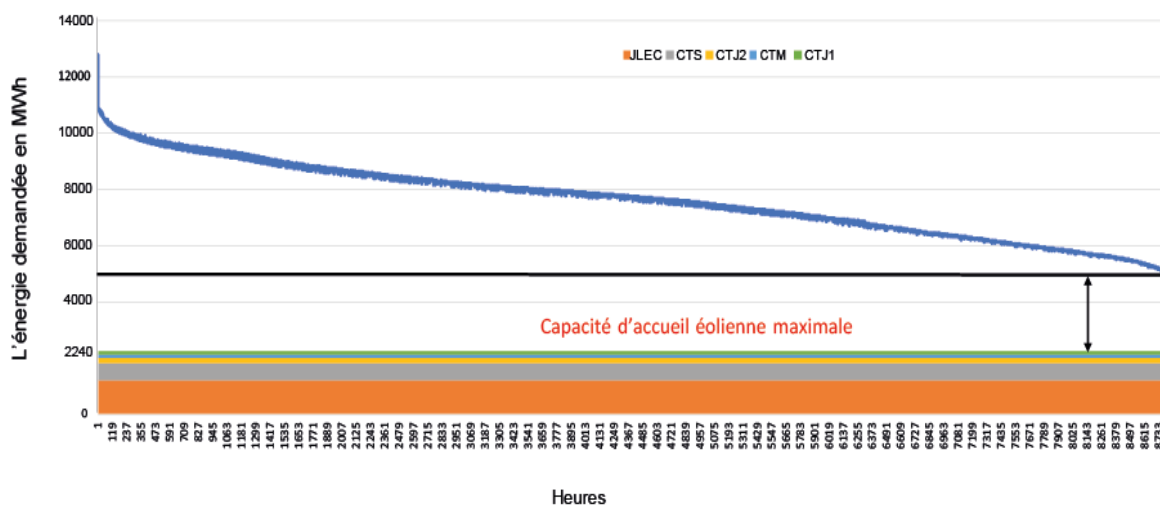


Figure II 14: Capacité éolienne maximale.

La capacité d'accueil en énergie éolienne est ensuite déterminée comme étant la différence entre le creux de consommation et la somme des puissances des moyens de production thermiques traditionnels. On choisit la consommation en heures creuses parce qu'elles coïncident avec des heures de nuit où la production éolienne est maximale comme nous avons évoqué précédemment.

Ceci se traduit par l'équation suivante :

$$D(t) \geq P_{\min \text{ thermique}}(t) + P_{\text{Eolienne Max}}(t) \quad (\text{II.13})$$

Avec :

$D(t)$: La demande à un instant t ;

$P_{\text{Eolienne Max}}(t)$: La production maximale en énergies éoliennes à un instant t ;

$P_{\min \text{ thermique}}(t)$: La puissance thermique minimale produite à un instant t .

Donc, on déduit la valeur maximale de l'énergie éolienne qui peut être injectée dans le réseau

$$P_{\text{Eolienne Max}}(t) = D_{\min}(t) - P_{\min \text{ thermique}}(t) \quad (\text{II.14})$$

La capacité d'accueil éolienne maximale qui peut être injectée dans le réseau est 2712 MW.

À signaler que cette valeur reste inférieure à l'objectif arrêté par le Maroc au stade 2030 en termes d'injection de l'énergie éolienne qui est fixée comme suit (Tableau II.8):

Tableau II 8: L'objectif d'intégration d'énergie éolienne au stade de 2030 [50].

Type EnR	Objectif 2020	Parts en 2020	Objectif 2030	Parts en 2030
Éolien	2000 MW	14%	4000 MW	20%

7. Amélioration de la capacité d'accueil de l'énergie éolienne

Le principe général sur lequel s'appuie l'idée d'améliorer la capacité d'accueil c'est d'agir sur la monotone de charge particulièrement dans la zone des heures creuses de l'année, où la consommation est très basse tandis que les moyens de production sont disponibles en surplus avec une disponibilité maximale de la production à base de l'éolienne.

Cet ajustement doit être opéré de telle manière à augmenter la consommation durant cette période. Pour ce faire quatre scénarios sont envisageables :

- ☐ Affecter les moyens de production disponibles en surplus inclut l'énergie éolienne à une unité de stockage appropriée, cette unité sera alimentée durant les tranches horaires creuses ;
- ☐ Effacer une partie de la consommation appelée dans les périodes classiques et de la transférer vers les tranches horaires creuses ;
- ☐ Les renforcements du réseau de transport par le rajout des lignes et les postes électriques ;

- ❑ La compensation de l'énergie réactive par les moyens de compensation permet également d'intégrer plus d'énergie renouvelable.

Le deuxième scénario présente l'avantage de lisser la courbe de consommation et de réduire l'intensité du Pic, mais il n'est pas évident de le mettre en œuvre du fait qu'il dépend principalement du consommateur qui reste libre de son mode d'utilisation et difficile à maîtriser. Concernant le troisième et le quatrième scénario, et à part les projets prévus et planifiés, il n'est pas possible de proposer de nouveaux investissements comme solution d'amélioration de la capacité d'accueil, vu qu'il s'agit des investissements lourds et difficiles à octroyer. De ce fait, le premier scénario reste donc le plus avantageux.

Dans un réseau électrique de transport où règnent des tensions très élevées, le seul moyen de stockage en masse qui est disponible et confirmé c'est les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP).

Les STEP s constituent un type particulier d'installations hydroélectriques, composées de deux bassins situés à des altitudes différentes, elles permettent de stocker de l'énergie en pompant l'eau du bassin inférieur vers le bassin supérieur lorsque la demande électrique est faible, inversement quand la demande d'électricité est forte, cette énergie peut être récupérée grâce un processus de turbinage similaire au processus de production d'électricité dans une centrale hydraulique classique [59].

L'exploitation des STEP s sur le réseau électrique contribue favorablement au renforcement de l'inertie du système électrique et l'amélioration de la sûreté de fonctionnement du réseau et participer en tant que moyen de production fiable et rapide à la satisfaction de la demande de pointe. Enfin, les STEP s permettent de dégager un cash-flow net vu que l'eau est pompée lorsque le prix du kWh est faible « période creuse » et turbinée lorsque le prix du kWh est élevé « période de pointe » [60].

Pour permettre d'être au rendez-vous fixé pour l'intégration en masse des énergies renouvelables éoliennes, Le Maroc s'est investi dans l'augmentation de la capacité des STEP s et détiendra dans son compte quatre stations à l'horizon 2030 (Tableau II.9).

Le tableau suivant montre l'état des projets STEP s qui sont prévus d'être développés au Maroc d'ici 2030

Tableau II 9: Capacité des STEP s en 2030 [47].

Station	Capacité en MW	État
Afourer	465	En service
Abdelmoumen	350	En développement
Ifahsa	300	En développement
Megouto	300	En développement
Total	1415	

Le développement des STEP s a un impact direct sur la monotone de charge, en effet, la consommation durant les tranches horaires creuses devienne plus importante du fait que les STEP s fonctionnent en mode pompage et consomme de l'énergie.

Ainsi, et tenant compte des projets STEP qui sont planifiés au Maroc d'ici 2030, nous allons refaire l'étude pour le calcul de la nouvelle valeur de la capacité d'accueil, la Figure II.15 ci-dessous montre deux monotones de charge du Maroc au stade 2030 avec et sans intégration des STEPs.

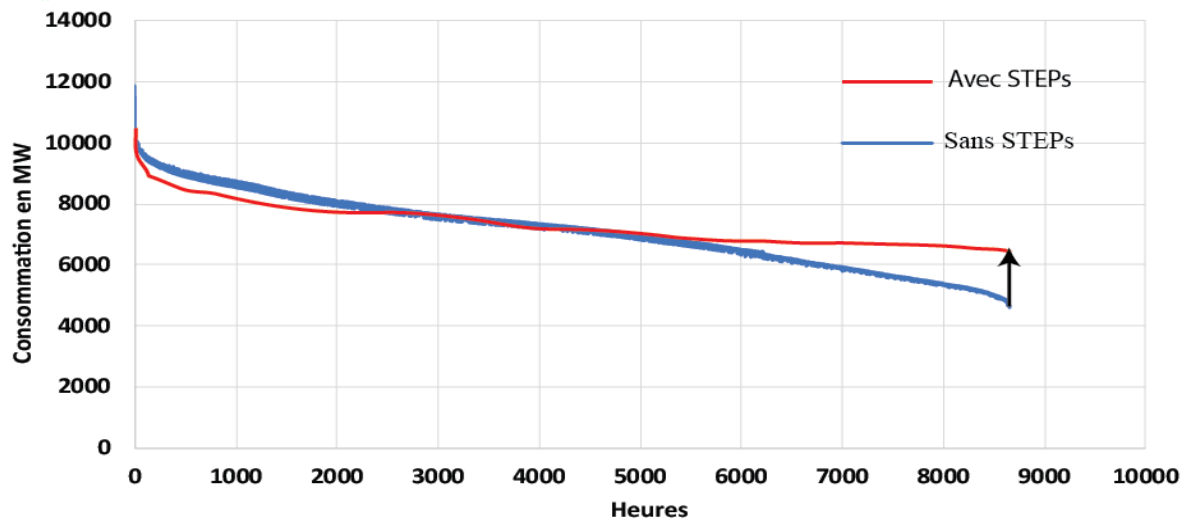


Figure II 15: Monotones de la charge avec et sans STEP.

La comparaison entre les deux courbes montre que la valeur creuse de la monotone de charge qui prend en considération les STEPs a connu une augmentation de 1415 MW par rapport à la valeur précédente. Cette valeur correspond bien à la puissance de pompage des STEPs.

Le décalage vers le haut de la monotone de la charge comme indiqué sur la figure II.15 engendrerait une augmentation de la capacité d'accueil en énergie éolienne. Si on refait la même démarche effectuée pour l'estimation de la capacité d'accueil en énergie éolienne, on retrouve la nouvelle valeur de la capacité d'accueil (Figure II.16).

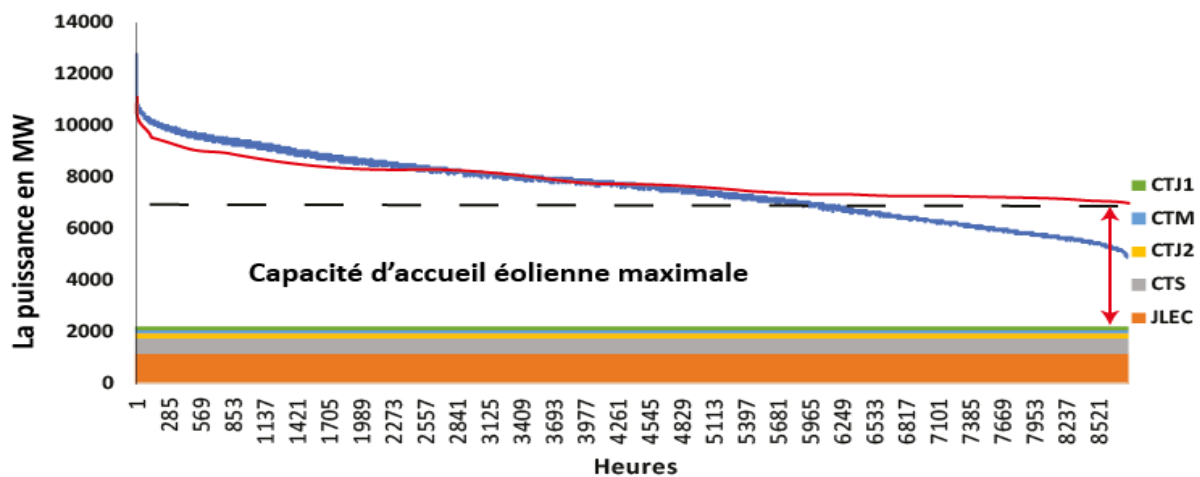


Figure II 16: Capacité d'accueil éolienne maximale avec les STEPs.

La capacité d'accueil éolienne maximale qui peut être injectée dans le réseau avec les STEPs est estimée à 4127 MW.

Au terme de cette étude il est important de signaler l'importance des STEP dans le redressement de la monotone de la charge et l'augmentation par stockage de la capacité d'accueil du réseau en énergie éolienne. Ainsi, la réalisation du plan de développement de ce genre de moyens de production doit respecter les échéanciers arrêtés dans le plan de développement global, le cas échéant l'objectif d'intégrer les 4000MW d'énergie éolienne peut ne pas être atteint.

Par ailleurs, le scénario retenu pour le calcul de la capacité d'accueil reste optimiste et ne tient pas compte des contraintes qui peuvent surgir dans certaines situations difficiles, en particulier les quatre scénarios suivants :

- ☐ Une production éolienne maximale qui coïncide avec une demande maximale;
- ☐ Une production éolienne minimale qui coïncide avec une demande maximale;
- ☐ Une production éolienne maximale qui coïncide avec une demande minimale;
- ☐ Une production éolienne minimale qui coïncide avec une demande minimale.

Ces scénarios présentant des situations à enjeux doivent être examinés dans la situation normale du réseau électrique et les moyens de production c'est-à-dire que tous les moyens sont disponibles et opérationnels. Également, ces scénarios doivent être vérifiés lors des situations dites de « N-1 » où certains ouvrages stratégiques pour le réseau sont indisponibles suite à des avaries sur les machines (groupe de production, etc..) ou des défauts électriques sur le réseau (ligne 400kV, interconnexion, etc..).

En général, malgré que le réseau électrique possède la capacité d'accueil suffisante pour accueillir une quantité importante d'énergie éolienne, dans le scénario où la contribution est importante le réseau sera face à des défis importants. On cite les principaux défis suivants :

7.1 Critères de sécurité

Les critères de sécurité à respecter lors de l'intégration des énergies renouvelables sont ceux présentés dans les tableaux ci-dessous (Tableau II.10 et II.11). Ces critères sont en concordance avec les exigences adoptées au Maroc [61]. Ils doivent être satisfaits dans les situations N et N-1.

Tableau II 10: État de fonctionnement permanent situation N.

Surcharges		Marge de tension			
Ligne électrique de Transport	Transformateur de puissance	réseau 400 KV	réseau 225 KV	réseau 150kV	réseau 60kV
100%	100%	$-5\% \leq V \leq +5\%$	$-10\% \leq V \leq +8.7\%$	$\pm 10\%$	$\pm 10\%$

Tableau II 11: État de fonctionnement en situation N-1.

Surcharges		Marge de tension			
Ligne électrique de Transport	Transformateur de puissance	réseau 400 KV	réseau 225 KV	réseau 150kV	réseau 60kV
120% pendant 20mn	100%	$-5\% \leq V \leq +5\%$	$-10\% \leq V \leq +8.7\%$	$\pm 10\%$	$\pm 10\%$

En régime de marche normale et dans des situations de N-1, le profil de tension dans tout le réseau de transport et le chargement de l'équipement doivent être conformes aux conditions de sécurité précitées.

7.2 Degré de stabilité du réseau

Comme mentionnées auparavant, les sources électriques du Maroc se concentrent dans les parties nord-ouest et nord-est du pays entre l'Atlas et les côtes de l'Atlantique. D'un autre côté, vu la topographie du territoire, une ligne de transport de 400 kV d'une longue distance de 500 km part jusqu'à Laayoune. Les grandes villes sont également situées dans les régions du Nord.

Les villes de Rabat et de Casablanca sont à une distance de 100 à 200 km des sources électriques, mais en ce qui concerne les villes de Marrakech ou d'Agadir, on ne pourra pas couvrir leur demande en électricité si elles ne sont pas alimentées à partir de sources électriques situées à des distances plus longues. À l'heure actuelle, puisque le pic de la demande annuelle totale est d'environ 5900 MW, on considère qu'il reste une marge au niveau de la capacité du réseau de transport y compris les lignes 225 kV, puisque le flux traversant le réseau de transport 400 kV ne représente pas une grande valeur. Cependant, vu qu'on devrait s'attendre à une croissance démographique continue et une concentration de la population dans les zones urbaines (selon les statistiques des Nations Unies, il s'agit actuellement d'un taux de concentration de la population de 60%, qui atteindra environ 75% à l'horizon 2050), et à une augmentation davantage de la consommation en électricité par habitant, il faudra vérifier de manière continue si l'on est capable de maintenir le degré de stabilité du réseau et définir des délais suffisants au niveau du plan d'équipements de transport et du plan du réseau annuel, et intervenir avec des mesures de manière planifiée.

7.3 Stabilité de la tension

En général, l'augmentation de la capacité électrique suite à l'enfouissement des câbles des réseaux urbains, et du flux de puissance à charge élevée des lignes de transport engendré par la hausse de la demande des zones urbaines, affectent la stabilité de la tension au niveau des postes de transformation. Ces postes sont destinés pour l'alimentation des zones urbaines, à la tension normale d'exploitation du réseau [62].

Dans l'avenir, le flux de puissance à charge élevée des lignes de transport et l'avancement de l'enfouissement des câbles de transport des zones urbaines suite à la hausse du taux de concentration de la population dans les zones urbaines, pourrait faire manifester des problèmes au niveau de la stabilité de la tension. Étant donné que la tension réelle du réseau varie selon les lents mouvements des changeurs de prises des transformateurs. Ce phénomène auquel on ne prête pas autant d'attention peut être source de problème. Bien qu'au stade actuel, et vu que la taille de la demande totale est petite, ce problème ne se manifeste pas avec force. Par contre à l'avenir et avec l'expansion du système et la hausse importante de la demande, il est indispensable à ce que des études sur la stabilité de la tension soient effectuées pour tous les stades futurs de développement du réseau. Ces études permettront de dégager à temps les solutions à mettre en œuvre pour maîtriser ce paramètre.

7.4 Oscillations de longue période

Sur le réseau européen auquel le réseau Marocain est connecté, la génération de fluctuations suite à un déclenchement, par exemple, d'un générateur à une extrémité du réseau en Espagne, entraîne des fluctuations électriques à l'autre extrémité du réseau en Turquie.

Il s'agit là d'un phénomène que l'on constate sur les grands réseaux de distribution longue distance lorsqu'un incident produit des perturbations sur le réseau, les fluctuations causées par ces perturbations indiquent la présence du mode de fluctuation d'énergie entre réseaux (oscillations de longue période) par lesquels l'énergie électrique fluctuante est transmise réciproquement entre les groupes de générateurs situés aux extrémités lointaines du réseau de transmission.

Cela signifie que les incidents qui perturbent le circuit européen, et tout spécialement le réseau principal, peuvent avoir des effets, tels que le déclenchement de plusieurs générateurs lointains, qui s'étend à d'autres pays. Ce phénomène s'accroît avec la présence des centrales de production des énergies renouvelables.

Du point de vue électrique, ce mode d'oscillations de longue période est également présent à l'intérieur du réseau marocain relié au réseau européen. On prévoit qu'avec la hausse rapide de la demande, l'envergure du réseau triplera d'ici le tournant des années 2030. Cela s'accompagnera certainement d'une augmentation des installations électriques et de l'expansion du réseau de transmission, et la manifestation plus fréquente des oscillations de longue période (y compris sur le réseau européen). Donc il est nécessaire de prendre des mesures pour le réajustement des stabilisateurs du système électrique, ces dispositifs qui sont intégrés au circuit de commande d'inhibition des générateurs, peuvent être réajustés pour que les générateurs puissent, en harmonie, inhiber les oscillations de longue période sans néanmoins perturber le système à la suite des déclenchements intempestifs ou à la suite des défauts enregistrés dans l'autre bout du système électrique.

L'opération de réglage en question nécessite des analyses approfondies du réseau électrique pour arrêter des plans de protection en mesure d'éviter des perturbations enfoncées du système électrique et dans des délais très sélectifs.

8. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons abordé la problématique liée à l'intégration des EnR au réseau électrique de point de vue capacité de ce réseau à recevoir des quantités importantes d'énergie éolienne.

L'objectif est de s'assurer si le réseau électrique Marocain a les aptitudes suffisantes pour recevoir d'ici 2030 plusieurs parcs de production éoliens totalisant une puissance installée prévisionnelle de 4000MVA.

Après avoir expliqué la démarche à suivre pour le calcul de la capacité d'accueil, nous avons calculé la consommation prévisionnelle d'énergie en 2030 par la méthode des séries chronologiques. Ceci nous a permis de constituer la courbe de la monotone de charge pour la période d'étude et le calcul de la valeur de la capacité d'accueil.

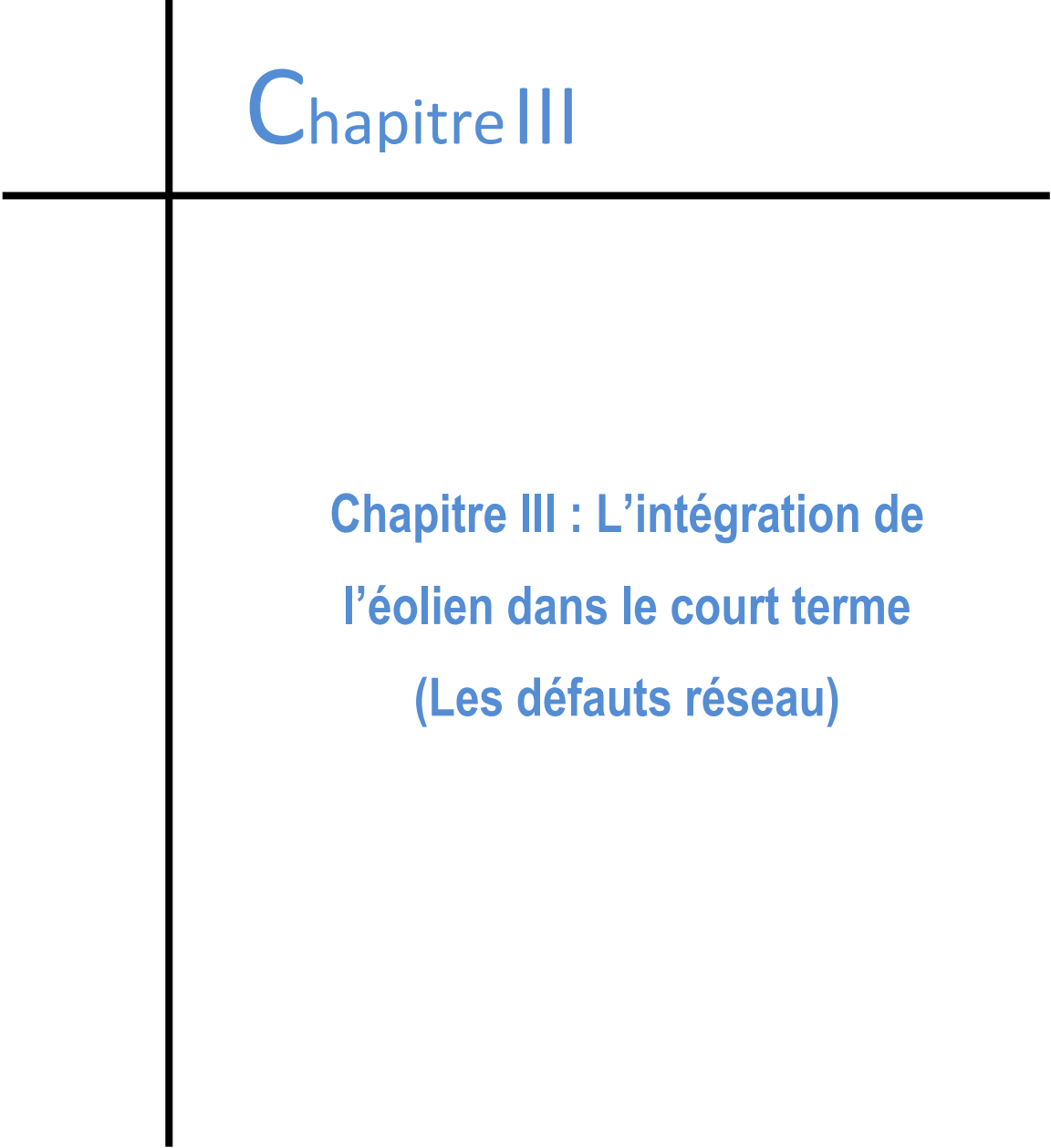
Nous avons ensuite procédé à la présentation de l'importance des STEPs dans l'amélioration de la capacité d'accueil, en effet une étude complémentaire a été faite tenant compte de tous les projets STEP prévus d'être intégré au réseau d'ici 2030. Cette étude a confirmé la capacité du réseau à recevoir les 4000MVA et satisfaire l'objectif fixé dans ce sens.

Vu les contraintes créées par l'ajout d'un nombre important des parcs éoliens au réseau dû à la technologie de ce type de matériel, des défis auxquels le réseau doit faire face ont été évoqués aussi.

Dans la suite de ce travail, et afin de vérifier la réponse favorable des parcs éoliens aux exigences du Code-Grid, les éoliennes doivent rester connectées au réseau électrique même dans certaines situations de défauts, ceci peut causer des dommages importants au matériel installé dans les éoliennes qui très coûteux.

Dans le prochain chapitre, des stratégies de commandes des éoliennes seront proposées. L'objectif est d'améliorer d'avantage les performances des éoliennes à persister connectées au réseau même dans des conditions de fonctionnement défavorables.

Les résultats de ce travail seront confirmés par des simulations sur MATLAB.

A large black crosshair graphic is centered on the page. It consists of a vertical line and a horizontal line that intersect. The vertical line extends from the top of the page to the bottom, and the horizontal line extends from the left edge to the right edge. The text 'Chapitre III' is positioned in the upper right quadrant of the crosshair.

Chapitre III

Chapitre III : L'intégration de l'éolien dans le court terme (Les défauts réseau)

1. Introduction

L'énergie éolienne est l'une des plus importantes et les plus prometteuses des sources d'énergie renouvelable à travers le monde en termes de développement. En effet, c'est une énergie non polluante et économiquement fiable.

Actuellement, le système éolien à vitesse variable basé sur la Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA) est le plus utilisé [63], surtout dans les unités de production éoliennes supérieures à 1MW. La MADA est une machine asynchrone à rotor bobiné dont les enroulements du stator sont directement reliés au réseau électrique, alors que les enroulements du rotor sont reliés au réseau électrique par l'intermédiaire de deux convertisseurs statiques de fréquence réversible en puissance (onduleur/redresseur) [64]. Avec un système de commande du convertisseur, l'éolienne est contrôlée de manière à maximiser en permanence la puissance produite en recherchant à chaque fois le point de fonctionnement à maximum de puissance.

Cependant, la MADA est très sensible aux perturbations du réseau à cause de sa connexion directe avec le réseau [65-67], et de son électronique de puissance et plus particulièrement durant des chutes de tension du réseau. Les chutes brutales de la tension du réseau causent des pointes de courant dans le circuit électrique du rotor de la machine et une surtension dans le bus continu. Sans protections, on risque la détérioration des convertisseurs de puissance et leurs possibles destructions. De plus, elles s'accompagnent d'une survitesse de la turbine menant à une détérioration de son fonctionnement normal, il en résulte la déconnexion de l'éolienne du réseau [65].

Dans le présent chapitre, après avoir défini notre système étudié et son comportement durant les défauts du réseau électrique, nous allons proposer deux stratégies de contrôle pour améliorer la capacité LVRT de la MADA pendant les défauts. L'objectif est de remédier aux problèmes mentionnés ci-dessus.

La première stratégie proposée implique l'utilisation de résistances d'amortissement ainsi que des dispositifs de commutation de dérivation couplés en série avec le CCM, et les résultats obtenus sont comparés avec la solution conventionnelle qui est basée sur l'ajout d'un circuit CROWBAR couplé avec les enroulements rotorique [66].

La deuxième stratégie a pour objectif de maintenir l'éolienne connectée au réseau, d'assurer la sûreté de fonctionnement du système éolien et la bonne qualité de l'énergie fournie au réseau, durant les chutes de tension. Elle est divisée en deux classes : une méthode active par l'amélioration de la stratégie de commande et une méthode passive par l'ajout de protections matérielles (résistance en série avec les enroulements statoriques + DC-CHOPPER) [67].

2. Modélisation et dispositif de commande d'un système éolien à base de la MADA

Le système de conversion éolienne à base de la MADA de la Figure III.1 est constitué d'une turbine éolienne, une génératrice asynchrone à double alimentation, un bus continu, deux convertisseurs statiques de puissance : le Convertisseur coté machine (CCM) et Convertisseur coté Réseau (CCR) [68-70]. La turbine éolienne entraîne la MADA à une vitesse de rotation variable à travers le multiplicateur de vitesse. Le stator de cette dernière est directement connecté au réseau électrique, tandis que le rotor est connecté au réseau par deux convertisseurs statiques bidirectionnels mis en cascade à travers le bus continu [71-72].

Les deux convertisseurs par le biais du bus continu permettent de découpler la fréquence du réseau de la fréquence du rotor de la machine asynchrone. Les variations de puissance produite par l'éolienne sont filtrées par le condensateur du bus continu.

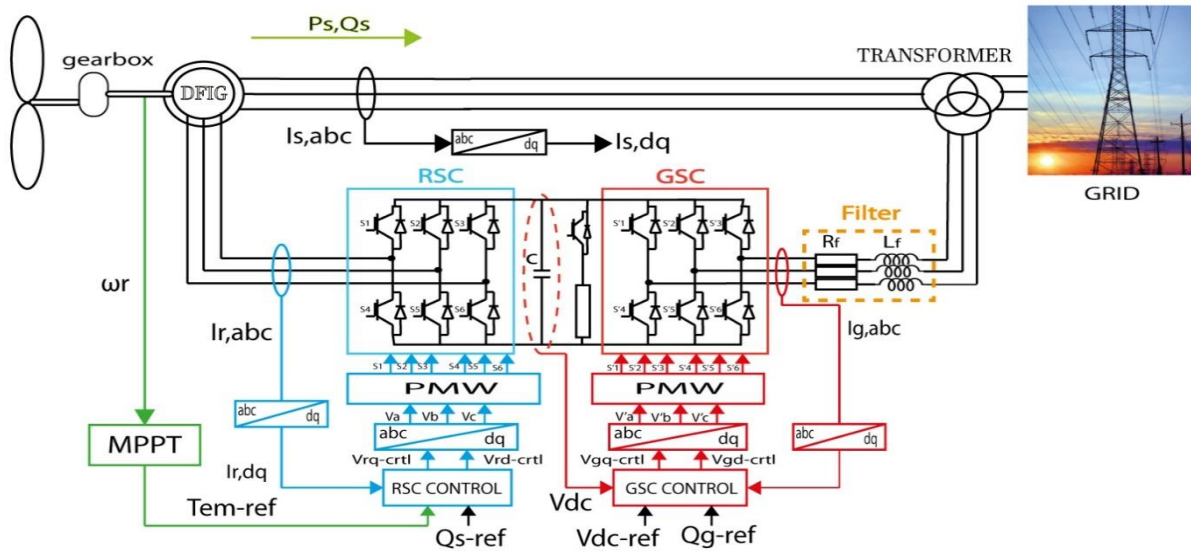


Figure III. 1: Schéma général d'un système éolien à base de la MADA.

Dans le présent travail, nous utiliserons la méthode de commande vectorielle par orientation de la tension statorique, le choix de ce repère rend la puissance active produite par la machine dépendant uniquement du courant rotorique d'axe d [73-75]. La puissance réactive est proportionnelle au courant rotorique d'axe q à constante près. Ainsi, ces puissances statoriques peuvent être contrôlées indépendamment l'une de l'autre [74].

La commande de la MADA est constituée de 3 blocs (Figure III.1):

- ☐ Bloc de maximisation de puissance : Maximum Power Point Tracking (MPPT) ;
- ☐ Bloc de contrôle du CCM ;
- ☐ Bloc de contrôle du CCR.

2.1 Bloc de Maximisation de puissance MPPT

Le principe du bloc de contrôle MPPT est de suivre le point de puissance maximale pour chaque vitesse de vent. Lorsque l'on trace les courbes donnant la puissance extraite en fonction de la vitesse de rotation de la génératrice [75], pour différentes vitesses de vent, on s'aperçoit qu'elles passent chacune par un unique maximum (Figure III.2). L'ensemble des points optimaux recherchés définit une courbe de puissance optimale définie par l'équation $P_{m,opt}$:

$$P_{m,opt} = \frac{1}{2} \cdot \pi \cdot R^2 \cdot C_{opt}(\lambda) \cdot \rho \cdot v^3 \quad (III.1)$$

Avec :

v : Vitesse du vent (m/s) ; ρ : Densité de l'air (kg/m^3) ; R : Rayon des pales (m) ; $P_{m,opt}$ = Puissance aérodynamique (W) ; λ = Vitesse spécifique ; $C_{opt}(\lambda)$ = Coefficient de puissance optimale.

Un fonctionnement idéal du système éolien nécessite un suivi parfait de cette courbe.

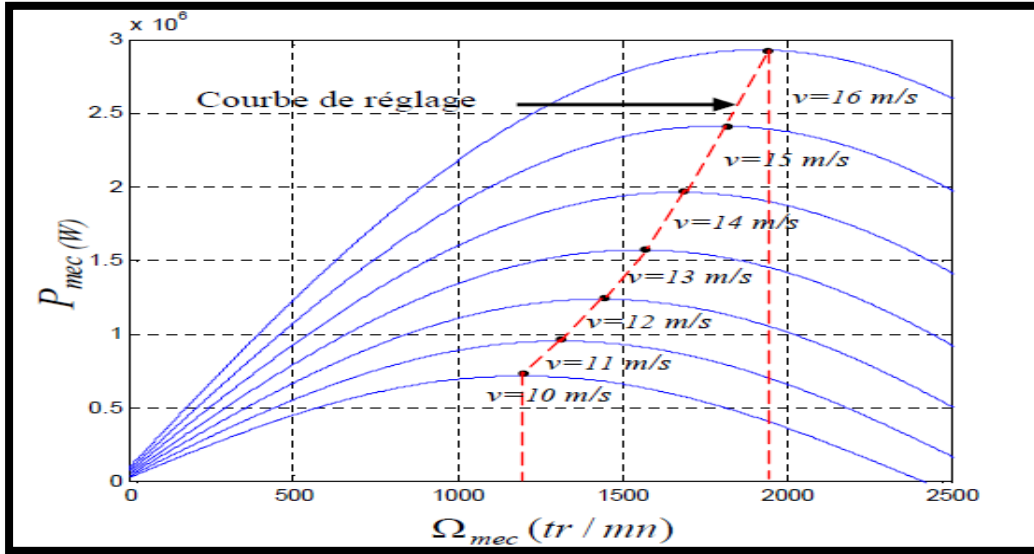


Figure III. 2: Caractéristique puissance mécanique en fonction de la vitesse de rotation.

La stratégie utilisée considère que la courbe optimale de puissance est connue, de ce fait, il suffit de suivre la courbe optimale de puissance pour que l'éolienne soit dans les conditions optimales [76-77].

La puissance est mesurée et la vitesse de rotation de référence, correspondante obtenue de la caractéristique optimale de puissance, est utilisée comme une grandeur de référence pour un régulateur de type Proportionnel Intégrateur (PI). Ce dernier détermine la consigne de commande qui est le couple électromagnétique qu'on devrait appliquer à la machine pour faire tourner la génératrice à sa vitesse optimale. Le couple ainsi déterminé par le régulateur est utilisé comme grandeur de référence. Le contrôle MPPT est schématisé par la figure III.3 suivante:

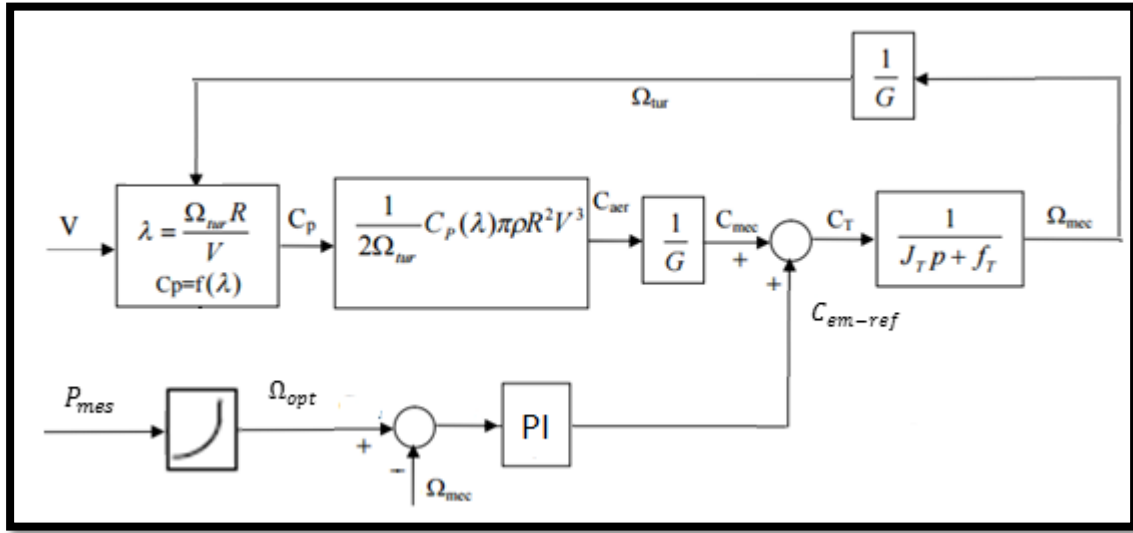


Figure III. 3: Schéma bloc du contrôle MPPT.

2.2 Contrôle de convertisseur côté MADA

Le rôle principal du dispositif de contrôle du convertisseur coté MADA est de régler le transfert de la puissance active et réactive à travers le stator de la MADA vers le réseau électrique, en imposant des tensions rotoriques adéquates à la MADA [67].

La commande vectorielle nous permet de contrôler le couple électromagnétique par action sur la composante directe du courant rotorique de la MADA I_{dr}

$$I_{dr-ref} = \frac{L_s}{M} \phi_{sq} C_{em-ref} \quad (III.2)$$

La composante en quadrature du courant rotorique est utilisée pour contrôler la puissance réactive générée Q_{ref} . On peut donc écrire ce qui suit :

$$I_{qr-ref} = \frac{L_s}{M \omega_s \phi_s} Q_{ref} + M \phi_s \quad (III.3)$$

Après la mesure des courants rotorique, ils subissent la transformation de Park avant d'être à leur valeur de référence. Le contrôle des deux composantes direct et en quadratique des courants rotoriques est assuré par deux régulateurs PI (Proportionnel Intégral) de fonction respectives $C_{PI d}$ et $C_{PI q}$ comme il est montré dans la figure III.4. Suivant les tensions de référence de tension rotorique, des ordres de commande (impulsions aux interrupteurs) seront envoyés au convertisseur.

Les tensions rotoriques de référence sont exprimées par :

$$V_{rd-ctrl} = R_r I_{rd-ref} - \omega_r L_r I_{rq-ref} - M \omega_r I_{sq} + V_{d-ref} \quad (III.4)$$

$$V_{rq-ctrl} = R_r I_{rq-ref} + \omega_r L_r I_{rd-ref} + M \omega_r I_{sd} + V_{q-ref} \quad (III.5)$$

Avec :

$$V_{d-ref} = C_{PI d}(I_{rd-ref} - I_{rd}) \quad (III.6)$$

$$V_{q-ref} = C_{PI q}(I_{rq-ref} - I_{rq}) \quad (III.7)$$

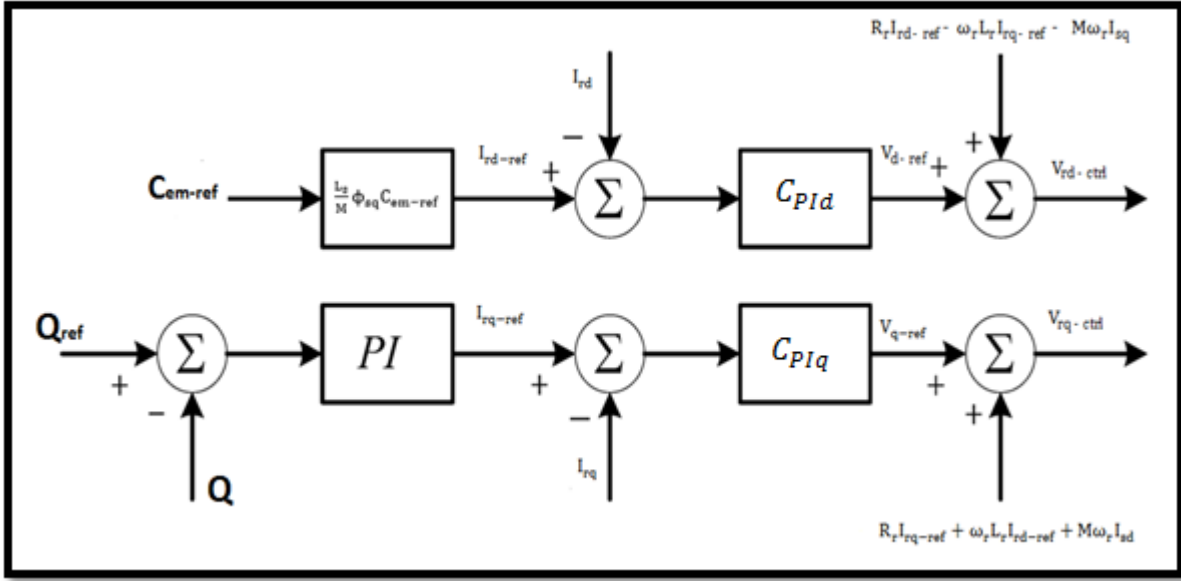


Figure III. 4: Schéma bloc de commande de CCM.

Le système de contrôle reçoit les références du couple et de la puissance réactive, calcule les courants de références images des puissances actives et réactives de référence. Les deux composantes directes et en quadrature des courants sont contrôlées par deux correcteurs de type PI, qui génèrent les références des tensions rotoriques à appliquer. Les signaux de commande sont déterminés par la Modulation par Largeur d'Impulsion (MLI), et sont envoyés aux interrupteurs des convertisseurs du système éolien [67].

2.3 Contrôle de convertisseur côté réseau

L'objectif du contrôle du convertisseur côté réseau consiste à réguler la tension du bus continu et à contrôler le facteur de puissance. Celui-ci peut être fixé à 1 en imposant simplement une puissance réactive nulle.

Un contrôle vectoriel avec l'orientation du repère de Park selon le vecteur de tension réseau est utilisé, pour permettre un découplage entre le contrôle de la puissance active et réactive. Ceci conduit à écrire :

$$\begin{cases} V_{gd} = V_g \\ V_{gq} = 0 \end{cases} \quad (III.8)$$

Les puissances active et réactive transitant à travers le convertisseur coté réseau, peuvent être exprimées par :

$$P_g = V_{gd}I_{gd} + V_{gq}I_{gq} \quad (III.9)$$

$$Q_g = V_{gd}I_{gq} - V_{gq}I_{gd} \quad (III.10)$$

Tenant compte de (III.8), les expressions des puissances active P_g et réactive Q_g peuvent être simplifiées comme suit :

$$P_g = V_g I_{gd} \quad (III.11)$$

$$Q_g = -V_g I_{gq} \quad (III.12)$$

Les courants de référence (i_{gd-ref}, i_{gq-ref}) qui permettent d'imposer les puissances de référence (P_{g-ref}, Q_{g-ref}) sont alors donnés par :

$$I_{gd-ref} = \frac{P_{g-ref}}{V_g} \quad (III.13)$$

$$I_{gq-ref} = \frac{-Q_{g-ref}}{V_g} \quad (III.14)$$

La tension aux bornes du condensateur du bus continu est obtenue à partir de l'intégration du courant circulant dans le condensateur :

$$V_{DC} = \frac{1}{C} \int I_C dt \quad (III.15)$$

V_{DC} : Tension bus continue (V).

I_C : Courant traversant le condensateur (A).

Le courant du condensateur est donné par l'expression suivante :

$$I_C = I_s - I_g \quad (III.16)$$

I_s et I_g sont respectivement les courants modulés par les convertisseurs côté MADA et côté réseau.

Nous pouvons écrire dans le repère triphasé, selon les lois de Kirchhoff, les équations électriques du filtre (R_f, L_f) connecté au réseau, et par application de la transformation de Park, nous obtenons :

$$V_{gd} = R_f I_{gd} + L_f \frac{dI_{gd}}{dt} - \omega_s L_f I_{gq} + V_{sd} \quad (III.17)$$

$$V_{gq} = R_f I_{gq} + L_f \frac{dI_{gq}}{dt} - \omega_s L_f I_{gd} + V_{sq} \quad (III.18)$$

Les tensions de contrôle sont alors :

$$V_{gd-ctrl} = V_d + R_f I_{gd-ref} - \omega_s L_f I_{gq-ref} + V_{sd} \quad (III.19)$$

$$V_{gq-ctrl} = V_q + R_f I_{gq-ref} + \omega_s L_f I_{gd-ref} + V_{sq} \quad (III.20)$$

Avec :

$$V_d = C_{Pid} (I_{gd-ref} - I_{gd}) \quad (III.21)$$

$$V_q = C_{PIq}(I_{gq-ref} - I_{gq}) \quad (III.22)$$

Le schéma bloc du contrôle du convertisseur côté réseau est illustré sur la figure III.5 suivante.

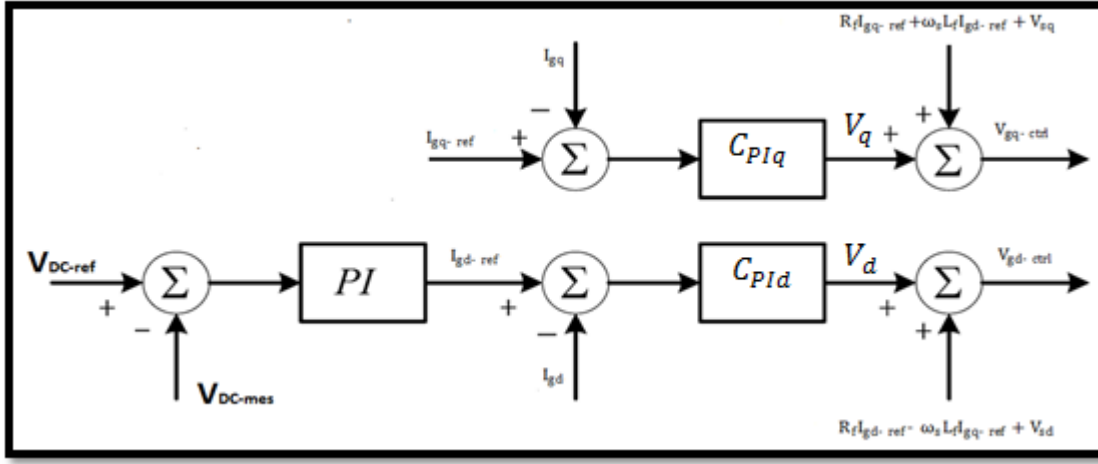


Figure III. 5: Schéma bloc du contrôle du CCR.

La tension de référence du bus continu est comparée à celle mesurée aux bornes du condensateur. Le correcteur (PI) permet de maintenir une tension constante du bus continu en générant la référence du courant à injecter dans le condensateur.

Les deux composantes directes et en quadrature du courant de filtre I_{gd} et I_{gq} sont contrôlées par deux correcteurs de type PI qui génèrent les références des tensions à appliquer $V_{gd-ctrl}$ et $V_{gq-ctrl}$. La composante directe est utilisée pour réguler la tension du bus continu tandis que la composante en quadrature est utilisée pour réguler la puissance réactive.

3. Analyse dynamique de la MADA lors d'un creux de tension

Afin de comprendre le comportement de la MADA lors des creux de tension, une étude sur la réponse dynamique de la MADA durant les creux de tensions a été effectuée [78-80].

L'objectif est de maîtriser l'évolution de ses grandeurs durant les creux de tension, et pouvoir proposer par la suite des solutions permettant de mieux résister aux creux de tension.

Les équations de tension statorique et rotorique exprimées dans un référentiel lié respectivement au stator et au rotor sont :

$$\vec{v}_s^s = R_s \vec{i}_s^s + \frac{d\vec{\phi}_s^s}{dt} \quad (III.23)$$

$$\vec{v}_r^r = R_r \vec{i}_r^r + \frac{d\vec{\phi}_r^r}{dt} \quad (III.24)$$

Les expressions de flux statorique et rotorique s'expriment par :

$$\phi_s = L_s i_s + M i_r \quad (III.25)$$

$$\phi_r = L_r i_r + M i_s \quad (\text{III.26})$$

L'expression du courant i_s est déduite de (III.25) :

$$i_s = \frac{\phi_s}{L_s} - \frac{M}{L_s} i_r \quad (\text{III.27})$$

En remplaçant le courant statorique i_s par son expression, l'équation (III.26) devienne :

$$\phi_r = \frac{M}{L_s} \phi_s + \sigma L_r i_r \quad (\text{III.28})$$

Avec le coefficient de dispersion $\sigma = L_r - \frac{M^2}{L_s}$.

En remplaçant le flux rotorique par son expression dans (III.24), on obtient :

$$\vec{v}_r = \frac{M}{L_s} \frac{d\vec{\phi}_s}{dt} + (R_r \vec{i}_r + \sigma L_r \frac{di_r}{dt}) \quad (\text{III.29})$$

$$\vec{v}_r = \vec{e}_r + (R_r + \sigma L_r \frac{d}{dt}) \vec{i}_r \quad (\text{III.30})$$

Avec :

$$\vec{e}_r = \frac{M}{L_s} \frac{d\vec{\phi}_s}{dt} \quad (\text{III.31})$$

En fonctionnement normal, le vecteur de tension statorique est d'amplitude fixe V_s , et tourne à la vitesse de synchronisme ω_s .

$$\vec{v}_s = V_s e^{j\omega_s t} \quad (\text{III.32})$$

En négligeant la résistance R_s , et en remplaçant $\vec{v}_s$ par son expression dans (III.23), le flux magnétique du stator est calculé en intégrant la tension statorique, on obtient :

$$\vec{\phi}_s = \frac{V_s}{j\omega_s} e^{j\omega_s t} \quad (\text{III.33})$$

En appliquant un changement de référentiel, l'expression du flux statorique s'écrit :

$$\vec{\phi}_s^r = \vec{\phi}_s e^{-j\omega_r t} \quad (\text{III.34})$$

Avec :

$\vec{\phi}_s^r$: Flux statorique exprimé dans un référentiel lié au rotor.

$\vec{\phi}_s$: Flux rotorique exprimé dans un référentiel lié au rotor.

L'expression (III.31) devienne alors :

$$\vec{e}_r = \frac{M}{L_s} \frac{d}{dt} \left(\frac{V_s}{j\omega_s} e^{j\omega_s t} e^{-j\omega_r t} \right) \quad (\text{III.35})$$

$$\vec{e}_r = \frac{M}{L_s} V_s g e^{j\omega_{sr}t} \quad (\text{III.36})$$

Avec : $g = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s}$ et $\omega_{sr} = \omega_s - \omega_r$

En fonctionnement normal, on observe à partir de l'expression (III.36) que la tension est proportionnelle au glissement, donc son amplitude est faible.

Dans l'hypothèse qu'un creux de tension, symétrique et partiel, survient à l'instant t_0 , l'amplitude de la tension statorique varie de V_1 à V_2 comme le montre l'équation suivante :

$$\vec{v}_s^s = \begin{cases} V_1 e^{j\omega_s t} & \text{pour } t < t_0 \\ V_2 e^{j\omega_s t} & \text{pour } t > t_0 \end{cases} \quad (\text{III.37})$$

V_1 est la tension avant la défaillance, alors que V_2 est la tension après l'apparition du défaut.

L'évolution du flux pendant le creux de tension s'écrit :

$$\vec{\phi}_s^s = \begin{cases} \frac{V_1}{j\omega_s} e^{j\omega_s t} & \text{pour } t < t_0 \\ \frac{V_2}{j\omega_s} e^{j\omega_s t} & \text{pour } t > t_0 \end{cases} \quad (\text{III.38})$$

Le flux ne peut pas changer d'une valeur ϕ_1 à une autre ϕ_2 instantanément, il doit y avoir une continuité, ainsi pour garantir un changement progressif du flux, une composante DC du flux apparaît.

En utilisant l'équation (III.23) et (III.27), la tension statorique devienne :

$$\vec{v}_s^s = \frac{R_s}{L_s} \vec{\phi}_s^s + \frac{d\vec{\phi}_s^s}{dt} - \frac{R_s M}{L_s} \vec{i}_r \quad (\text{III.39})$$

Compte tenu des valeurs des grandeurs de la MADA, le dernier terme peut être négligé, on obtient alors :

$$\vec{v}_s^s = \frac{R_s}{L_s} \vec{\phi}_s^s + \frac{d\vec{\phi}_s^s}{dt} \quad (\text{III.40})$$

L'expression du flux est calculée par la résolution de l'équation différentielle précédente :

$$\vec{\phi}_s^s = \frac{V_2}{j\omega_s} e^{j\omega_s t} + \frac{V_1 - V_2}{j\omega_s} e^{-t/\tau_s} \quad (\text{III.41})$$

Avec : $\tau_s = \frac{L_s}{R_s}$

En remplaçant le flux statorique par son expression dans (III.31), on trouve :

$$\vec{e}_r = \frac{M}{L_s} V_2 g e^{j\omega_{sr}t} - \frac{M}{L_s} \frac{V_1 - V_2}{j\omega_s} (j\omega_r + \frac{1}{\tau_s}) e^{-t/\tau_s} e^{-j\omega_r t} \quad (\text{III.42})$$

En négligeant le terme $\frac{1}{\tau_s}$, l'équation précédente devienne :

$$\vec{e}_r = \frac{M}{L_s} V_2 g e^{j\omega_{sr}t} - \frac{M}{L_s} (V_1 - V_2) \frac{\omega_r}{\omega_s} e^{-\frac{t}{\tau_s}} e^{-j\omega_r t} \quad (\text{III.43})$$

Donc :

$$\vec{e}_r = \frac{M}{L_s} V_2 g e^{j\omega_{st}t} - \frac{M}{L_s} (V_1 - V_2)(1 - g)e^{-t/\tau_s} e^{-j\omega_r t} \quad (\text{III.44})$$

L'amplitude maximale $\vec{e}_r$ qui apparaît au début du creux de tension ($t=0$) est :

$$e_{r0,max} = \frac{M}{L_s} (V_2 g - (V_1 - V_2)(1 - g)) \quad (\text{III.45})$$

On constate de l'expression précédente que la tension induite par le flux statorique est la somme de deux termes, un terme est proportionnel au glissement, donc d'une amplitude faible, alors que le 2^{ème} terme son amplitude peut être grande ou faible, selon la profondeur du creux ($V_1 - V_2$).

Durant les creux de tensions, l'apparition de la composante continue au niveau du flux, engendre des survoltages au niveau du rotor, si le convertisseur côté rotor, n'est pas en mesure de les contrôler, des surcourants vont apparaître dans le rotor, et le convertisseur risque d'être endommagé [81].

4. La stratégie proposée pour LVRT

4.1 La protection par CROWBAR

Un circuit de limitation de tension est habituellement mis en œuvre entre le circuit du rotor et son convertisseur de puissance pour assurer un circuit électrique de contournement pour le transitoire du courant induit par les chutes de tension. Au départ, la solution mise en œuvre par les fabricants était simplement de court-circuiter les enroulements du rotor avec un circuit CROWBAR. Ce circuit classique peut être réalisé de différentes manières, comme l'illustre la figure III.6 suivante :

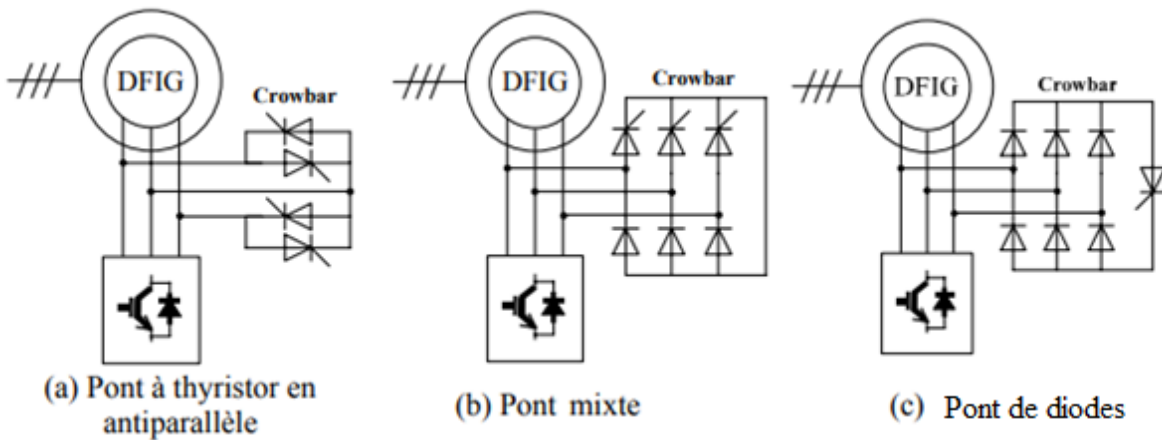


Figure III. 6: Circuits conventionnels de limitation de tension.

Sur la figure III.6 (a), le rotor peut être court-circuité par deux paires de thyristors antiparallèles connectés entre les phases. Une autre alternative est d'utiliser un pont thyristor demi-contrôlé, comme le montre la figure III.6 (b). La troisième possibilité, représentée sur la figure III.6 (c), est de redresser les courants avec un pont de diodes et d'utiliser un seul thyristor pour déclencher le circuit de limitation de tension. Le principal inconvénient de cette solution est que les éoliennes ne sont pas en mesure de reprendre un fonctionnement normal pour des problèmes d'arrêt de la MADA. Pour les circuits de limitation de tension de la figure III.6 (a) et (b) étant donné que les courants du rotor peuvent avoir une importante composante continue, le courant inverse nécessaire pour

désamorcer les thyristors ne peut être atteint. Pour le circuit de limitation de tension de la figure III.6 (c), le courant traversant le thyristor est continu, et ne permet pas de désamorcer le thyristor. Afin d'être conforme aux exigences actuelles, le circuit de limitation de tension doit être déclenché après l'apparition des défaillances dans les réseaux. Ainsi, des commutateurs à semi-conducteurs entièrement contrôlables sont nécessaires pour construire un circuit actif de limitation de tension [82]. À partir du circuit de limitation de tension classique avec les thyristors antiparallèles, il est difficile de concevoir un circuit actif de limitation de tension en raison du nombre important de composants à contrôler. Le même problème se retrouve pour le demi-pont à thyristors.

4.2 La stratégie proposée basée sur la résistance de dissipation

Certains codes réseau exigent que l'éolienne contribue à supporter la tension de réseau lors des défauts, l'exigence LVRT dépend de l'amplitude de la chute de tension au Point de Couplage Commun (PCC) et le temps prit par le système de réseau pour retrouver un niveau normal.

Afin de surmonter ce problème, nous proposons une stratégie pour améliorer LVRT au cas de la défaillance du réseau. La méthode proposée consiste à rajouter entre le rotor et le CCM, une résistance de dissipation (Figure III.7). Avec les résistances de dissipation, le flux d'énergie traversant le CCM vers la capacité est contrôlé, limitant ainsi la surcharge de la capacité, et la tension Vdc reste dans les normes. Donc, la méthode proposée limite les valeurs maximales de la tension du circuit intermédiaire, du courant transitoire de rotor, couple électromagnétique et la réponse transitoire de la MADA au moment d'apparition de défaut [66].

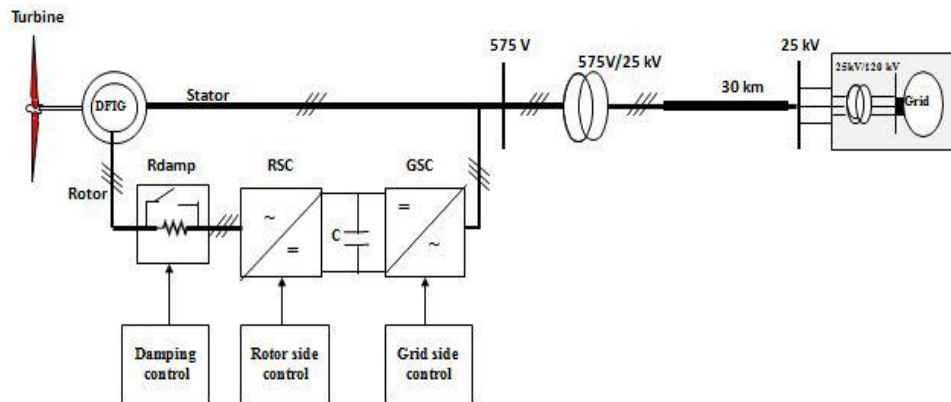


Figure III. 7: La configuration de la MADA avec la résistance de dissipation.

4.2.1 Méthodologie de l'activation de la résistance dynamique

Lors du défaut, le fonctionnement de la MADA est divisé en trois phases d'exploitation : avant le défaut, pendant le défaut et après le défaut. Dans des conditions normales, la protection de résistances d'amortissement est inactive. Les étapes de la protection LVRT sont décrites ci-dessous :

- ❑ La tension du réseau est surveillée, une fois une diminution de la tension est détectée, les résistances d'amortissement sont activées. Par conséquent, la MADA est démagnétisée et l'amortissement des oscillations est amélioré. Autrement le contrôle de la MADA est assuré par le contrôle classique (Figure III.8).

- ❑ Les résistances d'amortissement restent activées et la tension de circuit Bus continue (V_{dc}) est contrôlée. Si la tension V_{dc} retourne au-dessous d'un certain seuil, les résistances d'amortissement sont mises hors service. Autrement, le processus continu.
- ❑ La tension du réseau est contrôlée pour détecter le rétablissement de la tension et la disparition du défaut. Si la disparition du défaut est approuvée, les résistances d'amortissement sont de nouveau activées.
- ❑ Une fois le défaut est éliminé, le retour à la 1^{ère} étape du processus est effectué, et la tension du réseau est contrôlée de nouveau. Le contrôle classique des convertisseurs est achevé (Figure III.8).

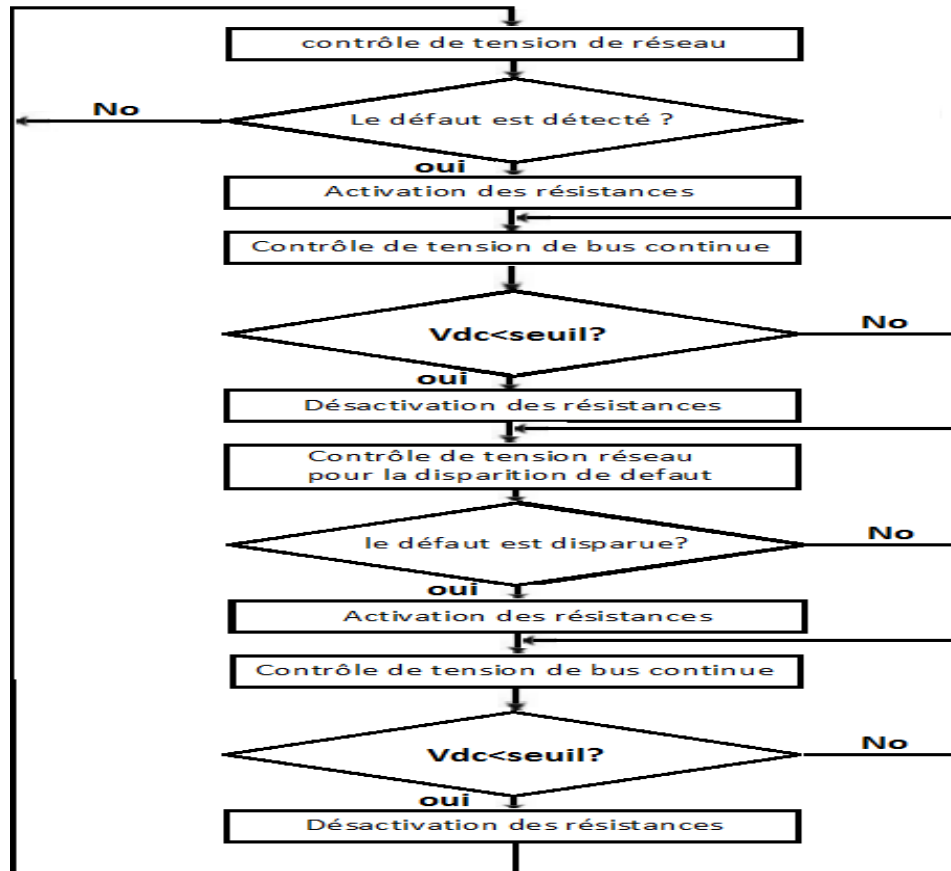


Figure III. 8: Organigramme de commande de la stratégie LVRT proposée.

4.2.2 Les résultats de simulation

Le système étudié dans la figure III.7 constituée de six éoliens de 1.5MW qui pourront exporter l'énergie vers un réseau électrique de 120 kV au travers d'une ligne de 30 km, d'une alimentation de 25KV, et des transformateurs de (25kV/120kV) et (575V/25kV). Dans cette étude, les tests ont été effectués à l'aide du logiciel MATLAB / SIMULINK. Les résistances d'amortissement peuvent équilibrer efficacement le courant du rotor lors des chutes de tension dans le réseau électrique. Pour enlever complètement les pics de courant du rotor sous de fortes chutes de tension, un système d'amortissement avec des résistances plus élevées est utilisé.

Dans cette section, on simule le comportement de la MADA pour un défaut de tension triphasée, dans laquelle la tension de réseau triphasée chute à 15% de sa valeur nominale (85% de chute de tension) à $t = 0,9s$

jusqu'à $t=1,2s$. Deux cas distincts ont été étudiés et comparés. Dans le premier cas (Figure III.9), la stratégie proposée est appliquée et le deuxième cas (Figure III.10), montre la protection de la MADA avec le circuit CROWBAR (conçue par l'utilisation d'une combinaison d'un pont à diodes (redresseur) comprenant un seul thyristor et une résistance).

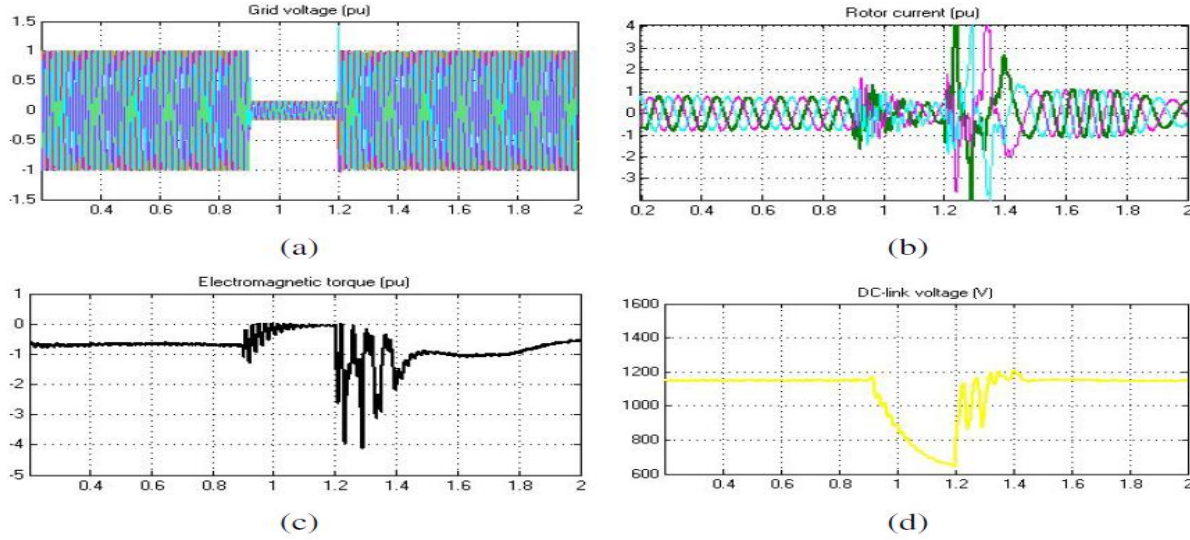


Figure III. 9: Simulation des grandeurs de la MADA avec la stratégie proposé sous un creux de tension de 85% , (a) tension de réseau, (b) courant de rotor, (c) couple électromagnétique et (d) tension Vdc.

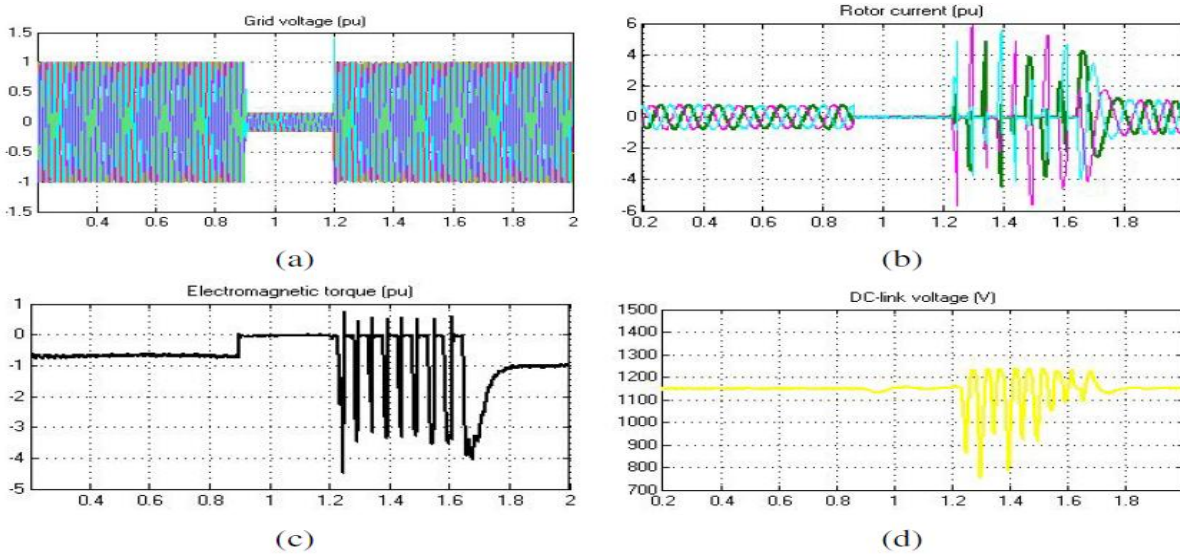


Figure III. 10: Simulation des grandeurs de la MADA avec le circuit CROWBAR sous un creux de tension de 85% , (a) tension de réseau, (b) courant de rotor, (c) couple électromagnétique et (d) tension Vdc

Les figures III.9 et III.10 illustrent (a) tension de réseau (b) courant rotorique, (c) le couple électromagnétique (d) la tension Vdc, avec la stratégie proposée (figure III.9), et avec l'utilisation du circuit CROWBAR (Figure III.10).

Par l'application de la stratégie proposée, les simulations montrent des résultats positifs. Ainsi les grandeurs électriques comme le courant rotorique, le couple électromagnétique et de la tension du circuit intermédiaire

sont ramenés à des valeurs raisonnables et beaucoup mieux que ceux obtenus à l'aide de la protection de circuit de CROWBAR. Il faut noter que l'amélioration des valeurs électriques mentionnées ci-dessus permettra :

- ❑ D'une part à l'éolienne de rester connectée au réseau électrique pendant plus de temps. Ce qui permet de répondre au mieux aux exigences du code réseau sans beaucoup de difficulté et sans faire aucun dommage à l'équipement de l'éolienne.
- ❑ Et d'autre part d'éviter les contraintes mécaniques dues aux importantes oscillations en cas de défaut. Donc avec la stratégie proposée, les oscillations et leur impact sur le fonctionnement de la MADA et les convertisseurs sont significativement réduits.

Par conséquent, l'équipement de l'éolienne sera bien protégé et le coût important du remplacement de ces équipements sera évité. En outre, le temps de fonctionnement de l'éolienne est maximisé. On constate qu'avec l'utilisation de la protection du circuit de CROWBAR, pendant le défaut, le courant du rotor et la tension Vdc presque nulle en raison de l'isolement entre les convertisseurs de puissance et les enroulements rotorique, on perd ainsi le contrôle de la MADA. Cet impact se traduira par des fréquentes pannes de l'éolienne, des déconnexions accidentelles de l'éolienne, de mauvaises qualités de service et un code réseau non respecté. On conclut que la performance de la stratégie proposée est plus efficace par rapport à la protection du circuit CROWBAR.

La figure III.11 représente la réponse du générateur avec une chute de tension à trois phases de 85% avec la stratégie proposée. Comme le montre cette figure, la vitesse de fonctionnement avant le défaut est de 1,205pu et la vitesse maximale du générateur pendant le défaut est de 1,244pu. En conséquence, le glissement du générateur pendant et après le défaut est dans la plage admissible et le convertisseur de puissance est capable de gérer la puissance de glissement. Ainsi, la croissance de la vitesse du générateur pendant le défaut est relativement faible.

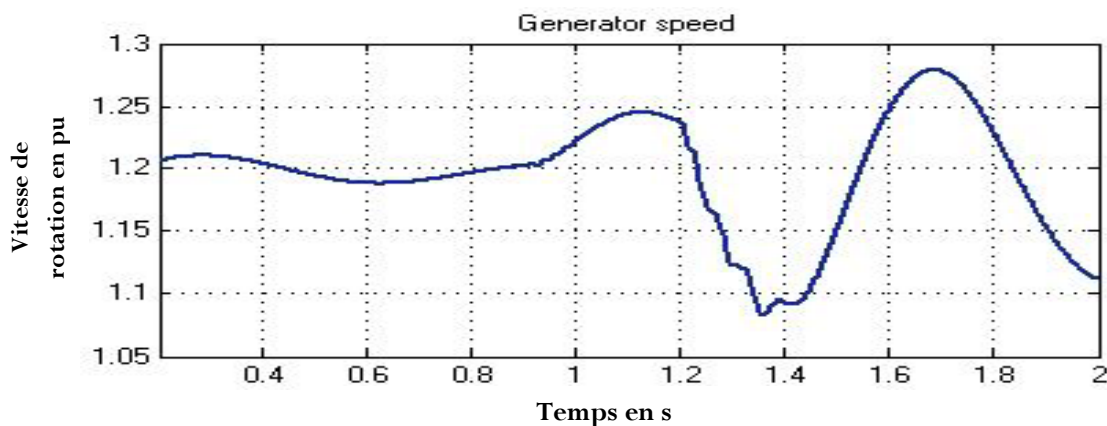


Figure III. 11: La vitesse de rotation de la MADA avec la stratégie proposée sous un creux de tension de 85%.

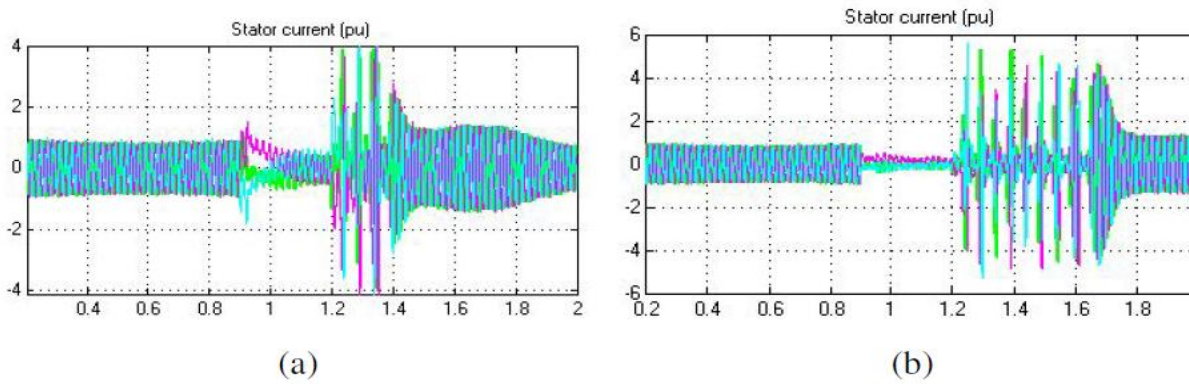


Figure III. 12: Le courant statorique sous un creux de tension de 85 % (a) avec la stratégie proposée (b) avec le circuit CROWBAR.

La figure III.12 (a) représente le courant statorique triphasé avec la stratégie proposée et la figure III.12 (b) représente la protection avec le circuit CROWBAR. La figure III.12 (a) montre que le courant du stator prend des valeurs acceptables pendant et après la suppression du défaut. Tandis que la figure III.12 (b) montre que le courant du stator est presque nul pendant le défaut et prend des valeurs très élevées après avoir effacé le défaut (jusqu'à 6,3 fois la valeur nominale). Donc, il est clair qu'avec la stratégie proposée, la surintensité du stator est réduite.

5. Stratégie de contrôle combiné active + passive

L'objectif de cette stratégie est de permettre aux génératrices éoliennes de rester connectées, après un creux de tension aussi sévère soit-il. Les stratégies de contrôle appliquées durant les défauts réseau peuvent être divisées en deux catégories principales [67]:

- ❑ Méthode active : cette méthode consiste en l'amélioration de la stratégie du contrôle. Elle ne nécessite pas un matériel supplémentaire, mais elle est limitée par le dimensionnement relativement faible des convertisseurs de puissance par rapport au générateur. Cette méthode n'est valable que pour les faibles profondeurs du creux ;
- ❑ Méthode passive : cette méthode nécessite des protections matérielles telles que : résistance dynamique Serie Dynamic Braking Resistor (SDBR) et DC-Chopper.

L'idée de cette stratégie est de pouvoir disposer d'un outil permettant de faire un lien entre la profondeur du creux et la solution optimale. La méthode est basée sur la combinaison de deux solutions : solution active pour les faibles creux et la solution passive pour les creux importants.

5.1 La stratégie active

Le principal objectif du contrôle durant une défaillance réseau est de limiter le courant de défaut. La méthode proposée, simple à mettre en œuvre, est basée sur le contrôle du flux rotorique. Une fois le creux est détecté, le flux rotorique est commandé pour suivre une fraction du flux statorique, et de cette manière, le courant du défaut peut être efficacement réduit.

Les expressions des flux rotorique et statorique sont :

$$\phi_s = L_s i_s + M i_r \quad (\text{III.46})$$

$$\phi_r = L_r i_r + M i_s \quad (\text{III.47})$$

On déduit de l'expression (III.46), en le remplaçant dans (III.47) on obtient :

$$\phi_r = \frac{M}{L_s} \phi_s + (L_r - \frac{M^2}{L_s}) i_r \quad (\text{III.48})$$

$$i_r = \frac{1}{L_s L_r - M^2} (-M \phi_s + L_s \phi_r) \quad (\text{III.49})$$

Puisque $\frac{L_s}{M} \approx 1$, l'équation précédente peut être simplifiée, on obtient alors :

$$i_r \simeq \frac{M}{L_s L_r - M^2} (\phi_r - \phi_s) \quad (\text{III.50})$$

Lorsque la chute de tension survient, des composantes DC et négatives apparaissent dans le flux statorique, dès lors, le flux rotorique ne peut plus suivre le flux du stator (Figure III.13 (a)), et la différence entre le flux rotorique et le flux statorique tend à s'élargir, donnant naissance à des sur courants rotoriques. Pour cette raison, afin de limiter le courant de défaut, le flux rotorique doit être contrôlé pour suivre le flux statorique (figure III.13 (b)).

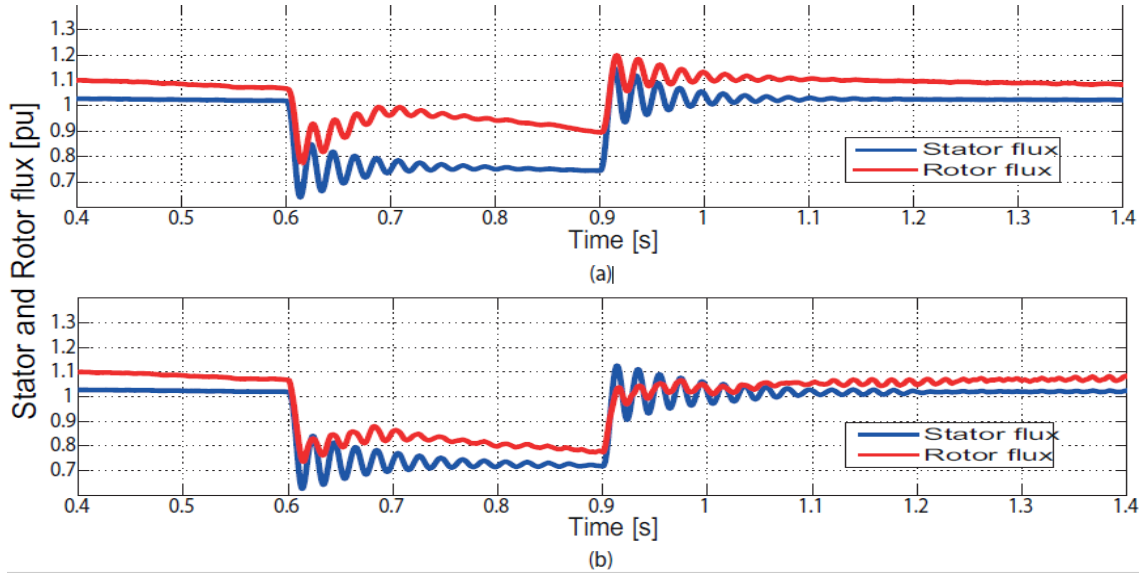


Figure III. 13: La différence entre le flux statorique et rotorique pour un creux de tension de 200ms a t=0.8s.

Le modèle de la stratégie active est composé de 3 blocs (Figure III.14) :

❖ Calcul des flux statoriques et rotoriques :

Le calcul des flux est basé sur les équations suivantes :

$$\begin{cases} \phi_{sd} = L_S I_{sd} + M I_{dr} \\ \phi_{sq} = L_S I_{sq} + M I_{qr} \\ \phi_{rd} = L_r I_{rd} + M I_{ds} \\ \phi_{rq} = L_r I_{rq} + M I_{qs} \end{cases} \quad (\text{III.51})$$

❖ Calcul de la référence du flux rotorique :

Comme expliqué précédemment, afin de réduire la tension de rotor requise pour le contrôle, le flux rotorique est commandé pour être une fraction du flux statorique. Ainsi, la référence du flux rotorique est déterminée par :

$$\phi_r = k_T \phi_S \quad (\text{III.52})$$

Avec : $0 < k_T < 1$

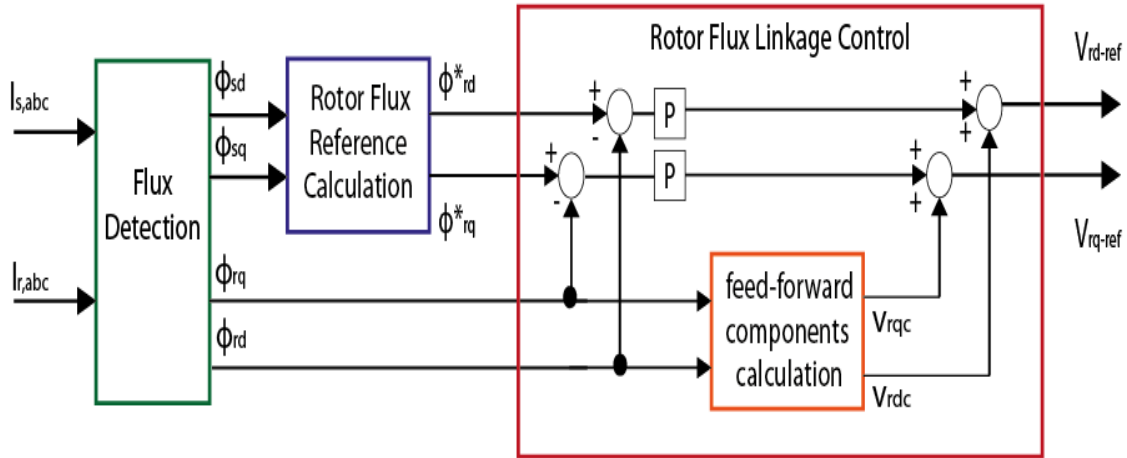


Figure III. 14: Schéma bloc de la stratégie active.

L'expression du courant rotorique après le contrôle devienne :

$$i_r \simeq \frac{k_T - 1}{L_r - L_S} \phi_S \quad (\text{III.53})$$

Lorsque le défaut survient, le flux statorique $\phi_S(0)$ est maximal. Dans ce cas le courant rotorique dépasse la valeur maximale. Donc k_T devrait satisfaire :

$$\frac{(k_{Tmin} - 1)}{L_r - L_S} \phi_S(0) \leq i_{rmax} \quad (\text{III.54})$$

Avec :

$$\phi_S(0) \simeq \frac{V_S}{\omega_S} \quad (\text{III.55})$$

L'expression de k_{T_min} est exprimé par :

$$k_{T_min} \simeq 1 - I_{r_max} \omega_s (L_r - L_s) / V_s \quad (\text{III.56})$$

$$\text{Soit } k_{T_min} = 0.37$$

❖ Unité de contrôle du flux rotorique :

Un régulateur de type proportionnel est utilisé, pour que le flux rotorique suive la référence.

L'expression de la tension rotorique est :

$$\begin{cases} \frac{d\phi_{rd}}{dt} = \frac{R_r M}{L_s L_r - L_s^2} \phi_{sd} - \frac{R_r L_s}{L_s L_r - L_s^2} \phi_{rd} + \omega_{sr} \phi_{rq} + V_{rd} \\ \frac{d\phi_{rq}}{dt} = \frac{R_r M}{L_s L_r - L_s^2} \phi_{sq} - \frac{R_r L_s}{L_s L_r - L_s^2} \phi_{rq} - \omega_{sr} \phi_{rd} + V_{rq} \end{cases} \quad (\text{III.57})$$

On pose :

$$\begin{cases} V_{rd} = V_d + V_{rdc} \\ V_{rq} = V_q + V_{rqc} \end{cases} \quad (\text{III.58})$$

Avec :

$$\begin{cases} V_d = \frac{d\phi_{rd}}{dt} + \frac{R_r L_s}{L_s L_r - L_s^2} \phi_{rd} \\ V_q = \frac{d\phi_{rq}}{dt} + \frac{R_r L_s}{L_s L_r - L_s^2} \phi_{rq} \end{cases} \quad (\text{III.59})$$

$$\begin{cases} V_{rdc} = \frac{R_r M}{L_s L_r - L_s^2} \phi_{sd} + \omega_{sr} \phi_{rq} \\ V_{rqc} = \frac{R_r M}{L_s L_r - L_s^2} \phi_{sq} - \omega_{sr} \phi_{rd} \end{cases} \quad (\text{III.60})$$

Ainsi, on procède à une régulation du flux et on ajoute les termes de compensation V_{rdc} et V_{rqc} , pour avoir les tensions de contrôle.

❖ Faisabilité de la stratégie de contrôle modifiée :

Malheureusement, le maintien de la production en régime perturbé du contrôle proposé est limité par le dimensionnement relativement faible des convertisseurs de puissance par rapport à l'ensemble du système. L'effet du contrôle est affecté par la gravité du défaut, c'est la raison pour laquelle nous avons étudié le domaine de faisabilité de la stratégie proposée de la MADA contre les creux de tension.

En effet, un creux de tension est caractérisé par deux paramètres: l'amplitude et la durée. L'amplitude maximale est calculée théoriquement, alors que la durée du creux maximale est obtenue par simulation.

Le critère utilisé est que la puissance réactive statorique doit rester dans les limites imposées par le Code-Grid durant le défaut. En effet durant les défauts, seule une absorption ou fourniture de puissance réactive de 0.3 pu est tolérée.

❖ **Amplitude maximale du creux :**

L'expression de la puissance réactive :

$$Q_s = 1.5 v_s i_s \quad (\text{III.61})$$

En utilisant l'équation III.46 et III.47, on peut exprimer i_s par l'équation suivante :

$$i_s = \frac{1}{L_s L_r - M^2} (L_r \phi_s - M \phi_r) \quad (\text{III.62})$$

Avec $\frac{L_s}{M} \approx 1$ et $\phi_{rq} = k_T \phi_{sq}$, l'équation précédente peut être simplifiée, on obtient alors :

$$i_s \approx \frac{M}{L_s L_r - M^2} (1 - k_T) \phi_s \quad (\text{III.63})$$

En substituant (III.61) dans (III.62), l'expression de la puissance réactive devienne :

$$\overrightarrow{Q_s} = 1.5 \frac{M}{L_s L_r - M^2} (1 - k_T) \overrightarrow{\phi_s} \overrightarrow{v_s} \quad (\text{III.64})$$

L'expression de flux durant le défaut s'écrit :

$$\overrightarrow{\phi_s} = \frac{V_2}{j\omega_s} e^{j\omega_s t} + \frac{V_s - V_2}{j\omega_s} e^{-t/\tau_s} \quad (\text{III.65})$$

Avec : $V_2 = pV_s$ et $V_s = V_1$

V_2 : la tension après l'apparition du défaut.

p : le degré du creux.

En substituant (III.64) dans (III.65), l'expression finale de la puissance réactive est :

$$\overrightarrow{Q_s} = 1.5 \frac{M}{L_s L_r - M^2} (1 - k_T) \left[\frac{pV_s}{j\omega_s} e^{j\omega_s t} + \frac{(1-p)V_s}{j\omega_s} e^{-\frac{t}{\tau_s}} \right] \overrightarrow{v_s} \quad (\text{III.66})$$

Pour trouver l'amplitude maximale du creux de tension que la MADA peut gérer avec la stratégie proposée, un contrôle de puissance réactive est étudié. En effet, les variations de la puissance réactive durant l'apparition et la disparition du défaut doivent être limitées, pour assurer un fonctionnement stable du système. La quantité de puissance réactive fournie durant l'apparition du défaut, doit être inférieure à une valeur limite de $Q=0.3 pu$.

Dans l'hypothèse que le creux de tension survient à $t = 0s$ et pour $k_T = 0.9$, l'expression (III.66) devienne :

$$Q_s(t = 0) = 1.5 \frac{M}{L_s L_r - M^2} (1 - k_T) \frac{(p)V_s^2}{\omega_s} \quad (\text{III.67})$$

$$Q_s(t = 0) < 0.3 \Rightarrow p > 0.6998$$

Donc la stratégie de contrôle modifiée reste valable pour des amplitudes de creux inférieures à $0.3=30\%$.

❖ **Durée du creux :**

Nous avons fait des simulations, en appliquant un creux de tension de 30 %, pour déterminer la durée maximale du creux, au-delà duquel la quantité de puissance réactive absorbée durant la disparition du défaut, dépasse la valeur maximale $Q=0.3 \text{ pu}$ (Figure III.15).

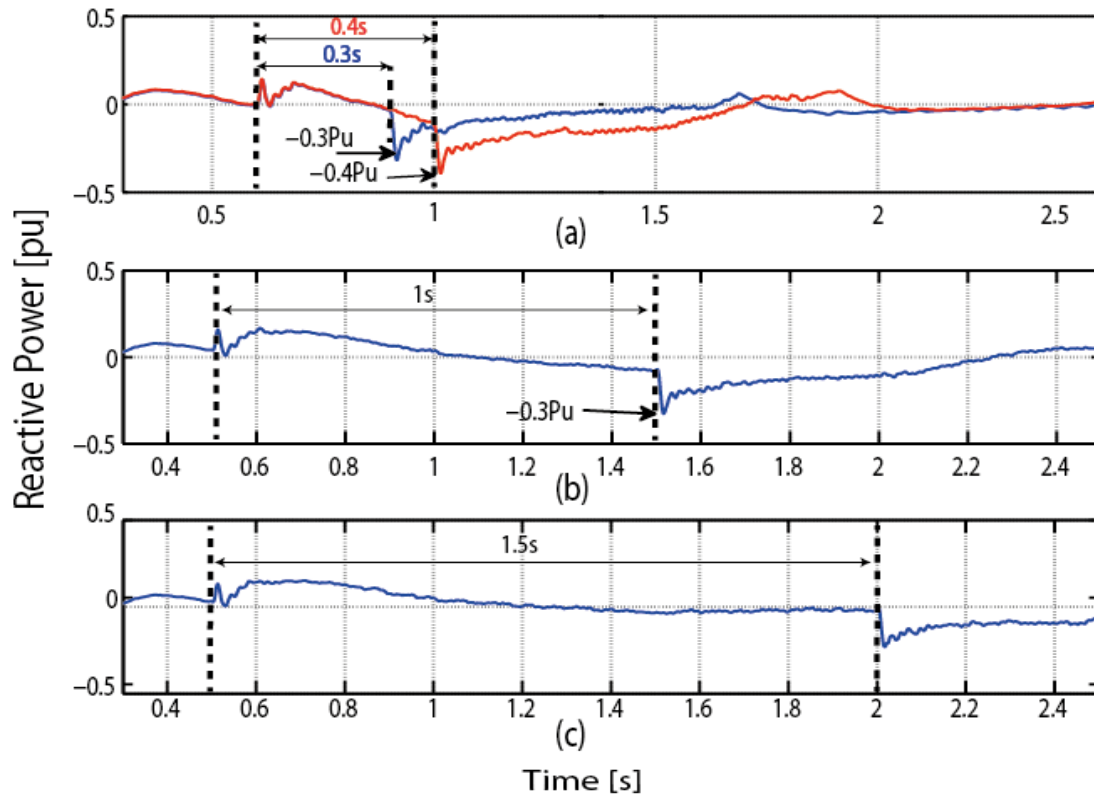


Figure III. 15: La puissance active pour creux de 30% (a) creux de 25%(b) creux de 23% (c).

D'après la figure III.15 (a), nous avons constaté que :

- ❑ Pour un creux de 30% et de durée 0.4s, la puissance réactive dépasse la valeur maximale à l'instant de disparition du défaut.
- ❑ La durée optimale pour un creux de tension de 30% est de 0.3s.

Nous avons diminué la gravité du creux de tension à : 25%, 23%, pour voir son effet sur la durée maximale acceptable. Les figures III.15 (b) et III.15 (c) représentent les simulations obtenues.

- ❑ On trouve pour les creux de 25% la durée max est de 1s et pour les creux $\leq 23\%$ la durée max peut dépasser 1.5s ;
- ❑ La durée maximale du creux varie en fonction du degré du creux, en effet pour les faibles creux de tension la durée maximale du creux est grande par rapport aux importants creux.

5.2 La stratégie passive: Résistance dynamique SDBR + DC-Chopper

5.2.1 la résistance dynamique SDBR

La méthode consiste à insérer des résistances en série avec le stator (Figure III.16), pour augmenter la tension statorique et par la suite réduire la composante continue au niveau du flux, durant les creux de tension. Cela permettrait de réduire les surtensions au niveau du rotor et par conséquent éviter les pics de courant rotorique.

Cette topologie présente de nombreux avantages à titre d'exemple, une augmentation de la résistance du stator conduira à une augmentation rapide du flux. Le SDBR peut contrôler la limitation de surtension dans le rotor, qui pourrait causer la perte de contrôle du CCR, mais aussi peut augmenter le courant dans le rotor de manière plus significative. En outre, la limitation du courant de rotor peut également éviter une surtension dans le circuit DC qui pourrait endommager le convertisseur de puissance de la MADA, car il réduit le courant de charge dans la liaison à courant continu. La SDBR peut également équilibrer la puissance active de la MADA et améliorer ainsi la stabilité de la MADA pendant un défaut réseau.

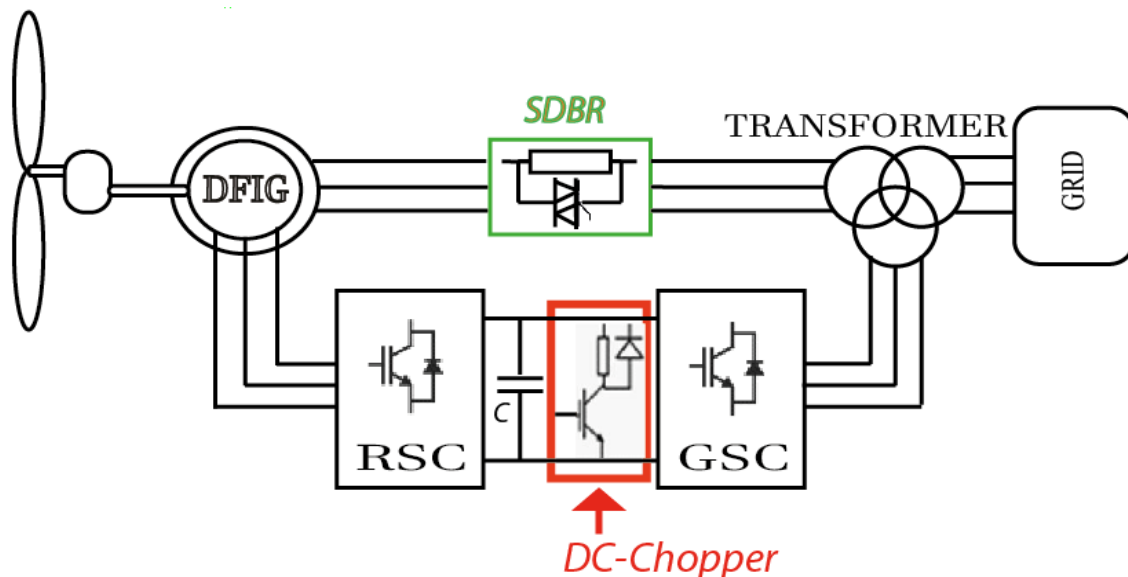


Figure III. 16: MADA avec DC-CHOPPER et SDBR.

Le choix de la valeur de la résistance dynamique est important, une résistance de grande valeur se traduira par une large dissipation d'énergie, et des tensions moins élevées aux bornes du rotor. Au contraire, une résistance de faible valeur ne pourra pas limiter le courant de défaut.

Le dimensionnement de la résistance est déterminé selon deux critères :

- ☐ Les résistances doivent être suffisamment grandes pour limiter la tension du rotor à la tension d'entrée maximale tolérée par le convertisseur, évitant ainsi sa détérioration.
- ☐ Les résistances doivent être suffisamment petites pour éviter que la tension du stator dépasse la tension du stator maximale.

Durant les défauts, l'évolution de la tension du rotor est donnée par :

$$e_{r0,max}^r = \frac{M}{L_s} (gV_2 - (V_1 - V_2)(1 - g)) \quad (\text{III.68})$$

Avec :

V_2 : Tension statorique après défaut.

V_1 : Tension statorique avant défaut.

La tension statorique après défaut est la somme de la chute de tension et la tension aux bornes des résistances.

$$V_2 = V_1(1 - p) + V_{SDBR} \quad (\text{III.69})$$

Avec :

V_{SDBR} : La tension aux bornes des résistances dynamiques.

p : degré du creux de tension.

En remplaçant V_2 par son expression, l'expression (III.68) devienne :

$$e_{r0,max}^r = \frac{M}{L_s} [gV_1(1 - p) - (1 - g)pV_1 + V_{SDBR}] \quad (\text{III.70})$$

La tension aux bornes du circuit rotorique nécessaire pour contrôler les différentes grandeurs électriques ne doit pas dépasser la tension maximale que le convertisseur côté rotor peut générer.

D'où la condition suivante doit être remplie :

$$e_{r0,max}^r \leq V_{RSC,max} \quad (\text{III.71})$$

Étant donné que le convertisseur côté rotor ne peut produire qu'une tension inférieure à la tension continue V_{dc} , sa sortie maximale $V_{RSC,max}$ est calculée de la façon suivante :

$$V_{RSC,max} = \frac{V_{dc}}{2\sqrt{\frac{2}{3}}} \quad (\text{III.72})$$

L'équation (III.71) devienne donc:

$$\frac{M}{L_s} [V_1 g(1 - p) - (1 - g)pV_1 + V_{SDBR}] \leq \frac{V_{dc}}{2\sqrt{\frac{2}{3}}} \quad (\text{III.73})$$

Donc :

$$V_{SDBR} \geq -gV_1(1 - p) + (1 - g)pV_1 - \frac{L_s}{M} \frac{V_{dc}}{2\sqrt{\frac{2}{3}}} \quad (\text{III.74})$$

La tension V_{SDBR} est limitée par la tension maximale V_{Smax} , et nous avons :

$$V_{SDBR,max} \leq V_{Smax} - V_1(1 - p) \quad (\text{III.75})$$

Donc nous avons les limites inférieures et supérieures de la tension V_{SDBR} :

$$-gV_1(1-p) + (1-g)pV_1 - \frac{L_s}{M} \frac{V_{dc}}{2\sqrt{\frac{2}{3}}} \leq V_{SDBR} \leq V_{Smax} - V_1(1-p) \quad (III.76)$$

En remplaçant V_{SDBR} par $V_{SDBR} = R_{SDBR}I_s$, il en résulte :

$$\frac{1}{I_s} \left\{ -gV_1(1-p) + (1-g)pV_1 - \frac{L_s}{M} \frac{V_{dc}}{2\sqrt{\frac{2}{3}}} \right\} \leq R_{SDBR} \leq \frac{1}{I_s} \{V_{Smax} - V_1(1-p)\} \quad (III.77)$$

Pour le calcul de la valeur de la résistance R_{SDBR} , nous avons considéré le pire des cas c'est-à-dire $p=1$.

Donc :

$$\frac{1}{I_s} \left\{ (1-g)V_1 - \frac{L_s}{M} \frac{V_{dc}}{2\sqrt{\frac{2}{3}}} \right\} \leq R_{SDBR} \leq \frac{V_{Smax}}{I_s} \quad (III.78)$$

Par application numérique, nous avons trouvé :

$$0.05 \text{ pu} \leq R_{SDBR} \leq 1.25 \text{ pu} \quad (II.79)$$

$$R_{SDBR,max} = 1.25 \text{ pu} = 0.275 \Omega$$

$$R_{SDBR,min} = 0.058 \text{ pu} = 0.013 \Omega$$

La valeur de SDBR peut également être variable, donc la modification de sa valeur sera effectuée en fonction du niveau de chute de tension de manière à maximiser la performance de la MADA pendant différents niveaux de creux de tension. En outre, il doit être sélectionné avec précaution afin de ne pas perturber la performance du générateur au cours du défaut.

5.2.2 DC-CHOPPER

Le hacheur de freinage est constitué d'une résistance qui peut être connectée ou déconnectée au moyen d'un interrupteur. Une diode de roue libre est également nécessaire pour éviter des surtensions dans le commutateur quand il est ouvert. La commande du commutateur est souvent faite par un contrôleur tout ou rien. Quand la tension réelle du bus DC dépasse un niveau déterminé, par exemple 1.2 pu, la résistance est branchée et le surplus d'énergie est dissipé. La résistance est conservée connectée jusqu'à ce que la tension baisse au-dessous d'un niveau minimal déterminé, par exemple 1,1 pu, alors la résistance est déconnectée.

Le circuit de limitation de tension du bus continu DC Chopper (Figure III.17) se compose d'un interrupteur et d'une résistance qui sont insérés en parallèle avec le condensateur, pour limiter sa tension V_{dc} , pendant les creux de tension importants.

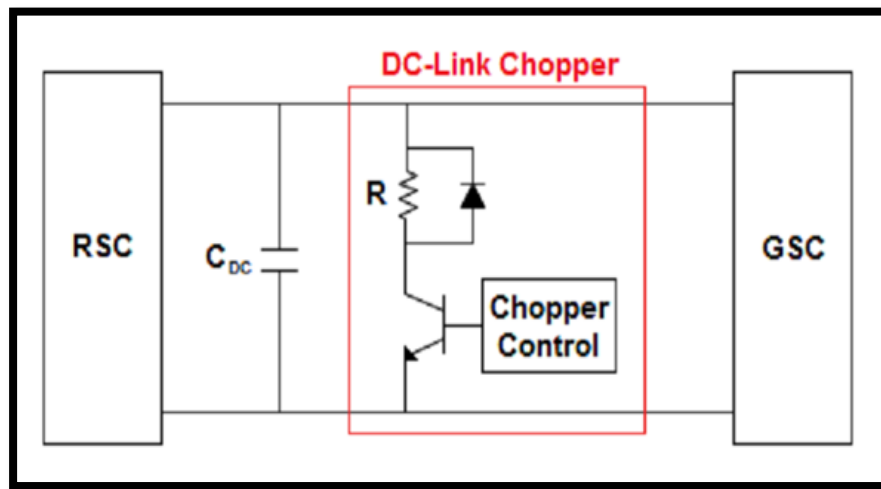


Figure III. 17: Le schéma électrique équivalent de circuit hacheur de freinage.

5.3 Méthode combinée (active + passive)

Pour les faibles niveaux de creux (entre 10-30 %) la stratégie de contrôle modifiée est utilisée, désactivant le contrôle classique ainsi que l'utilisation la protection matérielle SDBR. Alors que pour les importants creux (supérieure à 30%), la stratégie de contrôle modifiée est désactivée, et la SDBR est utilisée avec le contrôle classique.

La commande de la stratégie du contrôle modifiée (Figure III.18) est déclenchée en cas de sur-courants sur les enroulements rotoriques ($I_r > 0.85 \text{ pu}$), avec condition que la profondeur du creux est supérieure à 30% ($V_g > 0.7$). La détection de la profondeur du creux est déterminée par la tension V_g .

La commande de la stratégie SDBR est déclenchée en cas d'une baisse inférieure à 30% de la tension nominale ($V_g < 0.7$).

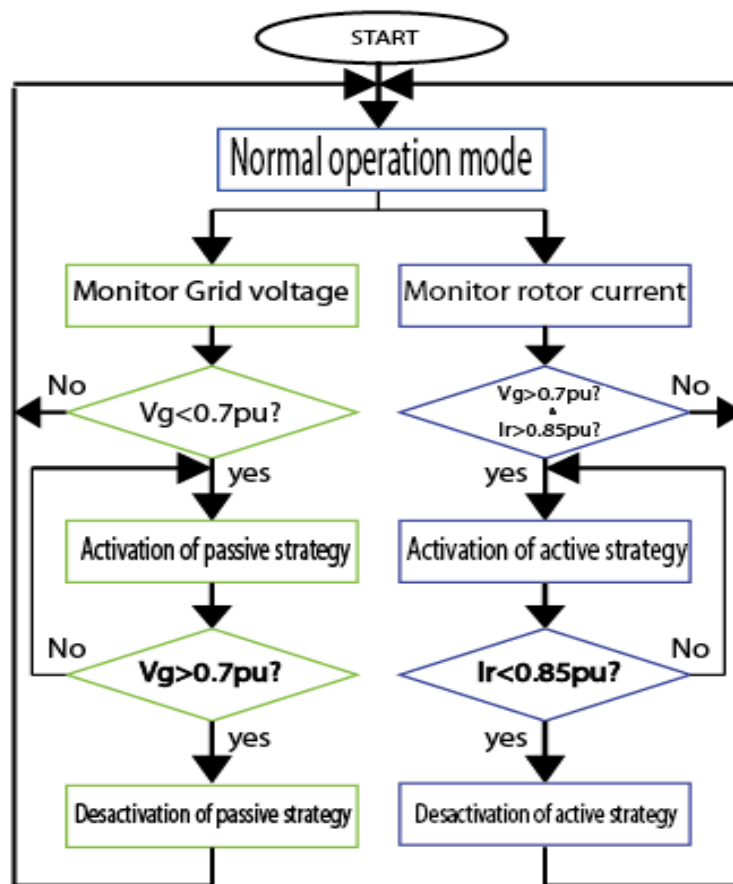


Figure III. 18: La commande de la stratégie de contrôle modifiée.

Pour la commande de DC-CHOPPER (Figure III.19) une fois une surtension de V_{dc} est détectée, l'interrupteur se ferme, et l'excès d'énergie est dissipé à travers la résistance, limitant ainsi la tension V_{dc} .

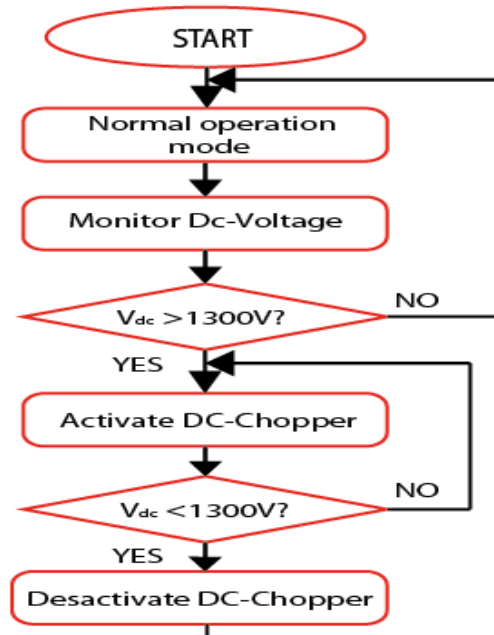


Figure III. 19: L'algorithme de commande de DC-chopper.

5.4 Simulation

Pour vérifier l'efficacité de la stratégie du contrôle combiné, nous avons appliqué une série des creux de tension successifs comme indiqué sur la figure III.20. Les résultats obtenus comparent la stratégie proposée avec la méthode active, passive et sans stratégie.

- ❑ Le premier creux est appliqué à partir de $t=0.7s$, sa durée est 150ms, et sa profondeur 100%.
- ❑ Le deuxième creux de profondeur 25%, et de durée 200ms est appliqué à $t=1.2s$.

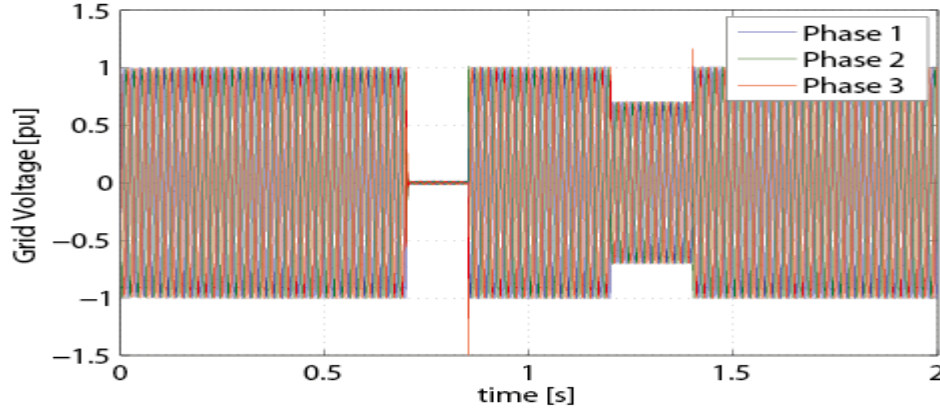


Figure III. 20: Creux appliqué sur la tension de réseau.

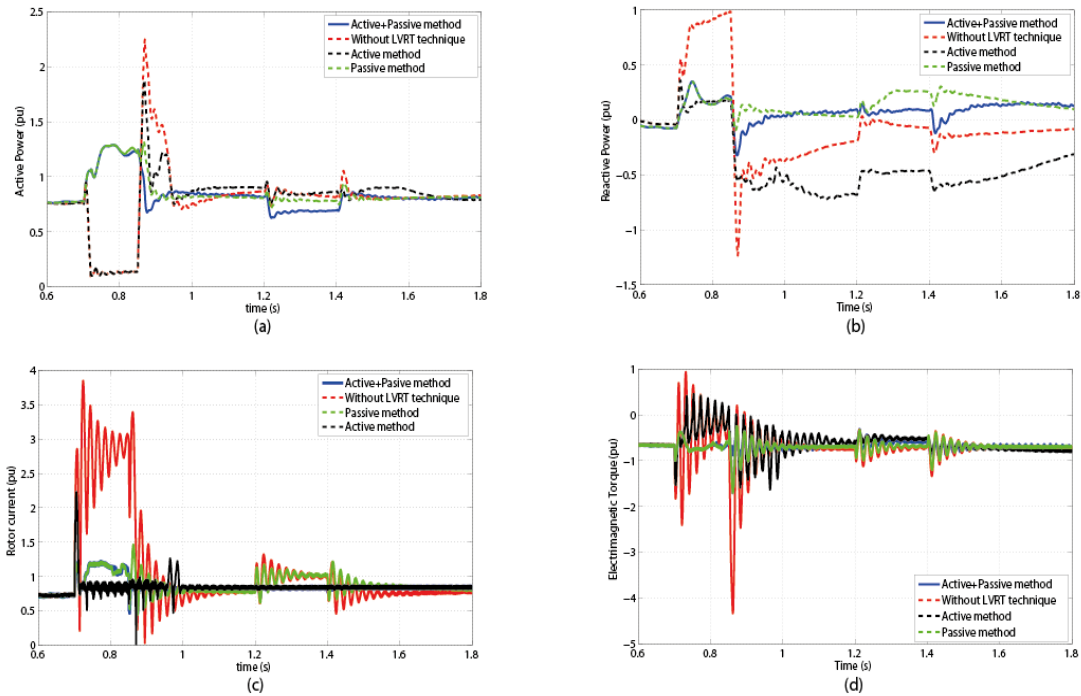


Figure III. 21: Les résultats de simulation (a) la puissance active, (b) la puissance réactive, (c) le courant rotorique et (d) le couple électromagnétique.

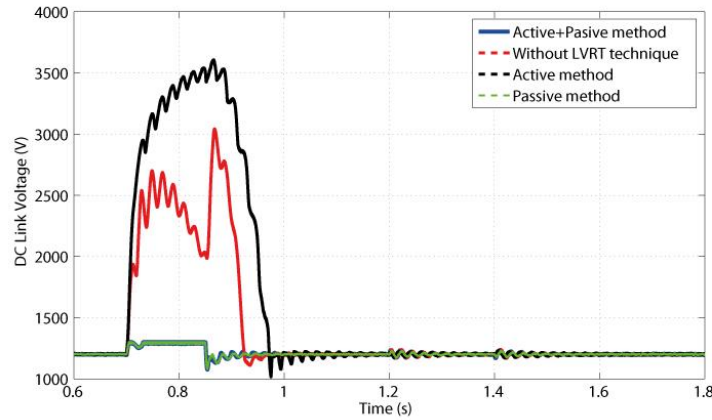


Figure III. 22: Les résultats de simulation pour la tension Vdc.

- Pour le 1^{er} creux, les perturbations du défaut ont été éliminées par la solution SDBR, tandis que pour le 2^{ème} creux de 25%, la stratégie de contrôle modifiée est employée.
- On remarque le maintien de la production de la puissance active avec la stratégie proposée durant le creux de 100% (Figure III.21 (a)). Au contraire sans stratégie la puissance active est presque nulle.
- La puissance réactive est restée dans les limites imposées par le Code-Grid (Figure III.21 (b)), il ne dépasse pas 0.4pu à la fourniture et 0.3pu à l'absorption. Par contre, sans la stratégie proposée la puissance réactive atteint 1pu à la fourniture et 1.2pu à l'absorption.
- La figure III.21 (c) montre que le courant rotorique est bien limité au voisinage de sa valeur nominale par la stratégie proposée durant toute la durée des creux appliqués. Par contre, sans stratégie le courant peut dépasser sa valeur maximale (3pu) ce qui peut endommager les convertisseurs de puissance.
- Les fortes oscillations du couple électromagnétique (Figure III.21 (d)) au cours d'apparition et disparition du défaut de largeur de 3.5 pu peuvent endommager la partie mécanique de la machine. Ces oscillations sont bien limitées par la stratégie proposée et ne dépassent pas une largeur de 0.5pu.
- Sur la figure III.22, la tension du bus continue est bien limitée à sa valeur maximale 1300 V avec la stratégie proposée, sans stratégie la tension peut dépasser deux fois la valeur maximale.

5.5 Conclusion

Ce chapitre présente une première stratégie pour LVRT d'une éolienne à vitesse variable à base de la MADA pour éviter de détruire les convertisseurs lorsque le système électrique est soumis à une défaillance de réseau triphasé. Cette stratégie est basée sur l'utilisation des résistances d'amortissement ainsi que des dispositifs de commutations couplés au CCR qui augmente la résistance du rotor et réduit considérablement le courant d'appel du rotor aux instants d'apparition et de disparition de défaut sur le réseau électrique. Ensuite, nous avons proposé une autre méthode dite « active » reposant sur le contrôle du flux rotorique durant le défaut. En effet, grâce à cette deuxième stratégie le courant de défaut et la surtension dans le bus continu sont limités, et la capacité de la MADA à lutter contre les défauts a été améliorée. Toutefois, cette solution reste limitée, elle ne peut être applicable que pour les faibles creux de tension. Pour remédier à ce problème, nous avons proposé une autre solution dite « passive » qui consiste en l'ajout d'une résistance SDBR en série avec le stator, ceci permet d'augmenter la tension statorique et par la suite réduire la composante continue au niveau du flux durant les

creux de tension. Cela permettrait de réduire les survoltages au niveau du rotor et par conséquent éviter les pics de courant rotorique. Ensuite, nous avons proposé l'ajout d'un circuit de limitation de tension du bus continu DC Chopper inséré en parallèle avec le condensateur, pour limiter la tension V_{dc} .

À la fin de ce chapitre, et vu les avantages offerts par les deux méthodes et afin d'extraire le maximum d'avantage des différentes stratégies proposées, nous avons proposé une stratégie qui combine les deux solutions. L'idée est de permettre la sélection de la solution adéquate en fonction de la profondeur du creux de tension. La stratégie a été vérifiée pour différentes profondeurs de creux.

Les résultats de simulation montrent que la stratégie combinée proposée diminue de façon significative les valeurs de crête des courants statoriques et rotoriques et minimise les oscillations du couple électromagnétique et les surtensions de V_{dc} aux instants d'apparition et de disparitions des défauts, ce qui améliore la capacité de la MADA pour assurer un bon fonctionnement et satisfaire aux exigences dictées par le Code-Grid

Conclusion générale

Le sujet de cette thèse porte sur l'amélioration de l'intégration des énergies éoliennes au réseau électrique de transport Marocain. En abordant d'une part l'évaluation de la capacité d'accueil du réseau électrique et les solutions envisageables pour intégrer plus d'EnR. D'autre part, en renforçant la protection des éoliennes à base de la MADA par des procédés permettant d'assurer une continuité accrue en cas de défaut du réseau tout en respectant les exigences du Code-Grid.

Dans le premier chapitre, le contexte de nos travaux de recherches a été présenté. Nous avons défini l'architecture détaillée d'un réseau électrique et le principe de son fonctionnement. Nous avons ensuite passé à la présentation des contraintes spécifiques caractérisant les énergies éoliennes et les difficultés qui en résultent en cas de raccordement au réseau électrique. Ceci définit de nouveaux défis pour les gestionnaires des réseaux électriques apparaissent le caractère intermittent des éoliens, ce qui rend la tâche de maintenir l'équilibre offre-demande à tout instant très difficile voir à risque. Dans ce même chapitre il a été présenté également les exigences du Code-Grid en tant que contrat reliant les opérateurs systèmes électriques et les producteurs d'énergie éolienne et qui définit les conditions auxquelles les éoliennes doivent répondre pour autoriser leurs raccordements au réseau électrique.

Le deuxième chapitre a été entamé par un rappel du contexte énergétique Marocain et un état des lieux des installations éoliennes disponibles actuellement et les installations prévues d'être raccordées au réseau électrique d'ici 2030. La suite de ce chapitre a été consacrée à la présentation du concept de la capacité d'accueil qui constitue un élément décisif dans la définition de la quantité d'énergie éolienne qui peut être injectée dans le réseau électrique sans impacter sa sécurité de fonctionnement. Ce concept a été déployé pour étudier la capacité du réseau électrique Marocain à intégrer tous les parcs éoliens prévus d'ici 2030 totalisant une puissance installée de 4000MVA. Pour ce faire, nous avons calculé la prévision de la demande d'électricité au Maroc à l'horizon de 2030 en utilisant la méthode des séries chronologiques. À partir des résultats de calcul obtenu, nous avons dressé les monotones de charges en absence des STEPs dans un premier lieu, puis en les intégrant au système électrique dans un deuxième lieu. Avec cette méthode, nous avons pu calculer les capacités d'accueils dans les deux cas de figure et nous avons affirmé l'avantage offert par les STEPs pour améliorer significativement la capacité d'accueil. L'étude effectuée dans ce cadre montre que les projets STEP programmés par le Maroc d'ici 2030 sont suffisants pour combler le déficit en capacité d'accueil.

Le troisième chapitre a été consacré à la présentation de certaines stratégies de protection de l'éolienne contre les différents types de défaut survenant sur le réseau électrique. Nous nous sommes intéressés aux creux de tension, qui sont les perturbations les plus prépondérantes sur le réseau. Les stratégies proposées sont soit à base des méthodes actives par l'amélioration de la stratégie de commande et d'autres passives par l'ajout des protections matérielles. Les résultats de simulations ont montré que:

- ❑ La première stratégie permet de maintenir la production du système éolien à base de la MADA, et requis pour éviter la détérioration des convertisseurs quand le réseau électrique rencontre un défaut. La stratégie présentée est basée sur l'utilisation des résistances d'amortissement et des dispositifs de commutation connectée entre le rotor et le convertisseur côté rotor SCDR (Series

Connected Damping Resistances). Les résultats de la simulation des systèmes montrent que LVRT régule la tension DC et réduit la valeur maximale du courant rotorique et statorique, couples électromagnétiques, il diminue aussi les oscillations de couples électromagnétiques et la tension de circuit intermédiaire durant le défaut et améliore la capacité LVRT de la MADA.

- ❑ Dans la deuxième stratégie, nous avons proposé l'association de deux plans de protection :
 - Le premier est une méthode active reposant sur le contrôle du flux rotorique durant le défaut, en effet, grâce à la stratégie proposée le courant de défaut et la surtension dans le bus continu sont limités, et la capacité de la MADA à lutter contre les défauts a été améliorée. Toutefois, nous avons montré que cette solution est limitée, elle ne peut être applicable que pour les faibles creux de tension.
 - Le deuxième est une méthode passive se basant sur l'ajout d'une résistance SDBR en série avec le stator, pour augmenter la tension statorique et par la suite réduire la composante continue au niveau du flux, durant les creux de tension. Cela permettrait de réduire les survoltages au niveau du rotor et par conséquent éviter les pics de courant rotorique. Ensuite, nous avons proposé l'ajout d'un circuit de limitation de tension du bus continu DC Chopper inséré en parallèle avec le condensateur, pour limiter la tension Vdc.
 - Après nous avons proposé une stratégie qui regroupe deux solutions, et permet la sélection de la solution optimale en fonction de degré du creux. En cas de faible creux, on fait appel à la stratégie active et en cas de creux profonds on fait appel à la stratégie passive. Cette stratégie combinée a été vérifiée pour différentes profondeurs de creux et a donné des résultats intéressants.

D'après ce qui précède, il faut noter que les travaux réalisés ont tous comme objectif d'améliorer l'intégration des énergies renouvelables à base des éoliennes au réseau électrique en mettant en évidence certains aspects liés à la capacité d'accueil du réseau et au renforcement de la protection des commandes des éoliennes à base de la MADA pour atténuer l'effet négatif des contraintes qui caractérisent une production d'énergie à base d'éolien. Cependant, et comme perspectives futures, il faut noter que ce travail peut être complété par d'autres travaux de recherche afin d'améliorer d'avantage l'intégration de l'énergie éolienne dans le réseau sans impacter sa sécurité de fonctionnement, on note essentiellement ce qui suit :

- ❑ Étudier la possibilité d'améliorer la capacité d'accueil du réseau en évaluant l'apport des centrales de production autres que les STEPs prévues d'être développés au Maroc d'ici 2030.
- ❑ Généraliser l'étude de la capacité d'accueil pour tenir compte des scénarios d'exploitation du réseau électrique dans des conditions défavorables afin de maximiser l'intégration des EnR au réseau sans impacter son fonctionnement.
- ❑ Mettre en œuvre les différentes méthodes de protection de la MADA expérimentalement et illustrer les limites des différentes techniques comparées les unes aux autres.

- ❑ Étudier pour différents codes de réseau, la pertinence des différentes méthodes de protection MADA avec la capacité LVRT.
- ❑ Élargir l'étude pour vérifier la bonne protection de la MADA contre tous les autres types de défauts qui peuvent surgir sur le réseau et proposer des solutions dans ce sens.
- ❑ Étudier les réseaux électriques intelligents du futur et évaluer leurs apports en termes d'amélioration de l'intégration des EnR au réseau.

Références

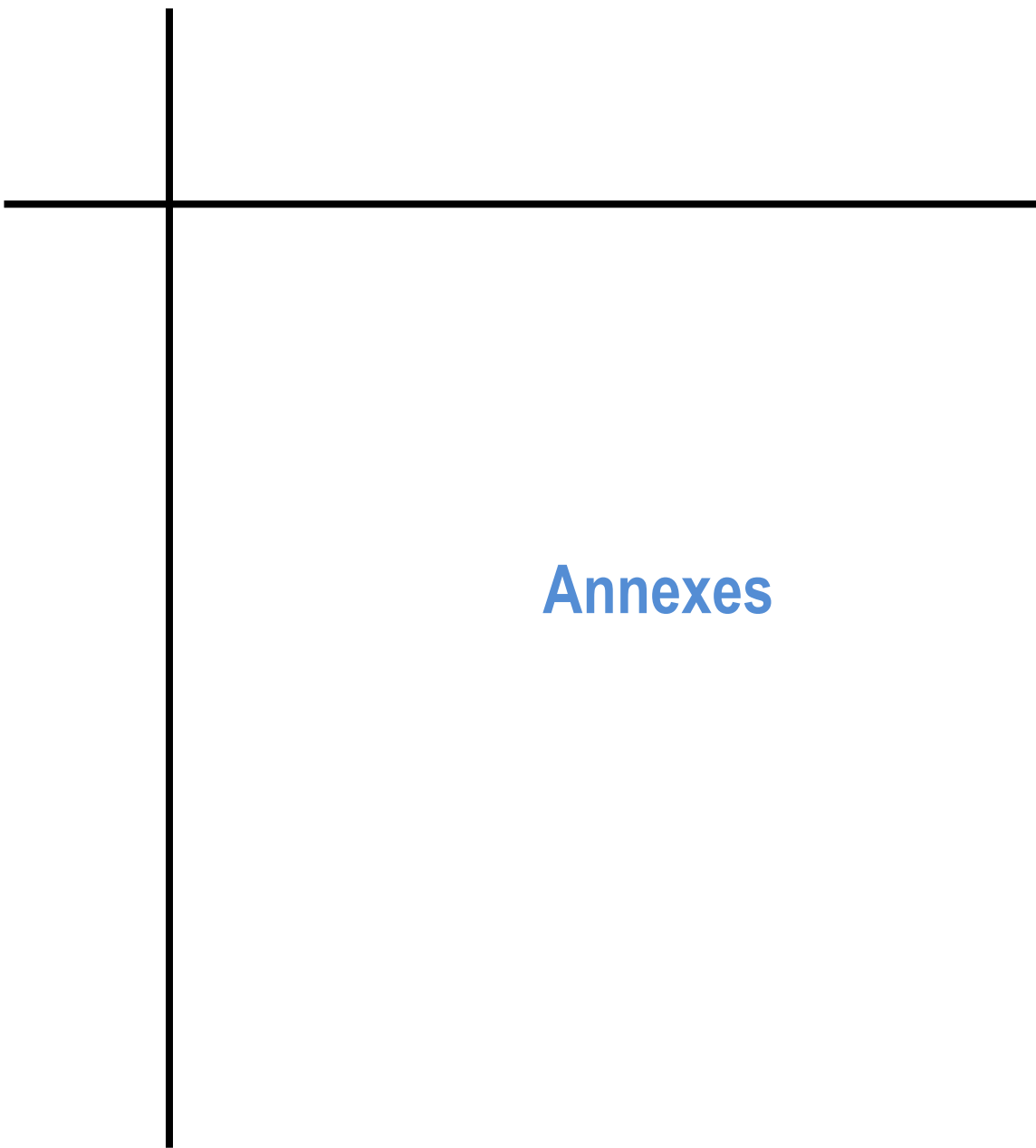
- [1] THURNHERR, Tobias et SCHAUB, Christoph G. Vent debout: PCS 6000 STATCOM stabilise le réseau électrique et favorise l'intégration des énergies renouvelables. Revue ABB, 2010, no 1, p. 16-19.
- [2] MULTON, Bernard, ROBIN, Gaël, RUELLAN, Marie, et al. Situation énergétique mondiale à l'aube du 3ème millénaire. Perspectives offertes par les ressources renouvelables. revue 3EI, 2004, p. pp. 20-33.
- [3] GERGAUD, Olivier. Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur. 2002. Thèse de doctorat. École normale supérieure de Cachan-ENS Cachan.
- [4] BOUTAUD, Aurélien et GONDRAN, Natacha. V. Le calcul de l'empreinte écologique. La Découverte, 2009.
- [5] MUHON, Bernard. Stocker l'électricité: Oui, c'est indispensable, et c'est possible! pourquoi, où, comment. 2003.
- [6] MIRECKI, Adam. Étude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance. 2005. Thèse de doctorat. Institut National Polytechnique de Toulouse.
- [7] DIPAMA, Jean. Optimisation multi-objectif des systèmes énergétiques. 2010. Thèse de doctorat. École Polytechnique de Montréal.
- [8] MAKANSI, Jason. Combined-cycle powerplants. Power, 1990, vol. 134, no 6, p. 91-126.
- [9] TRILLAT-BERDAL, Valentin, SOUYRI, Bernard, et ACHARD, Gilbert. Intégration énergétique dans les bâtiments: utilisation combinée de l'énergie solaire et de la géothermie basse température. Thèse de doctorat, Université de Savoie, 2006.
- [10] TOUNSI, Bayram. Étude comparative de groupes électrogènes embarqués à large gamme de vitesse variable associant machines à aimants permanents et conversion statique. 2007. Thèse de doctorat.
- [11] DIXON, R., ECKHART, M., HALES, D., et al. Rapport mondial 2012 sur les énergies renouvelables 2012. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, 2012, p. 1-20.
- [12] GAUTHIER, Mario et SIMARD, Louis. Le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement du Québec: genèse et développement d'un instrument voué à la participation publique. Télescope, 2011, vol. 17, no 1, p. 39-67.
- [13] DEBBARH, Mounir. l'énergie: développement énergétique au Maroc depuis 1955, perspectives 2025. Rapport sur les perspectives du Maroc à l'horizon, 2004, vol. 2025.
- [14] Pigenet, Nazim. Mise en place des outils de suivi de prédiction de la demande électrique à l'échelle d'un territoire, application au département du Lot. Diss. Université de Toulouse, Université Toulouse III-Paul Sabatier, 2009.
- [15] RICHARDOT, Olivier. Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée. 2006. Thèse de doctorat. Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG.
- [16] AMIN, S. Massoud et WOLLENBERG, Bruce F. Toward a smart grid: power delivery for the 21st century. IEEE power and energy magazine, 2005, vol. 3, no 5, p. 34-41.
- [17] Prelle, Thomas. *Gestion optimisée d'un modèle d'agrégation de flexibilités diffuses*. Diss. Ecole des Mines de Nantes, 2014.
- [18] Morsel, Henri. "L'hydroélectricité." *Histoire de l'électricité en France* (1991): 1881-1918.
- [19] Davigny, Arnaud. *Participation aux services système de fermes d'éoliennes à vitesse variable intégrant du stockage inertiel d'énergie*. Diss. Thèse de doctorat, 2007, Université des sciences et technologies de Lille, France, 2007.

- [20] Hadji, Boubakeur. *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*. Diss. Université Mohamed Khider-Biskra, 2017.
- [21] Bailly, Boris, and Frédéric Rosenstein. "Planification du réseau de transport d'électricité et maîtrise de la demande d'électricité: vers une complémentarité des objectifs?." *Flux 4* (2003): 28-35.
- [22] RICHARDOT, Olivier. Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée. 2006. Thèse de doctorat. Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG.
- [23] BERSENEFF, Boris. Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur. 2010. Thèse de doctorat. Université de Grenoble.
- [24] Khezami, Nadhira. *Commande multimodèle optimale des éoliennes: Application à la participation des éoliennes au réglage de la fréquence*. Diss. Ecole Centrale de Lille, 2011.
- [25] Cosson, Marjorie. *Stabilité du réseau électrique de distribution. Analyse du point de vue automatique d'un système complexe*. Diss. Paris Saclay, 2016.
- [26] Davigny, Arnaud. *Participation aux services système de fermes d'éoliennes à vitesse variable intégrant du stockage inertiel d'énergie*. Diss. Thèse de doctorat, 2007, Université des sciences et technologies de Lille, France, 2007.
- [27] Maugis, J. J. "Etude de réseaux de transport et de distribution de fluide." *RAIRO-Operations Research* 11.2 (1977): 243-248.
- [28] Lippmann, Gabriel. *Relations entre les phénomènes électriques et capillaires*. Diss. Gauthier-Villars, 1875.
- [29] BERSENEFF, Boris. Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur. 2010. Thèse de doctorat. Université de Grenoble.
- [30] LOWINSKY, Luc Anthony. *Nouvelle topologie de Compensateur de Puissance Réactive pour les Réseaux Ferrés 25 kV/50 Hz*. 2010. Thèse de doctorat.
- [31] BÉSANGER, Yvon. Vers L'amélioration De La Sécurité Des Réseaux Electriques De Puissance. 2006. Thèse de doctorat. Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG.
- [32] LUND, Henrik. Renewable energy strategies for sustainable development. *Energy*, 2007, vol. 32, no 6, p. 912-919.
- [33] SAGUAN, Marcelo, PEREZ, Yannick, et GLACHANT, Jean-Michel. L'architecture de marchés électriques: l'indispensable marché du temps réel d'électricité. *Revue d'économie industrielle*, 2009, no 3, p. 69-88.
- [34] GARCÍA, Miguel R. Duvison et CUENCA, Ana Rivas. L'intégration des énergies renouvelables au système électrique espagnol. In : *Annales des Mines-Responsabilité et environnement*. ESKA, 2013. p. 75-84.
- [35] ROGEZ, Vincent. Modélisation simplifiée de sources de production décentralisée pour des études de dynamique des réseaux. Application à l'intégration d'une production éolienne dans un réseau de distribution insulaire. Th: Génie Electrique: Université d'Artois, Béthune, 2004.
- [36] SLOOTWEG, J. G. et KLING, W. L. Impacts of wind power on power system Dynamics. *Wind power in power systems*, 2005, p. 629-651.
- [37] MENCK, Peter J., HEITZIG, Jobst, KURTHS, Jürgen, et al. How dead ends undermine power grid stability. *Nature communications*, 2014, vol. 5, p. 3969.
- [38] HWANG, K. J. et KNIPPERS, J. Stability of single layered grid shells with various connectors. *Proceeding of the ICSA*, 2010, p. 163-164.
- [39] ALTIN, Müfit, GÖKSU, Ömer, TEODORESCU, Remus, et al. Overview of recent grid codes for wind power integration. In : *Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM)*, 2010 12th International Conference on. IEEE, 2010. p. 1152-1160.

- [40] MOHSENI, Mansour et ISLAM, Syed M. Review of international grid codes for wind power integration: Diversity, technology and a case for global standard. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2012, vol. 16, no 6, p. 3876-3890.
- [41] IOV, Florin, HANSEN, Anca Daniela, SØRENSEN, Poul Ejnar, et al. Mapping of grid faults and grid codes. Risø National Laboratory, 2007.
- [42] OBANDO-MONTAÑO, Andrés Felipe, CARRILLO, Camilo, CIDRÁS, José, et al. A STATCOM with supercapacitors for low-voltage ride-through in fixed-speed wind turbines. *Énergies*, 2014, vol. 7, no 9, p. 5922-5952.
- [43] Apricum GmbH, Morocco: The Western Gateway to MENAs Renewable Energy Market. <http://www.res4med.org>, 2015.
- [44] T. Kousksou, A. Allouhi, M. Belattar, A. Jamil, T. El Rhafiki, A. Arid, & Y. Zeraouli. 'Renewable energy potential and national policy directions for sustainable development in Morocco'. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 47, 46-57, 2015.
- [45] -MENA-SELECT, Country Fact Sheet Morocco Energy and Development at a glance 2016. <https://germanwatch.org/en/download/15121.pdf>, 2016.
- [46] C. Richts. 'The Moroccan solar plan. A comparative analysis of CSP and PV utilization until 2020'. 2012.
- [47] Presentation by Brahim Oumounah. 'Intégration des énergies renouvelables dans les systèmes électriques nationaux'. ONEE-COP22, <http://www.oneecop22.ma>, 2016
- [48] A. Allouhia, O. Zamzouma , M.R. Islamb , R. Saidurc , T. Kousksoud , A. Jamila , A. Derouich, 'Evaluation of wind energy potential in Morocco's coastal regions', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Volume 72, May 2017, Pages 311-324.
- [49] Moroccan-German Energy Partnership PAREMA, Renewable energy and energy-efficiency in Morocco, <http://dkti-maroc.org>, 2015.
- [50] Abdellatif Nouri, Mohamed Ait Babram, Elmostafa Elwarraki, MustaphaENZili 'Moroccan wind farm potential feasibility. Case study', *Energy Conversion and Management*. Volume 122, 15 August 2016, Pages 39-51.
- [51] Mohammed HAJROUN, 'Les grands chantiers du secteur électrique'. Ministère de l'Énergie, des Mines, de l'Eau et de l'Environnement 13 janvier 2016.
- [52] MEMEE, 3eme communication nationale du Maroc a la Convention Cadre des Nation Unites sur les Changements Climatiques. 2016. Rabat.
- [53] Conférence sur l'énergie solaire photovoltaïque Technologies pour la consommation propre dans l'industrie - Approvisionnement en eau, 'Développement de l'énergie solaire au Maroc', 28 novembre 2017.
- [54] Ministry of Energy, Mines, Water and the Environment (MEMEE), Grandes lignes de la stratégie énergétique 2020 et 2030. Dossier de Presse, July 21, 2008.
- [55] Amin Bennouna and Charaf El Hebil, 'Energy needs for Morocco 2030, as obtained from GDP-energy and GDP-energy intensity correlations'. *Energy Policy* Volume 88, January 2016, Pages 45-55.
- [56] M.G.Kendall, & J.K.Ord, *Time-series*, London : Edward Arnold, 1990.
- [57] E. Almeshaiei, & H. Soltan. 'A methodology for electric power load forecasting'. *Alexandria Engineering Journal*, 50(2), 137-144, 2011.
- [58] H. Hahn, S. Meyer-Nieberg, & S. Pickl. 'Electric load forecasting methods: Tools for decision making'. *European Journal of Operational Research*, 199(3), 902-907, 2009.

- [59] African Development Bank (AfDB). Approves US\$800 million in loans to advance Morocco's wind and solar ambitions, 3 Septembre 2012. Available from www.afdb.org/en/news-and-events/article; 2012 [accessed December 2012].
- [60] Tournery, Jean-Francois, Pumped energy transfer stations (STEP). Encyclopédie de l'Énergie, Grenoble INP - Ense3, Ecole Nationale Supérieure de l'Énergie, l'Eau et l'Environnement, 2015.
- [61] 'Décret relatif aux opérations sur les installations électriques ou dans leur voisinage', n° 2010-1118 du 22 septembre 2010.
- [62] Mohamed TAJAYOUTI, 'Modélisation du réseau électrique -Fonctionnement du réseau électrique', http://dkti.lifemozdev.com/wpcontent/uploads/sites/61/2016/07/Contenu-Systemes-Photovoltaiques-raccordes-au-reseau-electrique-octobre-2015/les-reseaux-electriques_Tajayouti.pdf 05-08 Octobre 2015.
- [63] Mirecki, Adam. *Étude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance*. Diss. Institut National Polytechnique de Toulouse, 2005.
- [64] Poitiers, Frédéric. *Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne-machine asynchrone a cage autonome-machine asynchrone a double alimentation reliée au réseau*. Diss. Université de Nantes, 2003.
- [65] Drid, Saïd. *Contribution à la modélisation et à la commande robuste d'une machine à induction double alimentée à flux orienté avec optimisation de la structure d'alimentation: théorie et expérimentation*. Diss. PhD Thesis, University of Batna, Algeria, 2005.
- [66] BOUKHRIS, Youness, MAKRINI, Aboubakr El, MOUSSAOUI, Hassan El, *et al.* Low voltage ride-through capability improvement of doubly fed induction generator using series connected damping resistances. *International Journal of Modelling, Identification and Control*, 2017, vol. 28, no 2, p. 167-176.
- [67] EL MAKRINI, Aboubakr, EL KARKRI, Yassir, BOUKHRIS, Youness, *et al.* LVRT Control Strategy of DFIG Based Wind Turbines Combined the Active and Passive Protections. *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, 2017, vol. 7, no 3, p. 1258-1269.
- [68] Muller, Set, M. Deicke, and Rik W. De Doncker. "Doubly fed induction generator systems for wind turbines." *IEEE Industry applications magazine* 8.3 (2002): 26-33.
- [69] XU, Lie et WANG, Yi. Dynamic modeling and control of DFIG-based wind turbines under unbalanced network conditions. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2007, vol. 22, no 1, p. 314-323.
- [70] EKANAYAKE, Janaka B., HOLDSWORTH, Lee, WU, XueGuang, *et al.* Dynamic modeling of doubly fed induction generator wind turbines. *IEEE transactions on power systems*, 2003, vol. 18, no 2, p. 803-809.
- [71] HUGHES, F. Michael, ANAYA-LARA, Olimpo, JENKINS, Nicholas, *et al.* Control of DFIG-based wind generation for power network support. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2005, vol. 20, no 4, p. 1958-1966.
- [72] MOHSENI, Mansour, ISLAM, Syed M., et MASOUM, Mohammad AS. Enhanced hysteresis-based current regulators in vector control of DFIG wind turbines. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2011, vol. 26, no 1, p. 223-234.
- [73] XU, Lie et CARTWRIGHT, Phillip. Direct active and reactive power control of DFIG for wind energy generation. *IEEE Transactions on energy conversion*, 2006, vol. 21, no 3, p. 750-758.
- [74] MIAO, Zhixin, FAN, Lingling, OSBORN, Dale, *et al.* Control of DFIG-based wind generation to improve interarea oscillation damping. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2009, vol. 24, no 2, p. 415-422.
- [75] Phan, Dinh-Chung, and Shigeru Yamamoto. "Rotor speed control of doubly fed induction generator wind turbines using adaptive maximum power point tracking." *Energy* 111 (2016): 377-388.

- [76] BAROUDI, Jamal A., DINAHAHI, Venkata, et KNIGHT, Andrew M. A review of power converter topologies for wind generators. *Renewable Energy*, 2007, vol. 32, no 14, p. 2369-2385.
- [77] ZHANG, Qi-wei et CAI, Xu. Maximum wind energy tracking wind turbine system and simulation [J]. *Electric Machines & Control Application*, 2007, vol. 5, p. 013.
- [78] ERLICH, Istvan, WREDE, Holger, et FELTES, Christian. Dynamic behavior of DFIG-based wind turbines during grid faults. In : *Power Conversion Conference-Nagoya, 2007. PCC'07*. IEEE, 2007. p. 1195-1200.
- [79] MORREN, Johan et DE HAAN, Sjoerd WH. Ridethrough of wind turbines with doubly-fed induction generator during a voltage dip. *IEEE Transactions on energy conversion*, 2005, vol. 20, no 2, p. 435-441.
- [80] HANSEN, Anca D. et MICHALKE, Gabriele. Fault ride-through capability of DFIG wind turbines. *Renewable energy*, 2007, vol. 32, no 9, p. 1594-1610.
- [81] HU, Sheng, LIN, Xinchun, KANG, Yong, *et al.* An improved low-voltage ride-through control strategy of doubly fed induction generator during grid faults. *IEEE transactions on power electronics*, 2011, vol. 26, no 12, p. 3653-3665.
- [82] SALLES, Maurício BC, HAMEYER, Kay, CARDOSO, José R., *et al.* Crowbar system in doubly fed induction wind generators. *Energies*, 2010, vol. 3, no 4, p. 738-753.



Annexes

Annexe 1

**Conditions de raccordement des éoliennes et parcs solaires à
base de PV au réseau national Marocain (Source ONEE)**

Flicker : Les valeurs limites pour le flicker en conformité avec le rapport technique CEI 610003-7 dans les réseaux HT et THT sont : $P_{st} = 0.8$ $P_{lt} = 0.6$

Déséquilibre de la tension : Le taux de déséquilibre de la tension est donné par le rapport en % de la composante inverse de la tension sur la composante directe. La valeur limite de déséquilibre en THT est de 1% en se basant sur la norme CEI 1000-2- 2.

Fourniture/absorption du réactif et mode de réglage : Le parc doit permettre la fourniture et l'absorption du réactif : **Absorption** : Au moins entre 0 et 0.3Pn

Fourniture : Au moins entre 0 et 0.4Pn

Pn étant la puissance nominale du Parc Éolien. Le parc doit assurer le réglage de la tension au niveau du jeu de barres de la Tension la plus haute du poste d'évacuation du parc éolien moyennant des boucles de régulation avec consigne « Tension ».

Tenue aux variations de fréquence : Situation normale : $50 \pm 0,1\text{Hz}$;
Situation dégradée : $50 + 2\text{Hz}/-2.5\text{Hz}$.

Tenue au creux de la tension : Le parc doit tenir pour des creux de tension allant jusqu'à 80%Un pendant 600ms.

Harmoniques : Le tableau ci-dessous donne les valeurs limites des niveaux des tensions harmoniques (en pourcentage de la tension nominale) en HT et THT conformément à la norme CEI 61000-3-6 :

Rangs impairs non multiples de 3		Rangs impairs multiples de 3		Rangs pairs	
Rang h	Tension Harmonique (%)	Rang h	Tension Harmonique (%)	Rang h	Tension Harmonique (%)
5	2	3	2	2	1.5
7	2	9	1	4	1
11	1.5	15	0.3	6	0.5
13	1.5	21	0.2	8	0.4
17	1	>21	0.2	10	0.4
19	1			12	0.2
23	0.7			>12	0.2
25	0.7				
>25	$0.2 + 0.5 \times 25/h$				
Taux de distorsion harmonique total (THD) : 3% en HT-THT					

Tenue aux variations de la tension : **60KV** $\pm 10\%$ **225KV** $+8,7/-10\%$ **400KV** $\pm 5\%$.

Annexe 2

Calcul de la prévision de la demande pour les années 2017 à 2030

Année	Mois	Indice	Facteur saisonnier F_{si}	Énergie prévue ajustée
2017	Janvier	109	0,97594807	3095,06998
2017	Février	110	0,89352439	2843,13206
2017	Mars	111	0,97312851	3106,72542
2017	Avril	112	0,96039815	3076,24747
2017	Mai	113	1,01692539	3268,07177
2017	Juin	114	1,0375433	3345,31144
2017	Juillet	115	1,10967709	3589,63339
2017	Août	116	1,1052971	3587,16216
2017	Septembre	117	1,01344876	3299,80031
2017	Octobre	118	1,01138747	3303,79224
2017	Novembre	119	0,93586961	3067,01036
2017	Décembre	120	0,96685218	3178,77792
2018	Janvier	121	0,97594807	3219,01149
2018	Février	122	0,89352439	2956,60609
2018	Mars	123	0,97312851	3230,30885
2018	Avril	124	0,96039815	3198,2142
2018	Mai	125	1,01692539	3397,21723
2018	Juin	126	1,0375433	3477,07528
2018	Juillet	127	1,10967709	3730,55794
2018	Août	128	1,1052971	3727,53047
2018	Septembre	129	1,01344876	3428,50425
2018	Octobre	130	1,01138747	3432,2344
2018	Novembre	131	0,93586961	3185,86206
2018	Décembre	132	0,96685218	3301,56428
2019	Janvier	133	0,97594807	3342,95299
2019	Février	134	0,89352439	3070,08011
2019	Mars	135	0,97312851	3353,89228
2019	Avril	136	0,96039815	3320,18092
2019	Mai	137	1,01692539	3526,36268
2019	Juin	138	1,0375433	3608,83913
2019	Juillet	139	1,10967709	3871,48249
2019	Août	140	1,1052971	3867,89878
2019	Septembre	141	1,01344876	3557,20819
2019	Octobre	142	1,01138747	3560,67657
2019	Novembre	143	0,93586961	3304,71375
2019	Décembre	144	0,96685218	3424,35064
2020	Janvier	145	0,97594807	3466,89449
2020	Février	146	0,89352439	3183,55413
2020	Mars	147	0,97312851	3477,4757
2020	Avril	148	0,96039815	3442,14764

2020	Mai	149	1,01692539	3655,50814
2020	Juin	150	1,0375433	3740,60298
2020	Juillet	151	1,10967709	4012,40704
2020	Août	152	1,1052971	4008,26709
2020	Septembre	153	1,01344876	3685,91213
2020	Octobre	154	1,01138747	3689,11873
2020	Novembre	155	0,93586961	3423,56545
2020	Décembre	156	0,96685218	3547,137
2021	Janvier	157	0,97594807	3590,83599
2021	Février	158	0,89352439	3297,02816
2021	Mars	159	0,97312851	3601,05913
2021	Avril	160	0,96039815	3564,11437
2021	Mai	161	1,01692539	3784,6536
2021	Juin	162	1,0375433	3872,36683
2021	Juillet	163	1,10967709	4153,33159
2021	Août	164	1,1052971	4148,6354
2021	Septembre	165	1,01344876	3814,61607
2021	Octobre	166	1,01138747	3817,56089
2021	Novembre	167	0,93586961	3542,41715
2021	Décembre	168	0,96685218	3669,92336
2022	Janvier	169	0,97594807	3714,77749
2022	Février	170	0,89352439	3410,50218
2022	Mars	171	0,97312851	3724,64256
2022	Avril	172	0,96039815	3686,08109
2022	Mai	173	1,01692539	3913,79905
2022	Juin	174	1,0375433	4004,13068
2022	Juillet	175	1,10967709	4294,25614
2022	Août	176	1,1052971	4289,00371
2022	Septembre	177	1,01344876	3943,32
2022	Octobre	178	1,01138747	3946,00306
2022	Novembre	179	0,93586961	3661,26885
2022	Décembre	180	0,96685218	3792,70972
2023	Janvier	181	0,97594807	3838,71899
2023	Février	182	0,89352439	3523,9762
2023	Mars	183	0,97312851	3848,22599
2023	Avril	184	0,96039815	3808,04781
2023	Mai	185	1,01692539	4042,94451
2023	Juin	186	1,0375433	4135,89453
2023	Juillet	187	1,10967709	4435,1807
2023	Août	188	1,1052971	4429,37202
2023	Septembre	189	1,01344876	4072,02394
2023	Octobre	190	1,01138747	4074,44522
2023	Novembre	191	0,93586961	3780,12054
2023	Décembre	192	0,96685218	3915,49608
2024	Janvier	193	0,97594807	3962,66049
2024	Février	194	0,89352439	3637,45023

2024	Mars	195	0,97312851	3971,80942
2024	Avril	196	0,96039815	3930,01454
2024	Mai	197	1,01692539	4172,08997
2024	Juin	198	1,0375433	4267,65838
2024	Juillet	199	1,10967709	4576,10525
2024	Août	200	1,1052971	4569,74033
2024	Septembre	201	1,01344876	4200,72788
2024	Octobre	202	1,01138747	4202,88738
2024	Novembre	203	0,93586961	3898,97224
2024	Décembre	204	0,96685218	4038,28244
2025	Janvier	205	0,97594807	4086,601993
2025	Février	206	0,89352439	3750,92425
2025	Mars	207	0,97312851	4095,392845
2025	Avril	208	0,96039815	4051,98126
2025	Mai	209	1,01692539	4301,235425
2025	Juin	210	1,0375433	4399,42227
2025	Juillet	211	1,10967709	4717,0298
2025	Août	212	1,1052971	4710,108641
2025	Septembre	213	1,01344876	4329,43182
2025	Octobre	214	1,01138747	4331,329546
2025	Novembre	215	0,93586961	4017,823937
2025	Décembre	216	0,96685218	4161,068799
2026	Janvier	217	0,97594807	4210,543494
2026	Février	218	0,89352439	3864,398273
2026	Mars	219	0,97312851	4218,976273
2026	Avril	220	0,96039815	4173,947984
2026	Mai	221	1,01692539	4430,380882
2026	Juin	222	1,0375433	4531,186076
2026	Juillet	223	1,10967709	4857,954352
2026	Août	224	1,1052971	4850,476951
2026	Septembre	225	1,01344876	4458,135759
2026	Octobre	226	1,01138747	4459,771709
2026	Novembre	227	0,93586961	4136,675634
2026	Décembre	228	0,96685218	4283,855158
2027	Janvier	229	0,97594807	4334,484995
2027	Février	230	0,89352439	3977,872297
2027	Mars	231	0,97312851	4342,559701
2027	Avril	232	0,96039815	4295,914707
2027	Mai	233	1,01692539	4559,526339
2027	Juin	234	1,0375433	4662,949925
2027	Juillet	235	1,10967709	4998,878903
2027	Août	236	1,1052971	4990,845262
2027	Septembre	237	1,01344876	4586,839698
2027	Octobre	238	1,01138747	4588,213873
2027	Novembre	239	0,93586961	4255,527331
2027	Décembre	240	0,96685218	4406,641518

2028	Janvier	241	0,97594807	4458,426496
2028	Février	242	0,89352439	4091,34632
2028	Mars	243	0,97312851	4466,14313
2028	Avril	244	0,96039815	4417,881431
2028	Mai	245	1,01692539	4688,671796
2028	Juin	246	1,0375433	4794,713774
2028	Juillet	247	1,10967709	5139,803455
2028	Août	248	1,1052971	5131,213572
2028	Septembre	249	1,01344876	4715,543636
2028	Octobre	250	1,01138747	4716,656036
2028	Novembre	251	0,93586961	4374,379028
2028	Décembre	252	0,96685218	4529,427877
2029	Janvier	253	0,97594807	4582,367997
2029	Février	254	0,89352439	4204,820343
2029	Mars	255	0,97312851	4589,726558
2029	Avril	256	0,96039815	4539,848154
2029	Mai	257	1,01692539	4817,817252
2029	Juin	258	1,0375433	4926,477623
2029	Juillet	259	1,10967709	5280,728007
2029	Août	260	1,1052971	5271,581883
2029	Septembre	261	1,01344876	4844,247575
2029	Octobre	262	1,01138747	4845,098199
2029	Novembre	263	0,93586961	4493,230725
2029	Décembre	264	0,96685218	4652,214237
2030	Janvier	265	0,97594807	4706,309498
2030	Février	266	0,89352439	4318,294367
2030	Mars	267	0,97312851	4713,309986
2030	Avril	268	0,96039815	4661,814878
2030	Mai	269	1,01692539	4946,962709
2030	Juin	270	1,0375433	5058,241472
2030	Juillet	271	1,10967709	5421,652559
2030	Août	272	1,1052971	5411,950193
2030	Septembre	273	1,01344876	4972,951514
2030	Octobre	274	1,01138747	4973,540362
2030	Novembre	275	0,93586961	4612,082422
2030	Décembre	276	0,96685218	4775,000596

Annexe 3

Capacité des équipements de production additionnels(2016-2020) en cours de réalisation.

Type de production	Centrale	Technologie	Capacité (MW)	Lieu (Province)
PV	Noor Tafilalt – Erfut	Solaire photovoltaïque	25	Errachidia
	Noor Tafilalt – Missour	Solaire photovoltaïque	25	Missour
	Noor Tafilalt – Zagora	Solaire photovoltaïque	25	Zagora
CSP	NoorO II	Solaire CSP	200	Ouarzazate
	NoorO III	Solaire CSP	150	Ouarzazate
	Akhefnir 2	Énergie éolienne	100	Tan-Tan
Éolien	Khalla di	Énergie éolienne	120	Tanger
Charbon	Safi	Charbon	1386	Safi
Gaz	CCGT			
Pétrole	Tiznit	Combustible	72	Tiznit

Annexe 4

Capacité des équipements de production additionnels (2016-2020)
en cours de développement

Type de production	Centrale	Technologie	Capacité (MW)	Lieu (Province)
PV	Noor ArganaBoumalen	Solaire photovoltaïque	ND	Boumalen
	Noor ArganaErrahmana	Solaire photovoltaïque	ND	Errahamna
	Noor Argana Tensift	Solaire photovoltaïque	ND	Marrakesh
	Noor Atlas Ain Beni Mathar	Solaire photovoltaïque	ND	Ain Beni Mathar
	Noor Atlas Bouanane	Solaire photovoltaïque	ND	Bouanane
	Noor Atlas Boudnib	Solaire photovoltaïque	ND	Boudnib
	Noor Atlas Bouizakame	Solaire photovoltaïque	ND	BouiZakrane
	Noor Atlas Enjil	Solaire photovoltaïque	ND	Enjil
	Noor Atlas Outat El Haj	Solaire photovoltaïque	ND	Outat El Haj
	Noor Atlas Tantan	Solaire photovoltaïque	ND	Tantan
	Noor Atlas Tata	Solaire photovoltaïque	ND	Tata
	NoorO IV	Solaire photovoltaïque	70	Ouarzazate
	NoorB	Solaire photovoltaïque	80	Boujdour
	NoorL	Solaire photovoltaïque	20	Laayoune
CSP	NoorM	Solaire CSP et photovoltaïque	400	Midelt
	NoorT	Solaire CSP et photovoltaïque	400	Tata
	Boujdour	Énergie éolienne	100	Boujdour
Éolien	JbelAlhadid	Énergie éolienne	200	Essaouira
	KoudiaBaida	Énergie éolienne	300	Tetouan
	Midelt	Énergie éolienne	100	Midelt
	Tanger II	Énergie éolienne	150	Tanger
	Taza	Énergie éolienne	200	Taza
	Eolien Essaouira	Énergie éolienne	50	Essaouira
	Tiskrad	Énergie éolienne	300	Laayoune
Hydraulique	Boutferda	Énergie hydraulique	12	Beni Mellal
	Tillouguite I	Énergie hydraulique	12	Azilal
	Tillouguite II	Énergie hydraulique	12	Azilal
	El Menzel	Énergie hydraulique	125	Sefrou
	Mdez El Menzel	Énergie hydraulique	170	Khemisset
	Step Abdelmoumen	Énergie hydraulique (STEP)	350	Taroudant
	Imezedilfane	Énergie hydraulique	63	Khenifra
	Taskdert	Énergie hydraulique	38	Khenifra
	Tajemout	Énergie hydraulique	28	Fes
	MechraSfa	Énergie hydraulique	30	Nador
	Tarmast	Énergie hydraulique	14	Azilal
Charbon	Jerrada 165 MW en service et avec plan d'expansion pour un total de 318 MW d'ici décembre 2017	Charbon	318	Jerrada

Gaz	Mohammadia CCGT (ce projet consiste à transformer la centrale OCG existante de 300 MW susmentionnée en CCGT)	Turbine à gaz à cycle combiné (CCGT)	450	Mohammadia
	Kénitra GT (ce projet consiste à transformer la centrale OCGT existante de 300 MW susmentionnée en CCGT)	Turbine à gaz à cycle combiné (CCGT)	450	Kénitra
	Jorf Lasfar CCGT	Turbine à gaz à cycle combiné (CCGT)	1200	El Jadida
	Dhar Doum	Turbine à gaz à cycle combiné	1200	Tanger
	Oued El Makhazine	Turbine à gaz à cycle combiné (CCGT)	1200	Kénitra
	Al Wahda CCGT	Turbine à gaz à cycle combiné (CCGT)	1200	Ouezzane
	Tahaddart CCGT	Turbine à gaz à cycle combiné (CCGT)	600	Tanger

Annexe 5

Calcul des moyennes mobiles et du rapport saisonnier des
années 2008-2016

Année	Mois	Indice	Énergie mensuelle	Moyen mobile ordre 12	F _{sij}
2008	Janvier	1	2016,622		
2008	Février	2	1913,302		
2008	Mars	3	2043,688		
2008	Avril	4	2040,717		
2008	Mai	5	2115,119		
2008	Juin	6	2142,284		
2008	Juillet	7	2359,186		
2008	Août	8	2291,452		
2008	Septembre	9	2183,318		
2008	Octobre	10	2061,497		
2008	Novembre	11	1941,533		
2008	Décembre	12	1988,885	2091,46692	0,95095217
2009	Janvier	13	2077,517	2096,5415	0,99092577
2009	Février	14	1837,877	2090,25608	0,87925925
2009	Mars	15	2023,958	2088,61192	0,96904455
2009	Avril	16	2017,322	2086,66233	0,96676974
2009	Mai	17	2179,768	2092,04975	1,04192933
2009	Juin	18	2268,387	2102,55833	1,07886995
2009	Juillet	19	2479,922	2112,61967	1,17386108
2009	Août	20	2431,209	2124,26608	1,14449363
2009	Septembre	21	2175,808	2123,64025	1,02456525
2009	Octobre	22	2288,15	2142,528	1,06796737
2009	Novembre	23	2080,343	2154,0955	0,96576173
2009	Décembre	24	2142,363	2166,88533	0,98868314
2010	Janvier	25	2137,574	2171,89008	0,9841999
2010	Février	26	1902,539	2177,27858	0,87381514
2010	Mars	27	2139,431	2186,90133	0,97829334
2010	Avril	28	2215,702	2203,433	1,00556813
2010	Mai	29	2341,975	2216,95025	1,05639493
2010	Juin	30	2361,848	2224,73867	1,06162941
2010	Juillet	31	2587,553	2233,70792	1,15841153
2010	Août	32	2669,864	2253,59583	1,18471288
2010	Septembre	33	2397,041	2272,03192	1,05502083
2010	Octobre	34	2380,609	2279,73683	1,04424729

2010	Novembre	35	2132,575	2284,0895	0,93366525
2010	Décembre	36	2256,818	2293,62742	0,98395144
2011	Janvier	37	2322,944	2309,07492	1,00600634
2011	Février	38	2107,055	2326,11792	0,90582467
2011	Mars	39	2360,353	2344,52808	1,00674972
2011	Avril	40	2358,13	2356,39708	1,00073541
2011	Mai	41	2445,99	2365,065	1,03421682
2011	Juin	42	2636,644	2387,96467	1,10413862
2011	Juillet	43	2789,428	2404,78758	1,15994777
2011	Août	44	2780,982	2414,04742	1,15199974
2011	Septembre	45	2547,176	2426,55867	1,04970716
2011	Octobre	46	2629,587	2447,30683	1,07448194
2011	Novembre	47	2290,17	2460,43975	0,93079703
2011	Décembre	48	2538,201	2483,88833	1,02186599
2012	Janvier	49	2584,246	2505,6635	1,03136195
2012	Février	50	2433,952	2532,90492	0,96093303
2012	Mars	51	2651,044	2557,12917	1,03672667
2012	Avril	52	2463,287	2565,89225	0,96001186
2012	Mai	53	2774,165	2593,24017	1,06976787
2012	Juin	54	2817,68	2608,3265	1,08026353
2012	Juillet	55	3038,912	2629,11683	1,15586799
2012	Août	56	2988,656	2646,423	1,12931908
2012	Septembre	57	2749,535	2663,28625	1,03238433
2012	Octobre	58	2618,551	2662,36658	0,98354262
2012	Novembre	59	2460,386	2676,55125	0,9192374
2012	Décembre	60	2661,008	2686,78517	0,99040594
2013	Janvier	61	2630,868	2690,67033	0,97777419
2013	Février	62	2402,265	2688,02975	0,89368989
2013	Mars	63	2609,365	2684,5565	0,97199109
2013	Avril	64	2586,702	2694,84108	0,95987181
2013	Mai	65	2760,433	2693,69675	1,02477497
2013	Juin	66	2801,256	2692,32808	1,04045863
2013	Juillet	67	3155,882	2702,07558	1,16794734
2013	Août	68	3067,749	2708,66667	1,13256793
2013	Septembre	69	2850,571	2717,08633	1,04912787
2013	Octobre	70	2812,37	2733,23792	1,02895177
2013	Novembre	71	2687,322	2752,14925	0,97644486
2013	Décembre	72	2807,463	2764,35383	1,01559466
2014	Janvier	73	2773,671	2776,25408	0,99906958
2014	Février	74	2504,585	2784,78075	0,89938319

2014	Mars	75	2812,164	2801,68067	1,0037418
2014	Avril	76	2795,126	2819,04933	0,99151369
2014	Mai	77	3012,357	2840,043	1,06067303
2014	Juin	78	2970,991	2854,18758	1,04092352
2014	Juillet	79	3143,977	2853,1955	1,10191433
2014	Août	80	3171,358	2861,82958	1,10815753
2014	Septembre	81	3009,043	2875,03558	1,0466107
2014	Octobre	82	2948,247	2886,35867	1,02144166
2014	Novembre	83	2756,261	2892,10358	0,95302983
2014	Décembre	84	2813,609	2892,61575	0,97268675
2015	Janvier	85	2875,05069	2901,06406	0,99103316
2015	Février	86	2871,37269	2931,6297	0,9794459
2015	Mars	87	2874,06909	2936,78846	0,97864355
2015	Avril	88	2883,58059	2944,15967	0,97942398
2015	Mai	89	2903,92459	2935,12364	0,98937045
2015	Juin	90	2917,33449	2930,65226	0,9954557
2015	Juillet	91	2926,85799	2912,55901	1,00490942
2015	Août	92	2928,85489	2892,35042	1,01262104
2015	Septembre	93	2922,42349	2885,13213	1,01292536
2015	Octobre	94	2923,55179	2883,07419	1,01403974
2015	Novembre	95	2927,40079	2897,33584	1,01037676
2015	Décembre	96	2936,09289	2907,54283	1,00981931
2016	Janvier	97	2920,15999	2911,30194	1,00304264
2016	Février	98	2652,42145	2893,056	0,9168234
2016	Mars	99	2942,7173	2898,77669	1,01515833
2016	Avril	100	2875,8708	2898,1342	0,99231802
2016	Mai	101	3029,24674	2908,57772	1,0414873
2016	Juin	102	3181,2297	2930,56898	1,08553312
2016	Juillet	103	3431,8658	2972,65297	1,15447913
2016	Août	104	3562,9347	3025,49295	1,17763774
2016	Septembre	105	3100,6465	3040,34487	1,01983381
2016	Octobre	106	3180,0263	3061,71775	1,03864123
2016	Novembre	107	2961,10594	3064,52651	0,96625235
2016	Décembre	108	2954,6995	3066,07706	0,96367425

Annexe 6

Désaisonnalisation des données des années 2008 à 2016

Année	Mois	Indice	Énergie	Fsci	Cdi
2008	Janvier	1	2016,622	0,97594807	2066,32101
2008	Février	2	1913,302	0,89352439	2141,29801
2008	Mars	3	2043,688	0,97312851	2100,12139
2008	Avril	4	2040,717	0,96039815	2124,86561
2008	Mai	5	2115,119	1,01692539	2079,91562
2008	Juin	6	2142,284	1,0375433	2064,76588
2008	Juillet	7	2359,186	1,10967709	2126,01127
2008	Août	8	2291,452	1,1052971	2073,15481
2008	Septembre	9	2183,318	1,01344876	2154,34473
2008	Octobre	10	2061,497	1,01138747	2038,28608
2008	Novembre	11	1941,533	0,93586961	2074,57639
2008	Décembre	12	1988,885	0,96685218	2057,07247
2009	Janvier	13	2077,517	0,97594807	2128,71675
2009	Février	14	1837,877	0,89352439	2056,8851
2009	Mars	15	2023,958	0,97312851	2079,84658
2009	Avril	16	2017,322	0,96039815	2100,50592
2009	Mai	17	2179,768	1,01692539	2143,48862
2009	Juin	18	2268,387	1,0375433	2186,30586
2009	Juillet	19	2479,922	1,10967709	2234,81409
2009	Août	20	2431,209	1,1052971	2199,59774
2009	Septembre	21	2175,808	1,01344876	2146,93439
2009	Octobre	22	2288,15	1,01138747	2262,38713
2009	Novembre	23	2080,343	0,93586961	2222,89834
2009	Décembre	24	2142,363	0,96685218	2215,81235
2010	Janvier	25	2137,574	0,97594807	2190,25383
2010	Février	26	1902,539	0,89352439	2129,25245
2010	Mars	27	2139,431	0,97312851	2198,50819
2010	Avril	28	2215,702	0,96039815	2307,06609
2010	Mai	29	2341,975	1,01692539	2302,9959
2010	Juin	30	2361,848	1,0375433	2276,385
2010	Juillet	31	2587,553	1,10967709	2331,80717
2010	Août	32	2669,864	1,1052971	2415,51706
2010	Septembre	33	2397,041	1,01344876	2365,23157
2010	Octobre	34	2380,609	1,01138747	2353,80511
2010	Novembre	35	2132,575	0,93586961	2278,70953
2010	Décembre	36	2256,818	0,96685218	2334,19135
2011	Janvier	37	2322,944	0,97594807	2380,19222
2011	Février	38	2107,055	0,89352439	2358,13932
2011	Mars	39	2360,353	0,97312851	2425,53062
2011	Avril	40	2358,13	0,96039815	2455,36708
2011	Mai	41	2445,99	1,01692539	2405,2797
2011	Juin	42	2636,644	1,0375433	2541,23756
2011	Juillet	43	2789,428	1,10967709	2513,72947
2011	Août	44	2780,982	1,1052971	2516,0493
2011	Septembre	45	2547,176	1,01344876	2513,37423
2011	Octobre	46	2629,587	1,01138747	2599,97981

2011	Novembre	47	2290,17	0,93586961	2447,10372
2011	Décembre	48	2538,201	0,96685218	2625,22137
2012	Janvier	49	2584,246	0,97594807	2647,93392
2012	Février	50	2433,952	0,89352439	2723,99056
2012	Mars	51	2651,044	0,97312851	2724,24862
2012	Avril	52	2463,287	0,96039815	2564,86021
2012	Mai	53	2774,165	1,01692539	2727,99266
2012	Juin	54	2817,68	1,0375433	2715,7228
2012	Juillet	55	3038,912	1,10967709	2738,55523
2012	Août	56	2988,656	1,1052971	2703,93906
2012	Septembre	57	2749,535	1,01344876	2713,04787
2012	Octobre	58	2618,551	1,01138747	2589,06807
2012	Novembre	59	2460,386	0,93586961	2628,98375
2012	Décembre	60	2661,008	0,96685218	2752,23871
2013	Janvier	61	2630,868	0,97594807	2695,70491
2013	Février	62	2402,265	0,89352439	2688,52762
2013	Mars	63	2609,365	0,97312851	2681,41872
2013	Avril	64	2586,702	0,96039815	2693,36421
2013	Mai	65	2760,433	1,01692539	2714,48921
2013	Juin	66	2801,256	1,0375433	2699,8931
2013	Juillet	67	3155,882	1,10967709	2843,96427
2013	Août	68	3067,749	1,1052971	2775,49719
2013	Septembre	69	2850,571	1,01344876	2812,74309
2013	Octobre	70	2812,37	1,01138747	2780,70481
2013	Novembre	71	2687,322	0,93586961	2871,47052
2013	Décembre	72	2807,463	0,96685218	2903,71482
2014	Janvier	73	2773,671	0,97594807	2842,02724
2014	Février	74	2504,585	0,89352439	2803,04044
2014	Mars	75	2812,164	0,97312851	2889,81771
2014	Avril	76	2795,126	0,96039815	2910,38253
2014	Mai	77	3012,357	1,01692539	2962,22027
2014	Juin	78	2970,991	1,0375433	2863,48628
2014	Juillet	79	3143,977	1,10967709	2833,23593
2014	Août	80	3171,358	1,1052971	2869,23579
2014	Septembre	81	3009,043	1,01344876	2969,11212
2014	Octobre	82	2948,247	1,01138747	2915,05193
2014	Novembre	83	2756,261	0,93586961	2945,13356
2014	Décembre	84	2813,609	0,96685218	2910,07153
2015	Janvier	85	2875,05069	0,97594807	2945,9054
2015	Février	86	2871,37269	0,89352439	3213,53588
2015	Mars	87	2874,06909	0,97312851	2953,43221
2015	Avril	88	2883,58059	0,96039815	3002,48453
2015	Mai	89	2903,92459	1,01692539	2855,59257
2015	Juin	90	2917,33449	1,0375433	2811,77132
2015	Juillet	91	2926,85799	1,10967709	2637,5763
2015	Août	92	2928,85489	1,1052971	2649,83495
2015	Septembre	93	2922,42349	1,01344876	2883,64208
2015	Octobre	94	2923,55179	1,01138747	2890,63477
2015	Novembre	95	2927,40079	0,93586961	3128,00069
2015	Décembre	96	2936,09289	0,96685218	3036,75469
2016	Janvier	97	2920,15999	0,97594807	2992,1264
2016	Février	98	2652,42145	0,89352439	2968,49362

2016	Mars	99	2942,7173	0,97312851	3023,97604
2016	Avril	100	2875,8708	0,96039815	2994,45683
2016	Mai	101	3029,24674	1,01692539	2978,8289
2016	Juin	102	3181,2297	1,0375433	3066,11753
2016	Juillet	103	3431,8658	1,10967709	3092,67068
2016	Août	104	3562,9347	1,1052971	3223,50859
2016	Septembre	105	3100,6465	1,01344876	3059,50002
2016	Octobre	106	3180,0263	1,01138747	3144,22157
2016	Novembre	107	2961,10594	0,93586961	3164,01549
2016	Décembre	108	2954,6995	0,96685218	3055,99921

Résumé :

L'intégration de la production d'énergie renouvelable dans les systèmes électriques pose des contraintes significatives au gestionnaire de réseau du fait de son imprévisibilité et de sa variabilité. Ainsi, il est nécessaire de réaliser des études dans le but d'évaluer l'impact global de cette énergie sur le système électrique.

Ce travail de thèse servira de base d'une étude d'intégration des projets éoliens programmés par le gouvernement Marocain au stade 2030, pour s'assurer des dispositions à prendre afin d'améliorer la capacité d'accueil du réseau électrique et de mieux protéger les éoliennes contre les défauts réseau. Tous les parcs éoliens doivent respecter le code-grid exigé par le gestionnaire du réseau et plus particulièrement les exigences relatives aux creux de tension. Pour mieux satisfaire ces exigences et améliorer l'endurance des éoliennes à base de la MADA en cas d'incidents profonds, des nouvelles stratégies de contrôle actif, passif et combiné sont proposées. Ces solutions ont fait objet de modélisations et de simulations.

Mots clés : réseau électrique, capacité d'accueil, Code-Grid, MADA, énergie éolienne.

Abstract

The integration of renewable energy production into electrical systems poses significant constraints to the grid operator due to its unpredictability and variability. So it is necessary to conduct studies in order to assess the overall impact of this energy on the electrical system.

This thesis work will serve as a basis for an integration study of wind projects programmed by the Moroccan government at the 2030 stage, to ensure the arrangements to be made to improve the capacity of the power grid and to better protect wind turbines against network faults. All wind farms must respect the code-grid required by the network manager and more specifically the voltage sags requirements. To better meet these requirements and improve the endurance of MADA-based wind turbines in the event of major incidents, new active, passive and combined control strategies are proposed. These solutions have been modeled and simulated.

Key words: power grid, available capacity, Code-Grid, MADA, wind energy.

ملخص

يؤدي دمج إنتاج الطاقات المتجددة في النظم الكهربائية إلى فرض قيود كبيرة على مسيري هذه النظم بسبب تقلباتها الدائمة و صعوبة توقع الكمية التي يمكن إنتاجها، لذا من الضروري إجراء دراسات لتقييم التأثير الكلي لهذا النوع من الطاقة على الشبكة الكهربائية. من هذا المنطلق، تهدف هذه الأطروحة الى دراسة إمكانية إدماج جميع مشاريع الطاقة الريحية المبرمجة من قبل الحكومة المغربية في أفق 2030، لضمان الترتيبات التي يتعين اتخاذها لتحسين قدرة الشبكة الكهربائية على استيعاب جميع الطاقة الريحية من جهة، و من جهة أخرى ضمان حياية أفضل لتوربينات الرياح ضد الأعطال الكهربائية.

و حيث أنه يجب على جميع حقول إنتاج الطاقة الريحية التقيد بمقتضيات كود الشبكة و خصوصا عند حدوث تراجع في الجهد الكهربائي. و من أجل تحقيق هذه المتطلبات على نحو أفضل، والرفع من قدرة توربينات الرياح على التحمل في حالة وقوع أعطال، فإننا اقترحنا في هذا الإطار مجموعة من الاستراتيجيات الجديدة للتحكم بشكل أفضل في التوربينات؛ اعتمادا على مجموعة من الدراسات المحاكائية و المقارنة التي بينت مدى فعالية هذه الاستراتيجيات و مدى متانة نتائج الحلول المقترحة.

الكلمات المفتاحية : الشبكة الكهربائية، الطاقة الاستيعابية، الطاقة المتجددة، ضوابط الشبكة الكهربائية، توربينات الرياح