

**République Algérienne Démocratique et Populaire**  
**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique**  
**Ecole Nationale Polytechnique**  
**Département d'Electrotechnique**



Projet de fin d'étude en vue de l'obtention  
du diplôme d'ingénieur d'état en électrotechnique

Intitulé

**Etude du réseau isolé d'Adrar – In Salah en tenant compte  
de l'intégration des énergies éoliennes**

**Effectué par :**

- **CHIHANI Tarek**
- **KERKAR Arezki**

**Encadré par :**

- **Pr A. Mekhaldi**
- **S. Makhloufi**
- **M. Dahim**

Promotion 2013

## REMERCIEMENTS

*Nous tenons à remercier notre promoteur Mr. A. Mekhaldi pour la confiance qu'il nous a accordé, sa constante présence au sein du laboratoire de Haute Tension ainsi que pour son suivi permanent.*

*Nous remercions également notre co-promotrice Mlle S. Makhloufi pour son aide presseuse et sa disponibilité.*

*Un grand merci à Mm M. Dahim qui nous a encadrés au sein de l'opérateur système pour son dévouement, sa patience et ses précieux conseils.*

*Nos remerciements vont également à Mr. M.Teguar pour l'intérêt qu'il a porté à notre modeste travail et pour ses qualités humaines.*

*Nous remercions également Mr A. Boubakeur qui a accepté de présider le jury chargé de l'évaluation de notre modeste travail.*

*Enfin, nous remercions Mr S. Benyoubé pour son aide précieuse.*

# Dédicaces

A mes parents à qui je dois tout.

A mes deux frères pour leur solidarité sans failles.

A toute la grande famille.

A l'ensemble des mes amis et camarades.

Tarek

# Dédicaces

A mes chers parents.

A mes frères Mounir, Fahim et Yanis ainsi qu'à mes deux  
sœurs.

A toute la grande famille.

A tout des mes amis et camarades.

Arezki

## ملخص:

يتمثل هذا العمل في دراسة شبكة توزيع الكهرباء المنعزلة بإدرار عين صالح مع الأخذ بعين الاعتبار تأثير إدماج المولدات الهوائية، وبالخصوص ادماج محطة توليد الكهرباء عن طريق طاقة الرياح بقدرته 10 ميغا واط بكبيرتان. أولا سوف نتكلم على الشبكات الكهربائية بطريقة عامة و مخططات الدفاع. ثم قمنا بوصف شبكة ادرار – عين صالح. لغرض تقييم تأثير المولدات الهوائية على الشبكة قمنا بمحاكاة بواسطة البرنامجان SICRE و ETAP 6.0 لعدد من الأحداث و في وضعيات للشحنة في قيمها القصوى و الدنيا في الصيف و في الشتاء بوجود و غياب مولدات هوائية مع تحليل اثر هذه الاخيرة على تواتر الشبكة و تعديلها الأولي. انطلاقا من هذه النتائج سوف نقترح مخطط دفاع جديد و يتم محاكاته و مقارنته مع المخطط الحالي.

الكلمات الرئيسية :

طاقة هوائية. مخطط دفاع. شبكة كهربائية معذولة. حذف الشحنة. مولدات TG. تردد. الشبكة الكهربائية.

## Résumé :

Ce travail a consisté à étudier le réseau isolé d'Adrar – In Salah en tenant compte de l'intégration des énergies éoliennes, plus précisément en présence d'une ferme éolienne de 10 MW à Kabertane. Dans un premier temps nous avons effectué une recherche bibliographique sur les réseaux électrique et les plans de défense d'une part et d'autre part sur les énergies éoliennes et leur intégration dans les réseaux électriques d'autre part, suivi d'une description générale du réseau d'Adrar – In Salah qui est l'objet de notre étude. Dans le but d'évaluer l'impact des énergies éoliennes sur le réseau nous avons effectué une série de simulations à l'aide des logiciels SICRE et ETAP 6.0 de différents incidents, dans trois configuration de charges qui sont le creux d'hiver, le creux d'été et la pointe d'été et ceci avec et sans éoliennes, nous analyserons ensuite l'impact de ces dernières sur le comportement dynamique de la fréquence et sur le réglage primaire. Enfin, en se basant sur la recherche bibliographique effectuée et sur les résultats de la simulation précédente nous proposerons un nouveau plan de défense que nous compareront avec le plan de défense actuel en reprenant les cas simulés précédemment dans les trois configurations de charge.

Mots clés : énergie éolienne, plan de défense, réseau isolé, délestage, groupes TG, fréquence du réseau.

## Abstract :

This work consisted to study of the Adrar - In Salah isolated network by taking account of the integration of wind energies, more precisely in the presence of a wind power of 10 MW in Kabertane. Firstly we carried out a bibliographical research on the electrical networks and defense plans on the one hand and on the other hand on wind energies and their integration in the electrical networks in addition, followed by a general description of the network of Adrar - In Salah which is the object of our study. With an aim of evaluating the impact of wind energies on the network we carried out a series of simulations using software SICRE and ETAP 6.0 of various incidents, in three configuration of load which are the winter of-peak, the summer of-peak and the summer peak and this with and without wind power, we will analyze then the impact of these last on the dynamic behavior of the frequency and the primary adjustment of frequency. Lastly, while basing on the bibliographical research carried out and the results of preceding simulation we will propose a new defense plan which will compare to us with the current defense plan by taking again the cases simulated previously in the three configurations of load.

Key words: wind energy, defense plan, isolated network, load shedding, groups TG, frequency of the network.



# TABLE DES MATIERS

INTRODUCTION GENERALE .....	1
CHAPITRE I .....	4
Généralités sur les réseaux électriques et les plans de défense.....	4
Introduction .....	5
I.1 GRANDEURS CARACTERISANT LES RESEAUX ELECTRIQUES .....	5
I.2 ELEMENTS ET CONSTITUANTS DES RESEAUX ELECTRIQUES .....	6
I .2.1 Les centrales électriques.....	6
I .2.2 Les lignes de transport .....	6
I.2.3 Les consommateurs d'énergie .....	6
I .3 TOPOLOGIE ET STRUCTURE DES RESEAUX ELECTRIQUES .....	7
I.3.1 Les critères de choix d'une topologie .....	7
I. 3.2 Influence de la topologie du réseau .....	7
I.3.3 Les différentes topologies .....	8
I.4 LES DIFFERENTS TYPES DE RESEAUX ELECTRIQUES .....	10
I.4.1 Les réseaux de transport et d'interconnexion .....	10
I.4.2 Les réseaux de répartition.....	11
I.4.3 Le réseau de distribution MT.....	11
I.4.4 Le réseau de distribution BT.....	11
I .5 STABILITE DES SYSTEMES EN PUISSANCE .....	12
I.5.1 Définition de la stabilité des systèmes de puissance .....	12
I.5.2 Différents types de stabilité .....	12
I.6 INCIDENTS POUVANT ENTRAVER LE BON FONCTIONNEMENT DES RESEAUX ELECTRIQUES .....	13
I.6.1 La perte de stabilité angulaire .....	13
I.6.2 Développement d'oscillations non amorties.....	13
I.6.3 La perte de stabilité en fréquence.....	14
I.6.4 La perte de stabilité en tension .....	14
I.6.5 Les facteurs entrainant l'extension d'un incident.....	14

---

I.7 CONDUITE DES SYSTEMES ELECTRIQUES .....	14
I.7.1 Le réglage de la fréquence .....	15
I.7.2 Réglage de la tension .....	17
I.8 LES PLANS DE DEFENSE DU RESEAUX.....	20
I.8.1 Instabilité en fréquence .....	21
I.8.2 Instabilité en tension .....	22
I.8.3 Perte de synchronisme .....	23
I.9 CONCLUSION .....	24
<b>CHAPITRE II.....</b>	<b>25</b>
<b>L'énergie éolienne et son intégration dans les réseaux électriques.....</b>	<b>25</b>
II.1 GENERALITES SUR L'ENERGIE EOLIENNE.....	26
II.1.1 Définition de l'énergie éolienne .....	26
II.1.2 Différents types d'éoliennes .....	27
II.1.2.1 Eoliennes à axe vertical.....	27
II.1.2.2 Eoliennes à axe horizontal.....	28
II.1.3 Constitution d'une éolienne .....	29
II.1.4 Conversion énergie cinétique - énergie mécanique (loi de Betz) .....	30
II.1.5 Les différentes structures et technologies .....	33
II.1.5.1 Systèmes utilisant la machine asynchrone a cage d'écureuil .....	33
II.1.5.2 Systèmes utilisant la machine asynchrone a rotor bobiné.....	36
II.1.5.3 Systèmes utilisant la machine synchrone .....	39
II.1.6 Les énergies renouvelables et l'éolien dans ce contexte.....	40
II.1.7 Croissance de la puissance des turbines .....	42
II.1.8 Estimation des ressources éoliennes en Algérie .....	43
II.2 LES SYSTEMES ELECTRIQUES ISOLE ET LE RACCORDEMENT DES EOLIENNES A CES RESEAUX .....	45
II.2.1 Principales caractéristiques des réseaux isolé .....	46
II.2.2 Impactes des énergies éoliennes sur un réseau isolé .....	47
II.2.2.1 Impacts sur les réseaux de distribution .....	47
II.2.2.2 Impact sur les réseaux de transport.....	49



II. 3 CONCLUSION.....	52
<b>CHAPITRE III .....</b>	<b>53</b>
<b>Présentation du réseau isolé Adrar-In Salah .....</b>	<b>53</b>
III.1 PRESENTATION GENERALE DU RESEAU .....	54
III.1.1. La production d'énergie au niveau du réseau .....	55
III.1.2 Le réseau de transport.....	55
III.1.3 La consommation annuelle.....	56
III.1.4 La compensation réactive : .....	60
III.2 LE PLAN DE DEFENSE ACTUEL.....	61
III.3 CARACTERISTIQUES DE LA FERME EOLIENNE PREVUE A KABERTANE : .....	62
<b>CHAPITRE IV .....</b>	<b>63</b>
<b>Simulation du plan de défense actuel avec et sans énergies éoliennes .....</b>	<b>63</b>
Introduction .....	64
IV.1 PRESENTATION DES CAS SIMULES.....	64
IV.2 PLANS DE DEMARRAGE EN PRESENCE ET EN L'ABSENCE D'EOLIENNES .....	66
IV.3 RESULTATS DES SIMULATIONS SANS EOLIENNES ET AVEC EOLIENNES.....	69
IV.3.1 Creux d'hiver .....	69
IV.3.1.1 Perte de deux groupes au niveau de la centrale d'Adrar CH 1 .....	69
V.3.1.2 Perte d'un groupe au niveau de la centrale d'Adrar CH 2.....	71
IV.3.1.3 Perte d'un groupe au niveau de la centrale de Timimoune CH 3 .....	72
IV.3.2 Creux d'été.....	73
IV.3.2.1 Perte d'un groupe au niveau de la centrale d'Adrar CE 1 .....	73
IV.3.2.2 Perte de deux groupes au niveau de la centrale d'Adrar CE 2.....	74
IV.3.2.3 Perte de trois groupes au niveau de la centrale d'Adrar CE 3.....	76
IV.3.2.4 Perte de la centrale d'Adrar CE 4.....	77
IV.3.3 Pointe été .....	79
IV.3.3.1 Perte d'un groupe au niveau de la centrale d'Adrar PE 1.....	79
IV.3.3.2. Perte de deux groupes au niveau de la centrale d'Adrar PE 2 : .....	80

IV.3.3.3 Perte de deux groupes au niveau de la centrale de Kabertane sans éoliennes et perte d'un groupe à Kabertane et d'un groupe à Timimoune avec éoliennes PE 3 et PE 4 .....	82
IV.4 INTERPRETATION ET ANALYSE DES RESULTATS.....	83
IV.4.1 Impact des énergies éoliennes sur le comportement dynamique de la fréquence .	83
IV.4.2 Impact des énergies éoliennes sur le réglage primaire de la fréquence .....	87
IV.4. CONCLUSION .....	89
<b>CHAPITRE V.....</b>	<b>91</b>
<b>Proposition d'un nouveaux plan de défense pour le réseau Adrar-In Salah.....</b>	<b>91</b>
Introduction .....	92
V.1 METHODOLOGIE D'ELABORATION .....	92
V.2 SIMULATION DU NOUVEAU PLAN DE DEFENSE ET COMPARAISON AVEC L'ANCIEN.....	94
V.2.1 Creux d'hiver.....	94
V.2.1.1 Perte de deux groupes au niveau de la centrale d'Adrar CH 1.....	94
V.2.1.2 Perte d'un groupe au niveau de la centrale d'Adrar CH 2.....	96
V.2.1.3 Perte d'un groupe au niveau de la centrale de Timimoune CH 3.....	97
V.2.2 Creux d'été .....	99
V.2.2.1 Perte d'un groupe au niveau de la centrale d'Adrar CE 1 .....	99
V.2.2.2 Perte de deux groupes au niveau de la centrale d'Adrar CE 2 .....	100
V.2.2.3 Perte de trois groupes au niveau de la centrale d'Adrar CE 3 .....	101
V.2.2.4 Perte de la centrale d'Adrar CE 4 .....	103
V.2.3 Pointe été.....	104
V.2.3.1 Perte d'un groupe au niveau de la centrale d'Adrar PE 1 .....	104
V.2.3.1 Perte de deux groupes au niveau de la centrale d'Adrar PE 2.....	106
V.2.3.3 Perte d'un groupe à Kabertane et d'un groupe à Timimoune avec éoliennes PE 4.....	107
I.3 CONCLUSION .....	109
<b>CONCLUSION GENERALE.....</b>	<b>110</b>
<b>Bibliographie:.....</b>	<b>112</b>



## LISTE DES FIGURES

<b>Figure I.1 :</b> Exemples de réseau radiaux.....	9
<b>Figure I.2 :</b> Exemples de réseau bouclés .....	9
<b>Figure I.3 :</b> Exemples de réseaux électriques maillés.....	10
<b>Figure I.4 :</b> Liaison d'un générateur et récepteur à travers une ligne de puissance. ....	18
<b>Figure I.5 :</b> Diagramme de Fresnel correspondant à une ligne de puissance. ....	18
<b>Figure II.1 :</b> Conversion de l'énergie cinétique du vent .....	26
<b>Figure II.2 :</b> Eoliennes à axe vertical.....	28
<b>Figure II.3 :</b> Eolienne à axe horizontal .....	28
<b>Figure II.4 :</b> Exemple de système éolien .....	29
<b>Figure II.5 :</b> Tube de courant autour d'une éolienne.....	31
<b>Figure II.6:</b> Coefficient de puissance .....	32
<b>Figure II.7 :</b> Coefficient de puissance pour différents types d'éoliennes .....	32
<b>Figure II.9 :</b> Machine asynchrone à double stator.....	34
<b>Figure II.10 :</b> Machine asynchrone brushless connectée sur le réseau. ....	34
<b>Figure II.11:</b> Machine asynchrone connectée sur le réseau par l'intermédiaire d'un ensemble redresseur - onduleur .....	36
<b>Figure II.12 :</b> MADA avec contrôle du glissement par l'énergie dissipée .....	37
<b>Figure II.13 :</b> MADA, structure Kramer .....	37
<b>Figure II.14 :</b> Structure de Scherbius avec cycloconvertisseur.....	38
<b>Figure II.15 :</b> structure de Scherbius avec convertisseurs MLI .....	38
<b>Figure II.16 :</b> Machine synchrone reliée au réseau par un dispositif redresseur - hacheur - onduleur MLI .....	39
<b>Figure II.17 :</b> Consommation d'énergie primaire dans le monde et prévisions .....	40

<b>Figure II.18 :</b> Répartition des sources primaires d'énergie dans le monde .....	40
<b>Figure II.19:</b> Production mondiale d'électricité basée sur les énergies renouvelables .....	42
<b>Figure II.20 :</b> Evolution de la taille et de la puissance des éoliennes. ....	43
<b>Figure II.21 :</b> Carte annuelle de la vitesse moyenne du vent à 10m du sol (m/s). ....	44
<b>Figure II.22 :</b> Moyennes mensuelles des vitesses du vent du site d'Adrar .....	45
<b>Figure II.23 :</b> Evolution de la vitesse moyenne horaire du vent pour le site.....	45
d'Adrar (à 10 m du sol) .....	45
<b>Figure II.24 :</b> Variation de la fréquence lors d'un incident sur un réseau électrique pour différents taux de pénétration éolien .....	52
<b>Figure III.1:</b> Schéma global du réseau isolé Adrar - In Salah.....	54
<b>Figure III.2:</b> Evolution de la consommation par mois de 2009 à 2012 .....	58
<b>Figure III.3:</b> Evolution du pic annuel de consommation de 2009 à 2012 .....	58
<b>Figure III.4:</b> Evolution du creux annuel de consommation de 2009 à 2012.....	58
<b>Figure III.5:</b> Prévisions de la consommation pour l'année 2013 .....	59
<b>Figure IV.1 :</b> Variation de la fréquence au niveau des différents postes lors d'un court circuit sur la barre 220 kV au niveau du poste 200 kV d'Adrar .....	64
<b>Figure IV.2 :</b> Variation de la fréquence au niveau des différents postes lors d'un court circuit sur la ligne 220 kV Adrar - Aoulef.....	65
<b>Figure IV.3 :</b> courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CH 1 sans éoliennes. ....	70
<b>Figure IV.4:</b> courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CH 1 avec éoliennes. ....	70
<b>Figure IV.5:</b> courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CH 2 sans éoliennes. ....	71
<b>Figure IV.6:</b> courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CH 2 avec éoliennes. ....	72
<b>Figure IV.7:</b> courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CH 3 sans éoliennes .....	73

**Figure IV.8:** courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CH 3 avec éoliennes ..... 73

**Figure IV.9:** courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CE 1 sans éoliennes. .... 74

**Figure IV.10:** courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CE 1 avec éoliennes. .... 75

**Figure IV.11:** courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CE 2 sans éoliennes. .... 76

**Figure IV.12:** courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CE 2 avec éoliennes. .... 76

**Figure IV.13:** courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CE 3 sans éoliennes. .... 77

**Figure IV.14:** courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CE 3 avec éoliennes. .... 77

**Figure IV.15:** courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CE 4 sans éoliennes. .... 78

**Figure IV.16:** courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CE 4 avec éoliennes. .... 79

**Figure IV.17:** courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident PE 1 sans éoliennes. .... 80

**Figure IV.18:** courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident PE 1 avec éoliennes. .... 80

**Figure IV.19:** courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident PE 2 sans éoliennes. .... 81

**Figure IV.20:** courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident PE 2 avec éoliennes. .... 82

**Figure IV.21:** courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident PE 3 sans éoliennes. .... 83

**Figure IV.22:** courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident PE 4 ... 83

**Figure IV.23:** Courbes de la fréquence sans et avec éoliennes pour l'incident CH 4 ..... 86

**Figure IV.24:** Courbes de la fréquence sans et avec éoliennes lors de l'incident CE 1 ..... 87

**Figure V.1 :** Evolution de la fréquence du réseau sous l'effet de l'incident CH 1 avec l'ancien plan de défense (à gauche) et le nouveau plan de défense (à droite) ..... 94

**Figure V.2 :** Evolution de la fréquence du réseau sous l'effet de l'incident CH 2 avec l'ancien plan de défense (à gauche) et le nouveau plan de défense (à droite) ..... 96

**Figure V.3 :** Evolution de la fréquence du réseau sous l'effet de l'incident CH 3 avec l'ancien plan de défense (à gauche) et le nouveau plan de défense (à droite) ..... 97

**Figure V.4 :** Evolution de la fréquence du réseau sous l'effet de l'incident CE 1 avec l'ancien plan de défense (à gauche) et le nouveau plan de défense (à droite) ..... 99

**Figure V.5 :** Evolution de la fréquence du réseau sous l'effet de l'incident CE 2 avec l'ancien plan de défense (à gauche) et le nouveau plan de défense (à droite) ..... 100

**Figure V.6 :** Evolution de la fréquence du réseau sous l'effet de l'incident CE 3 avec l'ancien plan de défense (à gauche) et le nouveau plan de défense (à droite) ..... 101

**Figure V.7 :** Evolution de la fréquence du réseau sous l'effet de l'incident CE 4 avec l'ancien plan de défense (à gauche) et le nouveau plan de défense (à droite) ..... 103

**Figure V.8 :** Evolution de la fréquence du réseau sous l'effet de l'incident PE 1 avec l'ancien plan de défense (à gauche) et le nouveau plan de défense (à droite) ..... 104

**Figure V.9 :** Evolution de la fréquence du réseau sous l'effet de l'incident PE 2 avec l'ancien plan de défense (à gauche) et le nouveau plan de défense (à droite) ..... 106

**Figure V.10 :** Evolution de la fréquence du réseau sous l'effet de l'incident PE 4 avec l'ancien plan de défense (à gauche) et le nouveau plan de défense (à droite) ..... 107

## LISTE DES TABLEAUX

<b><u>Tableaux III.1:</u></b> Groupes en présence au niveau du réseau isolé d'Adrar - In Salah.....	55
<b><u>Tableaux III.2:</u></b> Caractéristiques des lignes électriques au niveau du réseau isolé Adrar In Salah .....	55
<b><u>Tableaux III.3:</u></b> caractéristiques des transformateurs .....	56
<b><u>Tableaux III.4:</u></b> L'évolution de la consommation pour les différents mois de l'année de 2009 à Avril 2013.....	57
<b><u>Tableaux III.5:</u></b> Prévisions concernant les pics de consommation pour l'année 2013 .....	59
<b><u>Tableaux III.6:</u></b> Creux d'été et creux d'hivers prévus pour l'année 2013.....	59
<b><u>Tableaux III.7:</u></b> Consommations actives et réactives par poste pour les creux d'hiver et d'été ainsi que pour la pointe d'été .....	60
<b><u>Tableaux III.8:</u></b> Paramètres de compensation réactive au niveau des différentes lignes .....	60
<b><u>Tableaux III.9:</u></b> Différents stades de délestages par fréquence et temporisation des relais .....	61
<b><u>Tableaux III.10:</u></b> Charge supprimé par poste pour les trois niveaux de délestage.....	61
<b><u>Tableaux III.11:</u></b> Caractéristiques des éoliennes à installer au niveau de la ferme de Kabertane. .....	62
<b><u>Tableaux IV.1:</u></b> Plan de démarrage pour le creux d'hiver.....	66
<b><u>Tableaux IV.2:</u></b> Plan de démarrage pour le creux d'été.....	67
<b><u>Tableaux IV.3:</u></b> Plan de démarrage pour la pointe d'été.....	67
<b><u>Tableaux IV.4:</u></b> Plan de démarrage pour le creux d'hiver en présence d'éoliennes .....	68
<b><u>Tableaux IV.5:</u></b> Plan de démarrage en présence d'éoliennes pour le creux d'été .....	68
<b><u>Tableaux IV.6:</u></b> Plan de démarrage en présence d'éoliennes pour la pointe d'été .....	69
<b><u>Tableaux IV.7:</u></b> Impact de l'incident CH 1 sur le plan de défense du réseau Adrar - In Salah avec et sans éoliennes .....	71
<b><u>Tableaux IV.8:</u></b> Impact de l'incident CH 1 avec et sans éoliennes sur la fréquence du réseau. 71	



<b><u>Tableaux IV.9</u></b> : Impact de l'incident CH 2 sur le plan de défense du réseau Adrar - In Salah avec et sans éoliennes .....	72
<b><u>Tableaux IV.10</u></b> : Impact de l'incident CH 2 sur la fréquence. ....	72
<b><u>Tableaux IV.11</u></b> : Impact de l'incident CH 3 sur le plan de défense du réseau Adrar - In Salah avec et sans éoliennes .....	73
<b><u>Tableaux IV.12</u></b> : Impact de l'incident CH 3 sur la fréquence . ....	74
<b><u>Tableaux IV.13</u></b> : Impact de l'incident CE 1 sur le plan de défense du réseau Adrar - In Salah avec et sans éoliennes .....	75
<b><u>Tableaux IV.14</u></b> : Impact de l'incident CE 1 sur la fréquence .....	75
<b><u>Tableaux IV.15</u></b> : Impact de l'incident CE 2 sur le plan de défense du réseau Adrar - In Salah avec et sans éoliennes .....	76
<b><u>Tableaux IV.16</u></b> : Impact de l'incident CE 2 sur la fréquence .....	77
<b><u>Tableaux IV.17</u></b> : Impact de l'incident CE 3 sur le plan de défense du réseau Adrar - In Salah avec et sans éoliennes .....	78
<b><u>Tableaux IV.18</u></b> : Impact de l'incident CE 3 sur la fréquence .....	78
<b><u>Tableaux IV.19</u></b> : Impact de l'incident CE 4 sur le plan de défense du réseau Adrar - In Salah avec et sans éoliennes .....	79
<b><u>Tableaux IV.20</u></b> : Impact de l'incident CE 4 sur la fréquence. ....	79
<b><u>Tableaux IV.21</u></b> : Impact de l'incident PE 1 sur le plan de défense du réseau Adrar - In Salah avec et sans éoliennes .....	81
<b><u>Tableaux IV.22</u></b> : Impact de l'incident PE 1 sur la fréquence. ....	81
<b><u>Tableaux IV.23</u></b> : Impact de l'incident PE 2 sur le plan de défense du réseau Adrar - In Salah avec et sans éoliennes .....	82
<b><u>Tableaux IV.24</u></b> : Impact de l'incident PE 2 sur la fréquence. ....	82
<b><u>Tableaux IV.25</u></b> : Impact de l'incident CH 1 sur le plan de défense du réseau Adrar - In Salah avec et sans éoliennes .....	84
<b><u>Tableaux IV.26</u></b> : Impact des incidents PE 3 et PE 4 sur la fréquence .....	84

<b><u>Tableaux IV.27</u></b> : La fréquence minimale atteinte sur le réseau pour l'incident CH 4 avec et sans éoliennes .....	86
<b><u>Tableaux IV.28</u></b> : La fréquence minimale atteinte sur le réseau pour l'incident CH 4 avec et sans éoliennes .....	87
<b><u>Tableaux IV.29</u></b> : Caractéristique du réglage primaire pour les différents cas simulés .....	89
<b><u>Tableaux V.1</u></b> : Pourcentages de charge délestée par poste et par seuil de fréquence pour le nouveau plan de défense .....	93
<b><u>Tableaux V.2</u></b> : Enclenchement des différents stades de délestage pour le nouveau et l'actuel plan de défense lors de l'incident CH 1 .....	94
<b><u>Tableaux V.3</u></b> : Comportement dynamique de la fréquence du réseau et durée de montée pour le nouveau et l'ancien plan de défense lors de l'incident CH 1. ....	95
<b><u>Tableaux V.4</u></b> : Taux de délestage pour le nouveau et l'ancien plan de défense sous l'incident CH 1 .....	95
<b><u>Tableaux V.5</u></b> : Enclenchement des différents stades de délestage pour le nouveau et l'actuel plan de défense lors de l'incident CH 2 .....	96
<b><u>Tableaux V.6</u></b> : Comportement dynamique de la fréquence du réseau et durée de montée pour le nouveau et l'ancien plan de défense CH 2. ....	96
<b><u>Tableaux V.7</u></b> : Taux de délestage pour le nouveau et l'ancien plan de défense sous l'incident CH 2 .....	97
<b><u>Tableaux V.8</u></b> : Enclenchement des différents stades de délestage pour le nouveau et l'actuel plan de défense lors de l'incident CH 3 .....	98
<b><u>Tableaux V.9</u></b> : Comportement dynamique de la fréquence du réseau et durée de montée pour le nouveau et l'ancien plan de défense CH 3. ....	98
<b><u>Tableaux V.10</u></b> : Taux de délestage pour le nouveau et l'ancien plan de défense sous l'incident CH 3 .....	98
<b><u>Tableaux V.11</u></b> : Enclenchement des différents stades de délestage pour le nouveau et l'actuel plan de défense lors de l'incident CE 1 .....	99
<b><u>Tableaux V.12</u></b> : Comportement dynamique de la fréquence du réseau et durée de montée pour le nouveau et l'ancien plan de défense CE 1 .....	99

<b><u>Tableaux V.13 :</u></b> Taux de délestage pour le nouveau et l'ancien plan de défense sous l'incident CH 1.....	100
<b><u>Tableaux V.14 :</u></b> Enclenchement des différents stades de délestage pour le nouveau et l'actuel plan de défense lors de l'incident CE 2.....	100
<b><u>Tableaux V.15 :</u></b> Comportement dynamique de la fréquence du réseau et durée de montée pour le nouveau et l'ancien plan de défense CE 2.....	101
<b><u>Tableaux V.16 :</u></b> Taux de délestage pour le nouveau et l'ancien plan de défense sous l'incident CE 2 .....	101
<b><u>Tableaux V.17 :</u></b> Enclenchement des différents stades de délestage pour le nouveau et l'actuel plan de défense lors de l'incident CE 3.....	102
<b><u>Tableaux V.18 :</u></b> Comportement dynamique de la fréquence du réseau et durée de montée pour le nouveau et l'ancien plan de défense CE 3.....	102
<b><u>Tableaux V.19 :</u></b> Taux de délestage pour le nouveau et l'ancien plan de défense sous l'incident CE 3 .....	102
<b><u>Tableaux V.20 :</u></b> Enclenchement des différents stades de délestage pour le nouveau et l'actuel plan de défense lors de l'incident CE 4.....	103
<b><u>Tableaux V.21 :</u></b> Comportement dynamique de la fréquence du réseau et durée de montée pour le nouveau et l'ancien plan de défense lors de l'incident CE 4. ....	103
<b><u>Tableaux V.22 :</u></b> Taux de délestage pour le nouveau et l'ancien plan de défense sous l'incident CE 4 .....	104
<b><u>Tableaux V.23 :</u></b> Enclenchement des différents stades de délestage pour le nouveau et l'actuel plan de défense lors de l'incident PE 1 .....	105
<b><u>Tableaux V.24 :</u></b> Comportement dynamique de la fréquence du réseau et durée de montée pour le nouveau et l'ancien plan de défense lors de l'incident PE 1.....	105
<b><u>Tableaux V.25 :</u></b> Taux de délestage pour le nouveau et l'ancien plan de défense sous l'incident PE 1.....	105
<b><u>Tableaux V.26 :</u></b> Enclenchement des différents stades de délestage pour le nouveau et l'actuel plan de défense lors de l'incident PE 2 .....	106
<b><u>Tableaux V.27 :</u></b> Comportement dynamique de la fréquence du réseau et durée de montée pour le nouveau et l'ancien plan de défense lors de l'incident PE 2.....	106

**Tableaux V.28** : Taux de délestage pour le nouveau et l'ancien plan de défense sous l'incident PE 2..... 107

**Tableaux V.29** : Enclenchement des différents stades de délestage pour le nouveau et l'actuel plan de défense lors de l'incident PE 4 ..... 108

**Tableaux V.30** : Comportement dynamique de la fréquence du réseau et durée de montée pour le nouveau et l'ancien plan de défense lors de l'incident PE 4..... 108

**Tableaux V.31** : Taux de délestage pour le nouveau et l'ancien plan de défense sous l'incident PE 4..... 108

# INTRODUCTION GENERALE

---

Face à la non pérennité des ressources d'énergie fossiles et leur impact sur l'environnement avec les émissions de gaz à effet de serre notamment, la nécessité de diversifier les ressources d'énergie avec le recourt aux sources d'énergies renouvelables constitue l'un des défis majeurs de notre époque. Dans cette optique, une ferme éolienne de 10 MW sera installée dans le courant de l'année 2013 à Kabertane (localité de la Wilaya d'Adrar) et participera ainsi au service au niveau du réseau isolé d'Adrar – In Salah. Sachant que cette région offre un grand potentiel en vent.

L'intégration de ce type d'énergie nécessite du fait de leurs caractéristiques en comparaison avec les groupes TG communément utilisés dans les réseaux isolés du sud du pays une étude d'impact sur le réseau isolé d'Adrar – In Salah. Ceci, afin d'adapter ce réseau aux énergies éoliennes en tenant compte de ses particularités en tant que réseau isolé, en effectuant notamment les modifications sur son plan de défense, de manière à faire face au divers incidents en présence d'énergie éolienne.

Dans le premier chapitre, nous allons dans un premier temps parler des réseaux électriques de manière générale de par leurs propriétés, types et comportement. Nous passerons ensuite à la conduite de ces réseaux électriques et leur supervision. Nous achèverons ensuite ce chapitre avec les plans de défense de manière générale de par les différents types d'anomalies pouvant être rencontrés au niveau des réseaux électriques et les mesures curatives à entreprendre pour y faire face.

Le second chapitre se divise en deux axes principaux. Le premier consiste à faire un tour d'horizon des énergies éoliennes en commençant par une définition de l'énergie éolienne, nous passerons ensuite en revue les différentes structures et les technologies les plus communément utilisés. Nous parlerons ensuite de la situation de l'éolien dans le cadre global des énergies renouvelables et nous terminerons en reprenant les résultats d'une étude sur le potentiel éolien de l'Algérie et plus précisément celui de la région d'Adrar. Viendra ensuite la seconde partie qui traite plus du raccordement des éoliennes aux réseaux isolés et leur impact ainsi que les codes et les contraintes à prendre en considération pour ce raccordement.

Le troisième chapitre consiste à faire une fiche technique du réseau isolé d'Adrar – In Salah avec ses divers éléments et dimensions (lignes, transformateurs et centrales électriques) avec

un état des lieux de la consommation et de son évolution ainsi que du plan de défense en vigueur. Nous terminerons ensuite avec un tableau résumant les principales caractéristiques de la ferme éoliennes à installer.

Afin d'évaluer l'impact de l'insertion des énergies éoliennes sur le réseau d'Adrar – In Salah dans le chapitre quatre, nous avons effectué une série de simulations à l'aide des deux logiciels SICRE (disponible au niveau de l'opérateur système) ainsi que ETAP 6.0, du réseau isolé d'Adrar – In Salah. En simulant une série d'incidents – avec et sans éoliennes – et ceci dans trois configurations de charge qui sont le creux d'hiver, le creux d'été et la pointe été. En comparant à chaque fois les résultats trouvés en présence et en l'absence d'éoliennes à Kabertane. Nous analyserons ensuite les résultats trouvés notamment l'impact des éoliennes sur le comportement dynamique de la fréquence et sur son réglage primaire.

Dans le chapitre cinq, en se basant sur les résultats du chapitre quatre et la recherche bibliographique des deux premiers chapitres, nous proposerons un nouveau plan de délestage tout en comparant les résultats obtenus avec le plan actuel et avec le nouveau plan.

Nous terminerons ensuite par une conclusion générale dans laquelle on évoquera notamment quelques pistes pour une meilleure intégration des énergies éoliennes.

# CHAPITRE I

## Généralités sur les réseaux électriques et les plans de défense

---



## Introduction [1]

On appelle réseau électrique l'ensemble des installations électriques interconnectés qui assurent l'approvisionnement en énergie des divers utilisateurs. La production doit s'adapter en permanence à la consommation. De ce fait, l'ensemble production, acheminement, utilisation constitue un système complexe qui doit être stable. Cette stabilité est assurée par l'intermédiaire de mesures préventives ou curatives qui peuvent être soit manuelles soit automatiques. Un réseau électrique peut être de petite puissance ou très puissant (à l'échelle d'un pays).

### I.1 Grandeurs caractérisant les réseaux électriques [1]

#### a. Grandeurs électriques

La fréquence : 50 ou 60 Hz selon les pays. La tension de quelques centaines de volts à quelques centaines de kV, selon qu'il s'agisse de telle ou telle partie du réseau. Ces grandeurs de base sont influencées par l'intensité du courant qui circule dans les lignes et les câbles ; laquelle est liée aux puissances actives et réactives générées, transportées et consommées.

#### b. Disposition spatiale

La structure topologique est à échelle : des continents, des pays, des régions, des sites industriels (centaines de mètres à dizaines de kilomètres), des bâtiments du tertiaire.

## I.2 Eléments et constituants des réseaux électriques [2]

### I .2.1 Les centrales électriques

L'énergie électrique y est produite à partir d'une source d'énergie primaire (fossile, hydraulique, renouvelable ou nucléaire). La puissance de ces centrales varie de quelques dizaines de mégawatts à plusieurs gigawatts.

### I .2.2 Les lignes de transport

Un système électrique composé de lignes aériennes, souterraines et sous marines dont la fonction est d'acheminer l'énergie produite par les centrales électriques aux charges sous la forme d'un système triphasé équilibré. Le système électrique se divise en quatre compartiments qui sont :

- Le transport
- La répartition
- La distribution primaire
- La distribution secondaire

Le paramètre distinguant entre ces quatre compartiments est la tension dans laquelle ils opèrent. Ces divers paliers de tension sont liés entre eux par des postes de transformation (transformateur).

### I.2.3 Les consommateurs d'énergie

Les consommateurs d'énergie ou plus communément appelés "charge", sont caractérisés par leur consommation d'énergie. Ils sont également classés selon leur consommation d'énergie et également la nature de leur activité (charge résidentiel, charge industrielle).

## I .3 Topologie et structure des réseaux électriques

Par topologie d'un réseau électrique il faut comprendre l'ensemble des principes (schéma, protection, mode d'exploitation) utilisés pour véhiculer l'énergie électrique en distribution publique. La topologie des systèmes de puissance varie selon la nature des centrales électriques et des charges, les niveaux de tension des réseaux et d'autres considérations du coût et de la faisabilité. La connaissance et la maîtrise de la topologie des réseaux électriques permettent d'optimiser leur gestion et leur maintenance ainsi que leurs calculs et leur modélisation [3] [4]

### I.3.1 Les critères de choix d'une topologie [3]

Le choix d'une topologie répond à des objectifs :

- assurer la sécurité des personnes et des biens,
- obtenir un niveau de qualité de service fixé,
- assurer le résultat économique souhaité.

Mais il doit aussi se soumettre à des impératifs :

- être en adéquation avec la densité d'habitat et/ou de consommation, aussi appelée densité de charge. Celle-ci est exprimée en MVA/km<sup>2</sup>.
- tenir compte de l'étendue géographique du relief et des difficultés de construction,
- satisfaire aux contraintes d'environnement, en particulier climatiques (températures minimale et maximale, fréquence des orages, neige, vent, etc.) et respect du milieu.

### I.3.2 Influence de la topologie du réseau [3]

Le choix d'une topologie fixe les principaux éléments de conception d'une distribution, à savoir :

- ✓ les puissances appelées et la valeur maximale des courants de défaut à la terre.

- ✓ la (ou les) tension de service.
- ✓ le (ou les) schéma des liaisons à la terre,
- ✓ la longueur maximale des départs (quelques dizaines de kilomètres en MT),
- ✓ le type de distribution : aérien ou souterrain,
- ✓ le type d'exploitation : manuelle ou automatique.

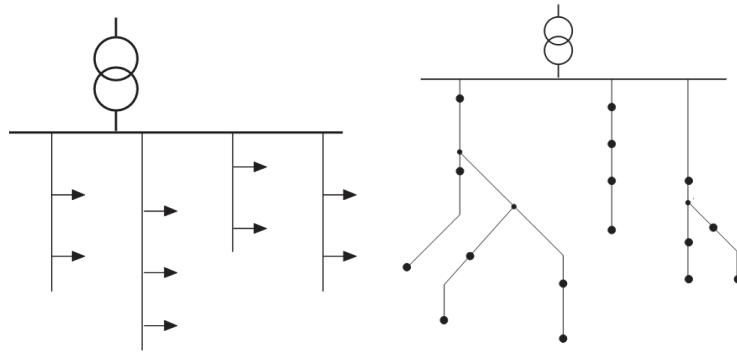
Il est important de remarquer que :

- le choix du courant de court-circuit a des répercussions sur la tenue des matériels utilisés sur le réseau,
- le choix de la (ou des) valeur (s) de tension est toujours le résultat d'un compromis entre les coûts de réalisation et d'exploitation du réseau, le choix du niveau d'isolement des matériels obéit généralement à des normes internationales et/ou nationales,
- le choix d'une distribution en aérien ou en souterrain influe beaucoup sur le coût d'installation et la qualité de service (ex: coûts d'une tranchée / sensibilité aux défauts fugitifs...).

### I.3.3 Les différentes topologies [3] [4]

#### a. Systèmes radiaux

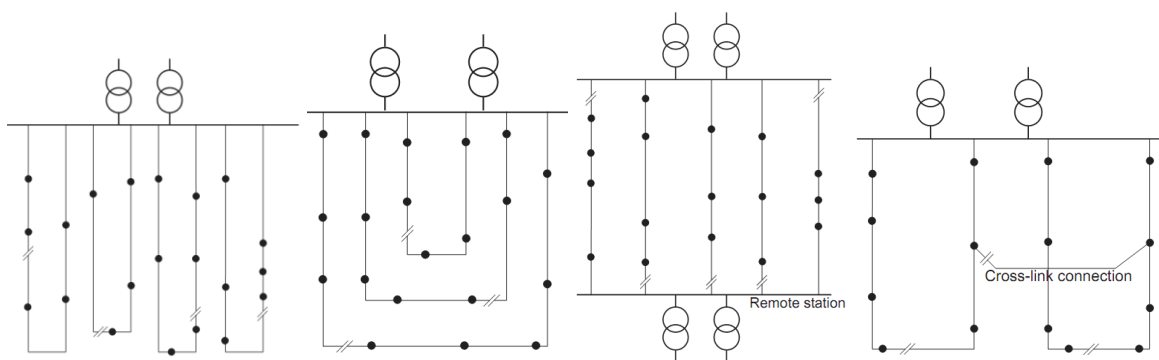
Ce système est aussi appelé en antenne. Son principe de fonctionnement est à une seule voie d'alimentation. Ceci signifie que tout point de consommation sur une telle structure ne peut être alimenté que par un seul chemin électrique possible. Il est de type arborescent. Cette arborescence se déroule à partir des points d'alimentation, qui sont constitués par les postes de distribution publique HT/MT ou MT/MT. Ce système est particulièrement utilisé pour la distribution de la MT en milieu rural. En effet il permet facilement, et à un moindre coût, d'accéder à des points de consommation de faible densité de charge (10 kVA) et largement répartis géographiquement (100 km<sup>2</sup>). Très souvent un système radial est lié à une distribution de type aérien.



**Figure I.1 :** Exemples de réseau radiaux

**b. Systèmes en boucle**

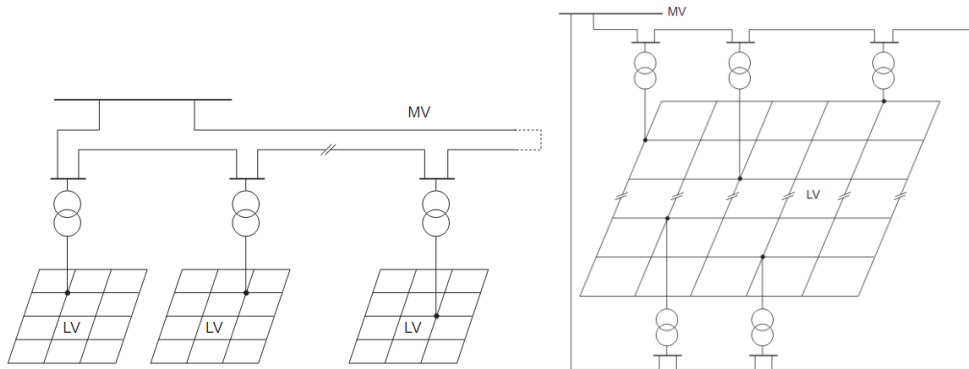
Il est aussi appelé coupure d'artère. Son principe de fonctionnement est à deux voies d'alimentation. Ceci signifie que tout point de consommation sur cette structure peut être alimenté par deux chemins électriques possibles, sachant qu'en permanence seul un de ces deux chemins est effectif, le secours étant réalisé par cette possibilité de bouclage. Dans un tel système, il y a toujours un point d'ouverture dans la boucle (d'où le nom de boucle ouverte aussi utilisé pour cette solution), ce qui revient à un fonctionnement équivalent à deux antennes. Il est typiquement utilisé en milieu urbain à forte densité.



**Figure I.2 :** Exemples de réseau bouclés

### c. Les systèmes maillés

Ces systèmes sont caractérisés par une architecture plus complexe, une plus grande fiabilité et sûreté de fonctionnement et une plus grande flexibilité en termes de contrôle et de gestion du réseau. On trouve ce type de configuration en HT, MT et BT.



**Figure I.3 :** Exemples de réseaux électriques maillés

## I.4 les différents types de réseaux électriques [3]

### I.4.1 Les réseaux de transport et d'interconnexion

La dispersion géographique entre les lieux de production et les centres de consommation nécessitent un réseau électrique capable de transporter cette énergie sur de grandes distances. Ses lignes atteignent des milliers de kilomètres. La finalité de ce réseau est triple :

- une fonction de “transport” dont le but est d’acheminer l’électricité des centrales de production aux grandes zones de consommation ;
- une fonction “d’interconnexion nationale” qui gère la répartition de l’offre en orientant la production en fonction de la répartition géographique et temporelle de la demande ;
- une fonction “d’interconnexion internationale” pour gérer des flux d’énergie entre les pays en fonction d’échanges programmés ou à titre de secours.

En général, seuls quelques abonnés à très forte consommation sont raccordés sur ces réseaux. La structure de ces réseaux est essentiellement de type aérien. Les tensions sont généralement comprises entre 225 et 400 kV, quelques fois 800 kV. En effet pour une puissance donnée, les pertes en ligne par effet Joule sont inversement proportionnelles au carré de la tension. De plus les puissances transportées sont telles, que l'utilisation d'une tension basse entraînerait des sections de câble tout à fait inadmissibles. Dans tous les cas, le choix d'une tension de transport est avant tout un compromis technico-économique. L'aspect sûreté est fondamental sur ces réseaux.

### **I.4.2 Les réseaux de répartition**

La finalité de ce réseau est avant tout d'acheminer l'électricité du réseau de transport vers les grands centres de consommation. Les tensions sur ces réseaux sont comprises entre 25 kV et 275 kV. Les protections sont de même nature que celles utilisées sur les réseaux de transport, les centres de conduite étant régionaux.

### **I.4.3 Le réseau de distribution MT**

La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de répartition aux points de moyenne consommation. Ces points de consommation sont soit du domaine public, avec accès aux postes de distribution publique MT/BT, soit du domaine privé, avec accès aux postes de livraison aux abonnés à moyenne consommation. Ils sont essentiellement du secteur tertiaire, tels les hôpitaux, les bâtiments administratifs, les petites industries, ... La structure est de type aérien ou souterrain. Les tensions sur ces réseaux sont comprises entre quelques kilovolts et 40 kV. Les protections sont moins sophistiquées que dans le cas des réseaux précédents.

### **I.4.4 Le réseau de distribution BT**

La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de distribution MT aux points de faible consommation dans le domaine public avec l'accès aux abonnés BT. Il représente le dernier niveau dans une structure électrique. Ce réseau permet d'alimenter un nombre très élevé de consommateurs correspondant au domaine domestique. Sa structure, de type aérien ou souterrain, est souvent influencée par l'environnement. Les tensions sur ces réseaux sont comprises entre 100 et 440 V.

## **I .5 Stabilité des systèmes en puissance**

### **I.5.1 Définition de la stabilité des systèmes de puissance [5]**

La stabilité d'un système de puissance est la capacité d'un système à retrouver son état de fonctionnement normal, après avoir subi une ou plusieurs perturbations. Elle est caractérisée par des fluctuations de la puissance transitée dans le réseau et se mesure par les variations dans le temps de la tension, de la fréquence ainsi que de l'angle interne des alternateurs.

### **I.5.2 Différents types de stabilité**

#### **a. La stabilité statique [5]**

Cette stabilité se rapporte à la capacité du système d'alimentation en énergie à retrouver son point de fonctionnement initial après avoir subi de petites et lentes perturbations tel que les changements progressifs de charge par exemple.

#### **b. Stabilité transitoire [1]**



Cette stabilité caractérise la capacité du système à retrouver son point de fonctionnement initial après de grandes perturbations survenant soudainement tel que :

- L'occurrence soudaine d'un défaut
- La perte soudaine d'un gros groupe de production ou d'une ligne importante
- La perte ou le déplacement soudain de grosses charges

L'étude de la stabilité transitoire permet de déterminer si le synchronisme est maintenu après que le système ait subi une perturbation grave

### I.6 Incidents pouvant entraver le bon fonctionnement des réseaux électriques [6]

Ces mécanismes apparaissent soit de façon progressive soit brutale, lorsqu'il y'a : rupture de l'équilibre production – consommation, dépassement des limites de transport du réseau ou bien incapacité à amortir les oscillations du système. Dans la pratique, lors de grands incidents, plusieurs de ces phénomènes peuvent entrer en jeu soit successivement soit simultanément.

#### I.6.1 La perte de stabilité angulaire

La stabilité angulaire est définie comme étant la capacité des alternateurs à maintenir le synchronisme après avoir été soumis à une ou plusieurs perturbations. Elle se traduit par des oscillations angulaires au niveau du rotor. La stabilité angulaire est classée en deux catégories : la stabilité de l'angle du rotor face aux petites perturbations et la stabilité de l'angle du rotor aux grandes perturbations.

#### I.6.2 Développement d'oscillations non amorties

Le développement d'oscillations rétorques non amorties sont un cas particulier de la perte de stabilité angulaire. Ce phénomène s'étale souvent sur plusieurs minutes et conduit généralement à une perte de synchronisme. Ces oscillations sont régies par les équations de mouvement du rotor de l'alternateur. Dans un système donné, la fréquence des oscillations est relativement invariante. C'est l'amplitude des oscillations qui peut être maîtrisée via les amortissements et autres systèmes de régulation.

### I.6.3 La perte de stabilité en fréquence

Elle résulte d'un déséquilibre important entre production et consommation, plus précisément à l'incapacité de la production à s'adapter rapidement à l'évolution de la charge. Elle se manifeste dans la plupart des cas par une baisse de la fréquence, une hausse étant nettement plus rare.

### I.6.4 La perte de stabilité en tension

La perte de stabilité en tension peut se produire à la hausse comme à la baisse. Le risque de surtensions concerne les situations de faible charge, dans les réseaux étendus ou fortement équipés en liaisons par câbles. Les conséquences immédiates de ces surtensions sont plus critiques que les écroulements de tension. En particulier pour les groupes de production dont la limite en absorptions de puissance constitue non seulement une limite du point de vue thermique mais également du point de vue de la stabilité.

### I .6.5 Les facteurs entraînant l'extension d'un incident

La gravité et l'extension d'un incident dépend essentiellement de l'état initial du système avant l'incident et sa topologie, du type d'incident affectant initialement le système et d'autres facteurs structurels pouvant contribuer à l'évolution de l'incident

## I.7 Conduite des systèmes électriques

La fréquence et les différents niveaux de tension dans un système électrique doivent être maintenus à l'intérieur des marges contractualisées afin d'assurer la stabilité du système dans son intégralité. Il existe néanmoins toujours des aléas dans le réseau. Le système électrique doit pouvoir y faire face en retrouvant rapidement un fonctionnement normal, et ce avec le minimum de désagréments pour les consommateurs.

### I.7.1 Le réglage de la fréquence

La fréquence d'un système électrique traduit à tout instant l'équilibre entre la production et la consommation. En fonctionnement normal, on peut considérer que la fréquence est uniforme à un instant donné sur l'ensemble du réseau, les alternateurs, étant reliés entre eux par le jeu des forces électromagnétiques, tournent tous à la même vitesse électrique [7]. Tout changement dans la consommation est vu par le système comme une variation au niveau du couple électromagnétique de chaque groupe de production et toute variation de la production se traduit par une variation du couple mécanique. Le déséquilibre entre ces deux couples conduit à une variation de la vitesse de rotation des machines synchrones. Pour un groupe donné, ce lien est régi par l'équation des masses tournantes appliquée au système rotor-arbre-turbine :

$$J \frac{d\Omega}{dt} = T_m - T_e \quad (I.1)$$

Avec :

$J_i$  [Kg.m<sup>2</sup>] : moment d'inertie de la ligne d'arbre du groupe de production  $i$ ,

$\Omega_i$ [rad/s] : vitesse de rotation du rotor du groupe de production  $i$ ,

$T_{mi}$ [N.m] : Couple mécanique (moteur) exercé par la turbine du groupe  $i$ ,

$T_{ei}$ [N.m] : Couple électromagnétique (résistant) exercé par la charge du groupe  $i$ .

### a. Le réglage primaire de la fréquence [8]

La régulation primaire de fréquence est destinée à faire face aux déséquilibres de dynamique rapide tels que la perte d'un groupe de production. Elle permet de retrouver l'équilibre production-consommation après une perturbation, si toutefois la réserve primaire disponible est suffisante. Cette régulation doit assurer la stabilisation de la fréquence à une valeur proche de la valeur nominale et dans une échelle de quelques secondes. La réserve de puissance utilisée dans la régulation primaire de fréquence est constituée d'abord de l'inertie mécanique des rotors de tous les groupes fonctionnant en synchronisme ainsi que de la réserve conservée au niveau de certains groupes de production. Ces groupes, pouvant libérer une réserve de puissance très rapidement, sont exploités à des valeurs de production inférieures à la puissance nominale. Pour un groupe donné, le régulateur de vitesse agit sur les organes d'admission du fluide moteur à la turbine, par l'intermédiaire d'une variation de la position de la vanne, conduisant à une augmentation ou à une réduction de la puissance produite par le groupe.

### Divers aspects du réglage primaire de la fréquence [8]

En général les performances du réglage primaire envisageables des différentes filières (que ce soit à l'échelle d'une installation isolée ou d'une zone étendue) doivent être précisées en termes de :

- **Volume de réserve** : au niveau du système, la réserve primaire totale disponible est la somme des réserves des groupes participants.
- **Dynamique de libération** : en général la dynamique de libération de la réserve primaire doit être assez rapide afin de limiter la chute de fréquence pendant les transitoires après un défaut.

- **Temps de maintien** : comme évoqué précédemment, les groupes de production participant au réglage primaire doivent être capable de maintenir la fourniture de la puissance, afin de laisser suffisamment de temps à la réserve secondaire et à la réserve tertiaire rapide de prendre le relai du réglage de fréquence.

### b. Le réglage secondaire de la fréquence [8]

L'action de la régulation primaire de vitesse permet de rétablir rapidement l'équilibre offre demande, mais elle conduit à un écart  $\Delta f$  de la fréquence par rapport à sa valeur de consigne en régime permanent. 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. Dans un réseau isolé la régulation secondaire a un objectif unique qui est de ramener la fréquence à la valeur nominale. Dans les réseaux interconnectés, la régulation secondaire a un deuxième objectif : faire revenir les transits de puissance entre les pays à leurs valeurs contractuelles.

### c. Le réglage tertiaire de la fréquence [8]

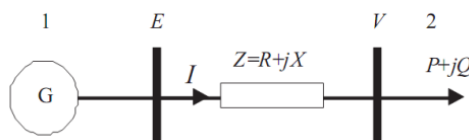
Les réserves de puissance primaire et secondaire sont limitées et encore plus dans les réseaux isolés. Suite à un incident dans le réseau, une variation importante des niveaux de réserve peut se produire. Il est même possible que la réserve secondaire soit épuisée et que l'action du réglage secondaire 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 primaire et secondaire, 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.

## I.7.2 Réglage de la tension

Pour garantir la stabilité du réseau et la sécurité des matériels, la tension doit être maintenue dans des limites fixées par les règles d'exploitation des réseaux électriques. Ces limites sont définies dans chaque pays selon le type de réseau en fonction de son niveau de tension. La tenue de la tension est donc un des aspects fondamentaux de l'exploitation des réseaux de transport et de distribution. En effet, les limites de tension ne doivent pas être dépassées pour les raisons suivantes : [9]

- Les limites supérieures de tension sont imposées pour tous les niveaux d'exploitation par la tenue diélectrique des matériels, ainsi que par les limites de saturation des transformateurs.
- Les limites inférieures de tension sont imposées au niveau des réseaux de distribution par le fonctionnement correct des appareils industriels ou domestiques. Au niveau des réseaux de transport, les limites inférieures de tension sont liées à la sécurité du système électrique dans son ensemble; une tension trop basse aura les conséquences suivantes : Surcharge des éléments de transport, perte des éléments de production.

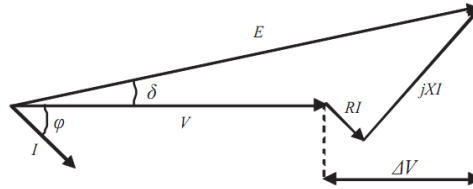
La compensation de la puissance réactive se fait normalement d'une manière locale. C'est pour cela que différents moyens de compensation comme condensateurs, réactances, voire compensateurs synchrones existent dans les différents niveaux de tension du réseau électrique. Le contrôle de la tension peut être expliqué par un modèle simple du système de puissance composé d'un générateur à l'extrémité 1 (poste source), d'une ligne de puissance et d'une charge à l'extrémité 2.  $E$  et  $V$  sont respectivement la tension à l'extrémité 1 et à l'extrémité 2. La ligne électrique a une résistance  $R$  et une réactance  $X$ .  $P$  et  $Q$  représentent respectivement, les puissances active et réactive transmises à l'extrémité 2. [10]



**Figure I.4 :** Liaison d'un générateur et récepteur à travers une ligne de puissance. [10]

La chute de tension est donnée par l'équation

$$\begin{aligned} \Delta V = E - V &= Z.I = R.I \cos\varphi + X.I \sin\varphi + j(X.I \cos\varphi + R.I \sin\varphi) \\ &= \frac{RP + XQ}{E} + j \frac{XP - RQ}{E} \end{aligned}$$



**Figure I.5 :** Diagramme de Fresnel correspondant à une ligne de puissance.

Expérimentalement, le déphasage  $\delta$  entre les tensions  $E$  et  $V$  de la ligne (l'angle de transport) est petit (hypothèse d'un réseau peu chargé et des lignes relativement courtes), ce qui implique que la chute de tension est égale à sa projection. [10]

$$\Delta V = \frac{RP + XQ}{E} \quad (I.2)$$

Cependant, dans la plupart des réseaux électriques de transport la réactance  $X$  est très supérieure à la résistance  $R$

D'où :

$$\Delta V = \frac{XQ}{E} \quad (I.3)$$

#### a. Le réglage primaire de la tension [11]

Est un réglage automatique quasi instantané agissant sur les groupes de production. Il a pour but dans la plupart des cas de réguler les grandeurs locales de la tension à des valeurs de consigne en agissant sur l'excitation des alternateurs. Pour faire face à des variations rapides de la tension liées aux appels de puissance réactive.

### b. Le réglage secondaire de la tension [11]

Le réglage secondaire de tension (RST) a pour but de faire face de manière coordonnée à de fortes, mais lentes fluctuations de la tension à l'échelle régionale, ce que le réglage primaire ne peut assurer seul. Son principe consiste à organiser le réseau en "zones" de réglage et à contrôler le plan de tension séparément à l'intérieur de chaque zone en agissant de façon automatique et coordonnée sur la puissance réactive produite par certains des groupes de production de la zone. Cela signifie que chaque zone est en théorie insensible à toute variation de tension pouvant survenir dans une zone voisine. Le rôle le plus important de ce réglage est de limiter les transits de puissance réactive sur les lignes d'interconnexion, et de maintenir la tension en certains nœuds représentatifs de la tension de chaque zone à sa valeur de consigne. Ces nœuds spécifiques sont appelés nœuds pilotes (il y en a un par zone de réglage). Cette action est réalisée en élaborant une correction des valeurs de consigne de chaque groupe participant au réglage secondaire. Le correcteur du réglage secondaire élabore un niveau de participation à partir de l'écart entre la consigne de tension du nœud pilote et la tension mesurée dans ce nœud. Ce niveau est ensuite utilisé par la boucle de réactif de chaque alternateur pour déterminer la correction à apporter sur la consigne de tension de ce dernier. Afin de protéger le réseau contre d'éventuelles oscillations dues à des actions contradictoires des réglages primaire et secondaire, ce niveau de réglage a un temps de réponse nettement plus long que le précédent, de l'ordre de la minute.

### c. Le réglage tertiaire de la tension [11]

Le réglage tertiaire, manuel, consiste à réévaluer les consignes de tension des nœuds pilotes de chaque zone de réglage selon des critères technico-économique et coordonner le plan de tension entre les différentes zones de réglage secondaire, pour exploiter le réseau en assurant au mieux sa sûreté.



## I.8 Les plans de défense du réseaux[6]

L'analyse du fonctionnement du système et de la continuité du service permet de répertorier des états standards caractéristiques. Les incidents cités ci-dessus entraînent le système vers des états plus dégradés. Les plans de défense ont pour vocation de ramener le système vers des états moins dégradés et assurer son intégrité c'est-à-dire conserver le maximum d'ouvrages de transport et d'interconnexion en état de service et ramener les paramètres principaux (tension, fréquence et charge de liaison) vers leurs plages de respectives. De manière à contenir l'incident et préserver également les unités de production.

Ces mesures de défense assurent d'une part la détection et l'identification des situations anormales et la mise en place de procédures automatique (généralement prédéfinies) permettant de préserver l'intégrité du réseau avec un minimum d'impact sur les zones non touchés. Pour chaque mécanisme, il est possible définit les actions de défense, et pour chaque une d'entre elle d'établir une liste de moyens susceptibles d'enrayer le développement du processus et la dégradation du système. Ces moyens doivent être mis en place de façon plus ou moins radicale selon le processus dans lequel ils interviennent, sa gravité et la sensibilité des zones menacés.

### I.8.1 Instabilité en fréquence

#### a. Hausse de fréquence

Des hausses de fréquence peuvent apparaître en cas d'isolement fortuit de zones fortement exportatrices. Elles résultent d'un réglage de vitesse insuffisamment performant au niveau de l'unité de production. Un plan de déclenchement ou d'ilotage de groupes sur critère de fréquence résout la question de façon efficace. L'ordre de déclenchement des groupes doit prendre en considération les contraintes lié à la limite de survitesse de chaque unité et également de la capacité de réglage de la fréquence des unités qui resteront en service.

### b. Baisse de fréquence

Les moyens pour remédier aux baisses de fréquences sont plus divers. Il est notamment nécessaire de distinguer entre les baisses de fréquence lentes, pour lesquelles certaines actions sur la production sont possibles et des baisses rapides pour lesquelles seule l'action corrective rapide par délestage de charge est susceptible d'enrayer le processus.

#### **Les baisses de fréquence lentes :**

Elles peuvent être traitées par des actions automatiques sur la production ou bien sur la charge, généralement sur simple critère de fréquence. Des seuils de fréquence seront établis de manière à assurer une action proportionnée à la cause. La liste suivante donne un aperçu des moyens possible :

- Déclenchement étagé des charges interruptibles.
- Arrêt des pompes dans les centrales de pompage.
- Enclenchement automatique des procédures de fonctionnement en surcharge des unités thermiques.
- Démarrage automatique d'unités de pointe.

#### **Baisse de fréquence rapide**

Si le déséquilibre entre production et consommation est important la baisse de la fréquence sera tellement rapide que des mesures correctives rapides doivent être prises. Seul le délestage de la charge est capable d'enrayer ce phénomène. Dans les cas extrêmes, les schémas classiques basés sur des critères de fréquence peuvent se montrer insuffisants de par leur lenteur. Il est alors nécessaire de procéder à un délestage de charge initial massif, celui-ci peut

être constitué d'un délestage préventif ou bien basé sur les variations de la fréquence et de sa dérivé.

**Remarque :**

Une réduction importante de la charge peut engendrer des surtensions. Ceux-ci peuvent être maîtrisés en agissant sur les moyens de compensation. En conséquence, la proportion de charge délestable est souvent limitée à environ 50 %.

### I.8.2 Instabilité en tension

Les phénomènes affectant la stabilité de la tension sont avant tout à caractère local. Le niveau de tension dans un système n'est pas aussi représentatif en termes de déséquilibre en réactif dans le système que ne l'est la fréquence dans le cas du déséquilibre en puissance active. Ceci explique que les plans de délestage dans le cas des baisses de tension soient moins rependus.

#### a. Hausse de tension

Des dispositions doivent être mises en place pour adapter le point de fonctionnement du système et éviter que le régime ne devienne capacitif

##### Hausses de tension lentes

On peut y remédier en mettant respectivement en service ou hors service les inductances ou les capacités shunt.

##### ✓ Hausses de tension rapides

Ce type d'instabilité est rare mais extrêmement dangereux car aucun moyen n'est disponible pour l'enrayer. La dégradation de l'état du système provoquera inévitablement l'emballement du processus, le déclenchement d'unités de production sur critère de tension, aggravant ainsi la situation.

#### b. Baisse de tension :

Les moyens pour combattre les baisses de tension sont plus nombreux. La majorité concerne le déclenchement de charges.

✓ **Baisses de tension lentes**

On peut agir sur le point de fonctionnement du système en mettant respectivement en service et hors service ou en service les inductances et les capacités shunt.

✓ **Ecoulement de tension :**

En cas de chute plus rapide de la tension, le délestage automatique de la charge doit être envisagé. L'implantation est moins courante que le délestage sur critère de sous-fréquence le critère de tension étant moins pertinent que le critère de fréquence au niveau local.

### I.8.3 Perte de synchronisme

Ce phénomène peut affecter une zone plus ou moins importante du système. Dans ce cas l'ilotage permet d'empêcher une propagation de ce phénomène vers d'autres zones du système. La procédure doit être extrêmement rapide et pose de nombreuses contraintes.

L'ilotage est une mesure extrême qui permet de contenir un phénomène dans une zone du réseau. Sa mise en place nécessite la détermination préalable des zones à iloter éventuellement, ainsi que des mesures annexes indispensables pour le bon déroulement de la procédure. En l'état actuel des choses il est impossible vue le niveau des méthodes et des moyens de définir de façon dynamique les zones à isoler. Des dispositions préalables peuvent entre autre être mises en place individuellement pour chaque groupe de production.

## I.9 Conclusion

Les réseaux électriques sont un ensemble complexe constitué des centrales, des lignes de transport et des charges. Ce système peut être affecté par diverses perturbations classées selon la grandeur (tension ou fréquence) et selon leur dynamique (statique ou transitoire). Des mesures préventives ou curatives peuvent être entreprises pour garantir cette stabilité. Les plans de défense vont dans ce sens, en effet les plans de défense sont une série de mesures prédéfinies afin de faire face aux avaries potentiellement fatales au bon fonctionnement du réseau électrique.

# CHAPITRE II

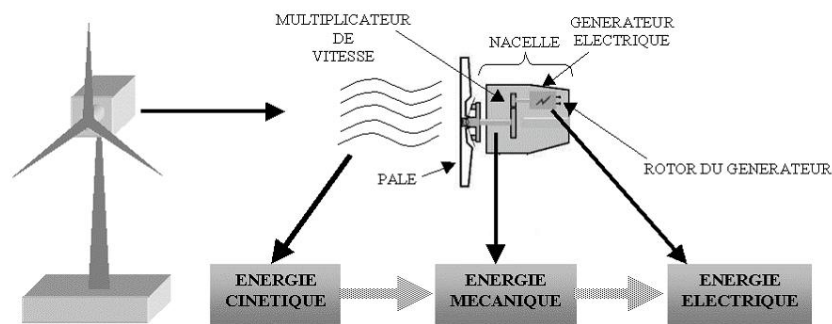
## L'énergie éolienne et son intégration dans les réseaux électriques

---

### II.1 Généralités sur l'énergie éolienne

#### II.1.1 Définition de l'énergie éolienne

Un aérogénérateur, plus communément appelé éolienne, est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent (fluide en mouvement) en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice.



**Figure II.1 :** Conversion de l'énergie cinétique du vent

L'énergie éolienne est une énergie "renouvelable" non dégradée, et surtout en corrélation saisonnière (l'énergie électrique est largement plus demandée en hiver et c'est souvent à cette période que la moyenne des vitesses des vents est la plus élevée). De plus, c'est une énergie qui ne produit aucun rejet atmosphérique ni déchet radioactif. Elle est toutefois aléatoire dans le temps et son captage reste assez complexe, nécessitant des mâts et des pales de grandes dimensions (jusqu'à 60 m pour des éoliennes de plusieurs mégawatts) dans des zones géographiquement dégagées pour éviter les phénomènes de turbulences [12]. Les installations peuvent être réalisées sur terre mais également de plus en plus en mer (fermes éoliennes offshore) où la présence du vent est plus régulière. De plus, les éoliennes sont ainsi moins visibles et occasionnent moins de nuisances sonores. Outre l'aspect visuel des éoliennes, leur impact sur l'environnement est réduit (par exemple, réduction des émissions de CO<sub>2</sub>). Une éolienne ne couvre qu'un pourcentage très réduit de la surface totale du site sur laquelle elle est implantée, permettant alors à la plupart des sites de conserver leurs activités industrielles ou agricoles. Leurs nuisances sonores sont de plus relativement faibles. Dans la plupart des cas, le bruit du vent est supérieur à celui engendré par l'éolienne. Les éoliennes sont divisées en trois catégories selon leur puissance nominale [12]:

- Eoliennes de petite puissance : inférieure à 40 kW
- Eoliennes de moyenne puissance : de 40 à quelques centaines de kW.
- Eoliennes de forte puissance : supérieure à 1 MW.

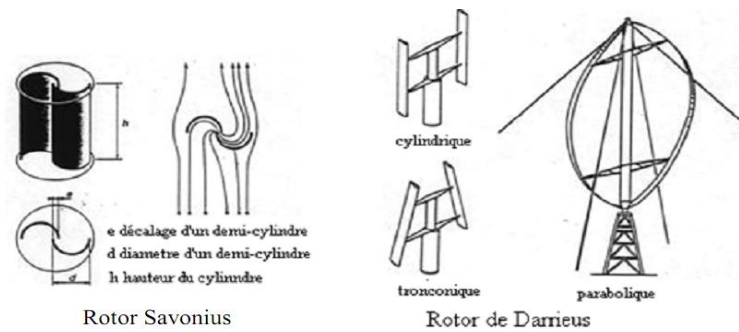
### II.1.2 Différents types d'éoliennes

Les éoliennes se divisent en deux grandes familles : celles à axe vertical et celles à axe horizontal.

#### II.1.2.1 Eoliennes à axe vertical

Les éoliennes à axe vertical ont été les premières structures développées pour produire de l'électricité. Elles possèdent l'avantage d'avoir les organes de commande et le générateur au niveau du sol donc facilement accessibles. De nombreuses variantes ont été testées depuis les années vingt, dont beaucoup sans succès, mais deux structures sont parvenues au stade de l'industrialisation [13] :

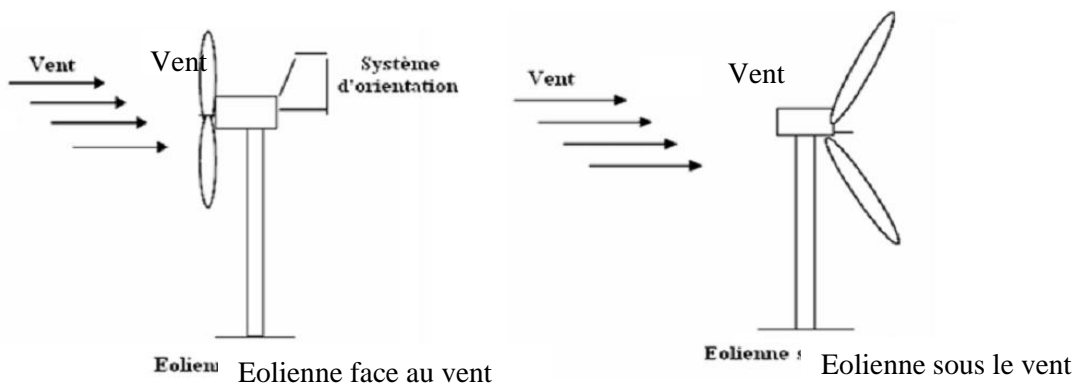
- ✓ Le rotor de Savonius (du nom de son inventeur, breveté en 1925) dont le fonctionnement est basé sur le principe de "traînée différentielle" utilisé dans les anémomètres, il en résulte alors un couple moteur entraînant la rotation de l'ensemble.
- ✓ Les éoliennes à variation cyclique d'incidence dont la structure la plus répandue est celle de Darrieus. Leur fonctionnement est basé sur le fait qu'un profil placé dans un écoulement d'air selon différents angles est soumis à des forces de direction et d'intensité variables. La résultante de ces forces génère alors un couple moteur entraînant la rotation du dispositif.



**Figure II.2 :** Eoliennes à axe vertical

### II.1.2.2 Eoliennes à axe horizontal

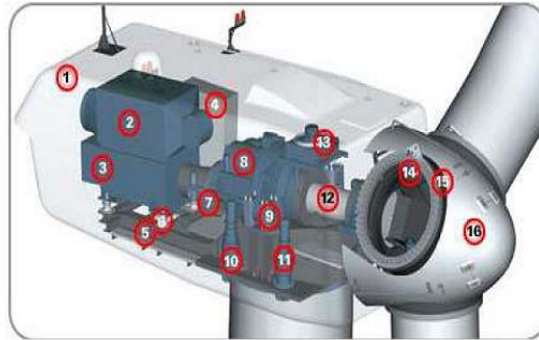
Les éoliennes à axe horizontal sont basées sur la technologie ancestrale des moulins à vent. Elles sont constituées de plusieurs pales profilées aérodynamiquement à la manière des ailes d'avion. Dans ce cas, la portance n'est pas utilisée pour maintenir un avion en vol mais pour générer un couple moteur entraînant la rotation. Le nombre de pales utilisé pour la production d'électricité varie classiquement entre 1 et 3, le rotor tripale étant le plus utilisé car il constitue un compromis entre le coefficient de puissance, le coût et la vitesse de rotation du capteur éolien [14]. Ce type d'éolienne a pris le dessus sur celles à axe vertical car elles représentent un coût moins important, elles sont moins exposées aux contraintes mécaniques et la position du récepteur à plusieurs dizaines de mètres du sol privilégie l'efficacité. Les concepts abordés dans la suite se limiteront uniquement au cas des éoliennes à axe horizontal.



**Figure II.3 :** Eolienne à axe horizontal



### II.1.3 Constitution d'une éolienne



**Figure II.4 :**Exemple de système éolien [15]

Un mat, ou tour, supporte la nacelle (1) et la turbine (16). Il est important qu'il soit haut du fait de l'augmentation de la vitesse du vent avec la hauteur et aussi du diamètre des pales. Il est tubulaire et contient une échelle voire un ascenseur. La nacelle (1) partiellement insonorisée (6), (9), avec une armature métallique (5), accueille la génératrice (3) et son système de refroidissement (2), le multiplicateur de vitesse (8) et différents équipements électroniques de contrôle (4) qui permettent de commander les différents mécanismes d'orientation ainsi que le fonctionnement global de l'éolienne. Le multiplicateur de vitesse (quand il existe) comporte un arbre lent (12) supportant la turbine (16) et un arbre à grande vitesse (1000 à 2000 tours/min). Il est équipé d'un frein mécanique à disque (7), auquel est accouplé le générateur (3). Le multiplicateur de vitesse peut être pourvu d'un système de refroidissement (13) à huile. La turbine (16) possède trois pales (15) qui permettent de capter l'énergie du vent et de la transférer à l'arbre lent. Un système électromécanique ou hydraulique (14) permet généralement d'orienter les pales et de contrôler ainsi le couple de la turbine et de réguler sa vitesse de rotation. Les pales fournissent également un frein aérodynamique par "mise en drapeau" ou seulement par rotation de leurs extrémités. Un mécanisme utilisant des servomoteurs électriques (10), (11) permet d'orienter la nacelle face au vent. Un anémomètre ou bien deux anémomètres et une girouette situés sur le toit de la nacelle fournissent les données nécessaires au système de contrôle pour orienter l'éolienne et la déclencher ou l'arrêter selon la vitesse du vent [16].

### II.1.4 Conversion énergie cinétique - énergie mécanique (loi de Betz) [17]

Considérons le système éolien à axe horizontal représenté sur la Figure 2.5 sur lequel on a représenté la vitesse du vent  $V1$  en amont de l'aérogénérateur et la vitesse  $V2$  en aval. En supposant que la vitesse du vent traversant le rotor est égale à la moyenne entre la vitesse du vent non perturbé à l'avant de l'éolienne  $V1$  et la vitesse du vent après passage à travers le rotor  $V2$  soit  $\frac{V1+V2}{2}$  la masse d'air en mouvement de densité  $\rho$  traversant la surface  $S$  des pales en une seconde est:

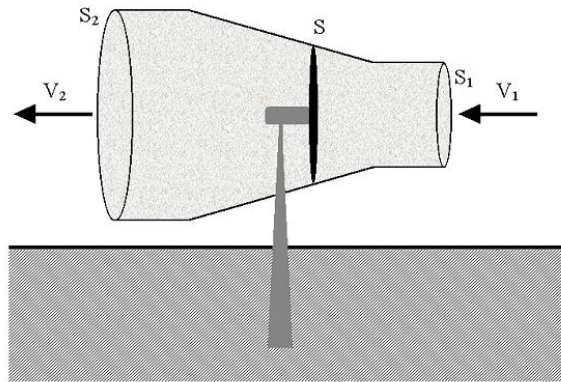
$$m = \frac{\rho S(V1+V2)}{2} \text{ (I.1)}$$

La puissance  $Pm$  alors extraite s'exprime par la moitié du produit de la masse et de la diminution de la vitesse du vent (seconde loi de Newton) :

$$Pm = \frac{m(V1^2-V2^2)}{2} \text{ (I.2)}$$

Soit en remplaçant  $m$  par son expression dans (I.1):

$$Pm = \frac{\rho S(V1+V2)(V1^2-V2^2)}{4} \text{ (I.3)}$$

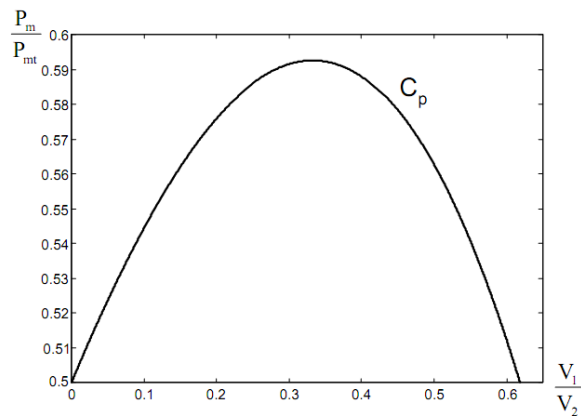


**Figure II.5 :** Tube de courant autour d'une éolienne

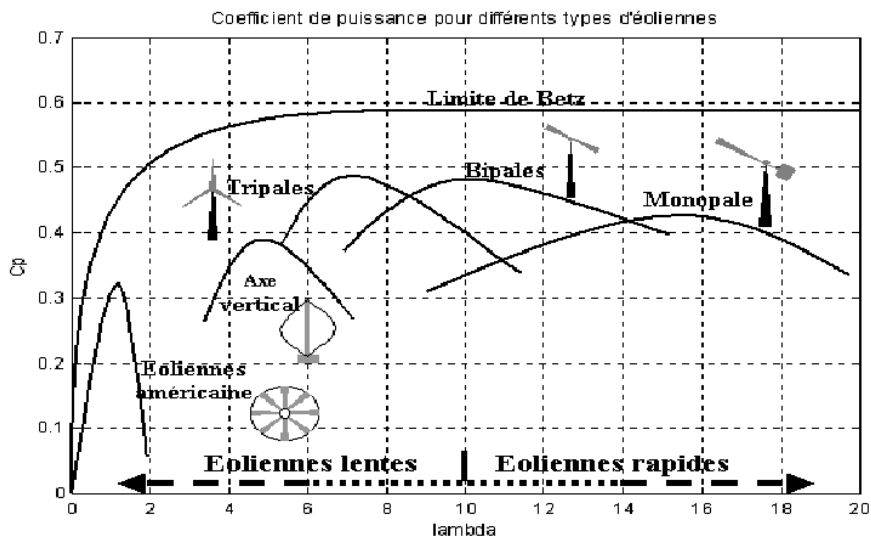
Un vent théoriquement non perturbé traverserait cette même surface  $S$  sans diminution de vitesse, soit à la vitesse  $V_1$ , la puissance  $P_{mt}$  correspondante serait alors :

$$P_{mt} = \frac{\rho S V_1^3}{2} \quad (I.4)$$

Si on représente la caractéristique correspondante à l'équation ci-dessus (Figure II.6), on s'aperçoit que le ratio  $P_m/P_{mt}$  appelé aussi coefficient de puissance  $C_p$  présente un maxima de  $16/27$  soit  $0,59$ . C'est cette limite théorique appelée limite de Betz qui fixe la puissance maximale extractible pour une vitesse de vent donnée. Cette limite n'est en réalité jamais atteinte et chaque éolienne est définie par son propre coefficient de puissance exprimé en fonction de la vitesse relative  $\lambda$  représentant le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent.



**Figure II.6:** Coefficient de puissance



**Figure II.7 :** Coefficient de puissance pour différents types d'éoliennes

Les éoliennes à marche lente sont munies d'un grand nombre de pales (entre 20 et 40), leur inertie importante impose en général une limitation du diamètre à environ 8 m. Leur coefficient de puissance atteint rapidement sa valeur maximale lors de la montée en vitesse mais décroît également rapidement par la suite. Les éoliennes à marche rapide sont beaucoup plus répandues et pratiquement toutes dédiées à la production d'énergie électrique. Elles possèdent généralement entre 1 et 3 pales fixes ou orientables pour contrôler la vitesse de rotation. Les pales peuvent atteindre des longueurs de 60 m pour des éoliennes de plusieurs

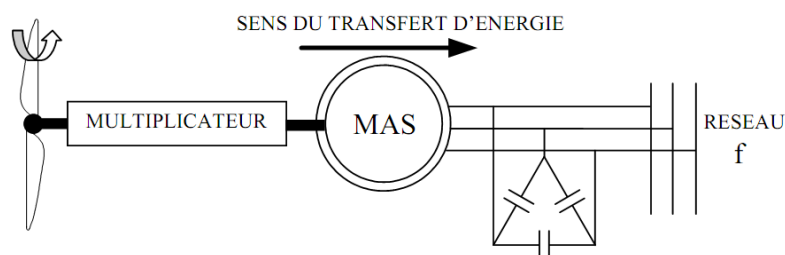
mégawatts. Les éoliennes tripales sont les plus répandues car elles représentent un compromis entre les vibrations causées par la rotation et le coût de l'aérogénérateur. De plus, leur coefficient de puissance atteint des valeurs élevées et décroît lentement lorsque la vitesse augmente. Elles fonctionnent rarement au-dessous d'une vitesse de vent de 3 m/s.

### II.1.5 Les différentes structures et technologies

#### II.1.5.1 Systèmes utilisant la machine asynchrone a cage d'écureuil

##### a. Machine asynchrone à cage d'écureuil simple

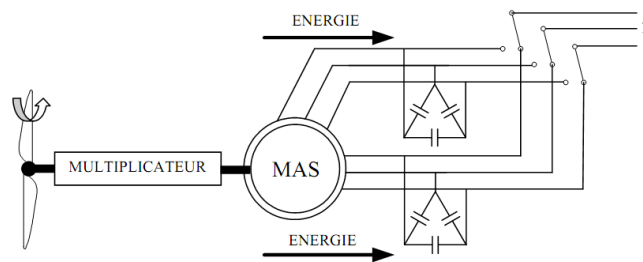
Contrairement aux autres moyens traditionnels de production d'énergie électrique où l'alternateur synchrone est largement utilisé, c'est la génératrice asynchrone à cage d'écureuil qui équipe actuellement une grande partie des éoliennes installées dans le monde. Pour assurer un fonctionnement stable du dispositif, la génératrice doit conserver une vitesse de rotation proche du synchronisme (point  $g=0$ ). Le dispositif le plus simple et le plus couramment utilisé consiste à coupler mécaniquement le rotor de la machine asynchrone à l'arbre de transmission de l'aérogénérateur par l'intermédiaire du multiplicateur de vitesse et à connecter directement le stator de la machine au réseau (Figure 2.8). La simplicité de la configuration de ce système (aucune interface entre le stator et le réseau et pas de contacts glissants) permet de limiter la maintenance sur la machine. Ce type de convertisseur électromécanique est toutefois consommateur d'énergie réactive nécessaire à la magnétisation du rotor de la machine [18].



**Figure II.8 :** Connexion directe d'une machine asynchrone sur le réseau

**b. Machine asynchrone à double stator**

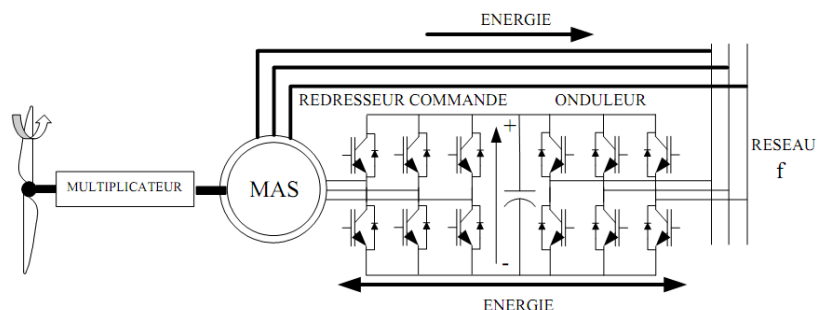
Pour améliorer le rendement du dispositif précédent, certains constructeurs utilisent un système à base de machine asynchrone à double stator: Un stator de faible puissance à grand nombre de paires de pôles pour les petites vitesses de vent. Un stator de forte puissance à faible nombre de paires de pôles permettant de fonctionner aux vitesses de vent élevées [19].



**Figure II.9 :**Machine asynchrone à double stator

**b. Machine asynchrone à double alimentation type "brushless"**

Cette machine a la particularité de posséder deux bobinages triphasés au stator. Un des bobinages est directement connecté au réseau et est destiné au transfert de puissance. Le second bobinage, dont la section des conducteurs est moins élevée, permet de faire varier les courants d'excitation de la machine. Cette machine présente l'intérêt d'autoriser un fonctionnement à vitesse variable à l'instar du dispositif de la figure 2.10. En revanche, le stator de forte puissance est connecté directement sur le réseau et le convertisseur est placé entre le stator de faible puissance et le réseau [21] (Figure II.11).

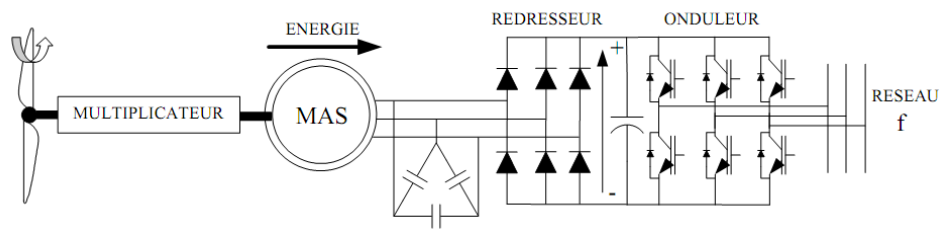


**Figure II.10 :**Machine asynchrone brushless connectée sur le réseau.

Dans ce cas, le convertisseur est dimensionné uniquement pour faire transiter la puissance destinée à la magnétisation de la machine et est donc moins coûteux que dans le cas de la (Figure II.11). La machine n'a pas de contacts glissants mais possède deux stators à nombre de paires de pôles différent. En faisant varier la puissance réactive absorbée, le convertisseur permet de contrôler le facteur de puissance et d'augmenter ou diminuer les courants rotoriques. Le flux et le glissement de la machine en sont alors modifiés. La machine peut ainsi délivrer une tension à fréquence fixe tout en ayant une vitesse de rotation variable.

### c. Machine asynchrone connectée au réseau par l'intermédiaire d'une interface d'électronique de puissance

Le dispositif de base est représenté sur la Figure 2.10. Cette configuration autorise un fonctionnement à vitesse variable sans limite physique théorique. En effet, quelle que soit la vitesse de rotation de la machine, la tension produite est redressée et transformée en tension continue. Le fonctionnement de l'onduleur est alors classique et une commande adéquate permet de délivrer une tension alternative de fréquence fixe correspondant à celle du réseau avec un facteur de puissance unitaire. La puissance nominale de la génératrice détermine alors la puissance maximale que peut fournir l'éolienne. Les convertisseurs utilisés sont dimensionnés pour la totalité de cette puissance échangée entre la machine et le réseau. Ils représentent donc un coût important, des pertes non négligeables (jusqu'à 3% de la puissance nominale de la machine) et entraînent des perturbations qui nuisent au rendement et à la qualité de l'énergie délivrée. De plus, la présence des capacités est indispensable pour fournir l'énergie réactive nécessaire à la magnétisation de la machine. Cette énergie ne peut pas être fournie par le réseau car le redresseur est unidirectionnel. Il peut être éventuellement remplacé par un redresseur MLI à base d'IGBT. Dans ce cas, le transfert de puissance réactive est contrôlable et se fait du bus continu vers la machine et le transfert de puissance active est identique au cas du redresseur simple. [20].



**Figure II.11 :** Machine asynchrone connectée sur le réseau par l'intermédiaire d'un ensemble redresseur – onduleur

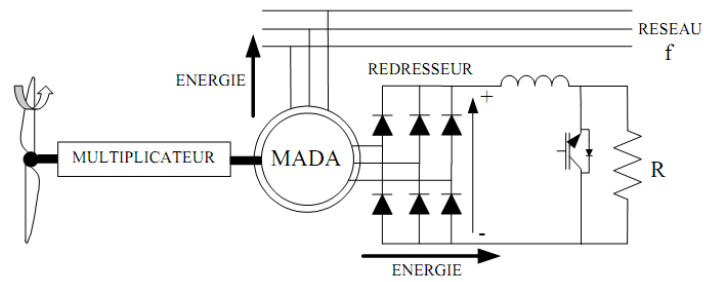
### II .1.5.2 Systèmes utilisant la machine asynchrone a rotor bobiné

La machine asynchrone à double alimentation (MADA) avec rotor bobiné présente un stator triphasé identique à celui des machines asynchrones classiques et un rotor contenant également un bobinage triphasé accessible par trois bagues munies de contacts glissants. Intégrée dans un système éolien, la machine a généralement son stator connecté au réseau et l'énergie rotorique varie selon différents systèmes décrits ci-dessous.

#### a. Machine asynchrone à double alimentation à énergie rotorique dissipée

Cette configuration à vitesse variable est représentée sur la (Figure 2.12), le stator est connecté directement au réseau et le rotor est connecté à un redresseur. Une charge résistive est alors placée en sortie du redresseur par l'intermédiaire d'un hacheur à IGBT ou GTO [22]. Le contrôle de l' IGBT permet de faire varier l'énergie dissipée par le bobinage rotorique et de fonctionner à vitesse variable en restant dans la partie stable de la caractéristique couple/vitesse de la machine asynchrone. Le glissement est ainsi modifié en fonction de la vitesse de rotation du moteur.

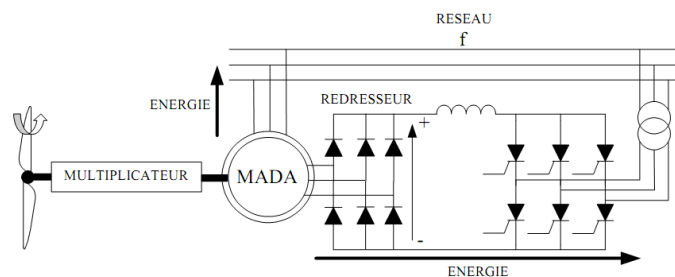




**Figure II.12 :** MADA avec contrôle du glissement par l'énergie dissipée

### b. Machine asynchrone à double alimentation – structure de Kramer

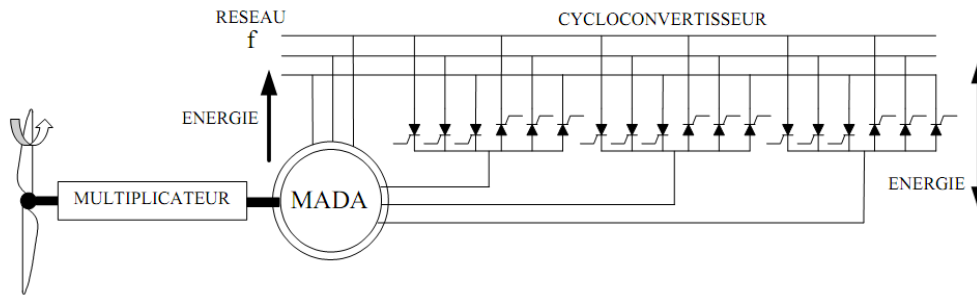
Dans le but de réduire les pertes d'énergie dues à la structure du système précédent, le hacheur et la résistance sont remplacés par un onduleur qui renvoie l'énergie de glissement vers le réseau (structure de Kramer, Figure II.13 [23]).



**Figure II.13 :** MADA, structure Kramer

### c. Machine asynchrone à double alimentation – structure de Scherbius avec cycloconvertisseur

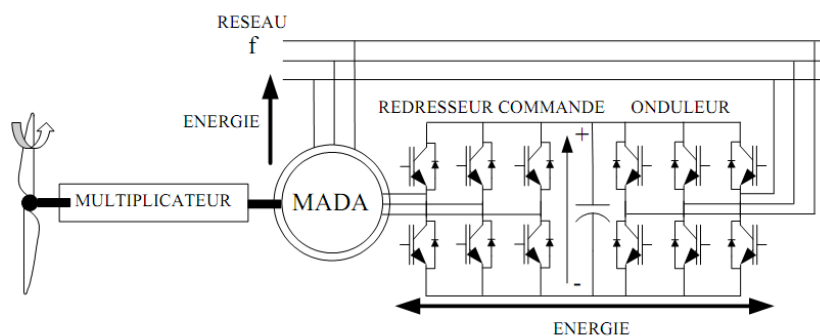
Afin d'autoriser un flux d'énergie bidirectionnel entre le rotor et le réseau, l'association redresseur-onduleur peut être remplacée par un cycloconvertisseur (Figure 2.14), l'ensemble est alors appelé structure de Scherbius [24].



**Figure II.14 :**Structure de Scherbius avec cycloconvertisseur

d. Machine asynchrone à double alimentation – structure de Scherbius avec convertisseurs MLI

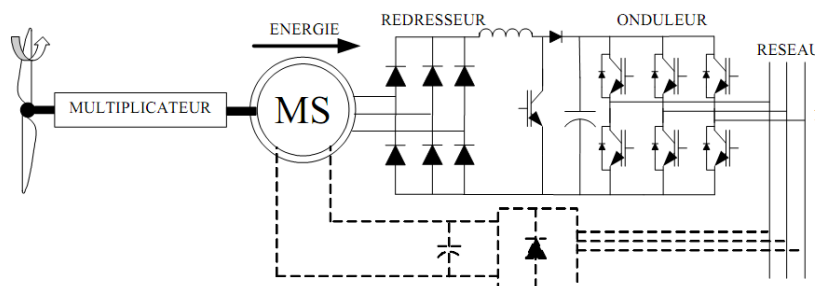
Cette configuration (Figure 2.15) a les mêmes caractéristiques que la structure de Scherbius avec cycloconvertisseur. Toutefois les interrupteurs utilisés ici (transistors IGBT) peuvent être commandés à l'ouverture et à la fermeture et leur fréquence de commutation est plus élevée que celle des GTO [25]. L'utilisation de ce type de convertisseur permet d'obtenir des allures de signaux de sortie en Modulation de Largeur d'Impulsions dont la modularité permet de limiter les perturbations en modifiant le spectre fréquentiel du signal (rejet des premiers harmoniques non nuls vers les fréquences élevées). [26]



**Figure II.15 :**structure de Scherbius avec convertisseurs MLI

### II.1.5.3 Systèmes utilisant la machine synchrone

Dans une machine synchrone classique utilisée en alternateur, le champ créé par la rotation du rotor doit tourner à la même vitesse que le champ statorique. Ainsi, si l'alternateur est connecté au réseau, sa vitesse de rotation doit être rigoureusement un sous-multiple de la pulsation des courants statoriques. L'adaptation de cette machine à un système éolien pose des problèmes pour maintenir la vitesse de rotation de l'éolienne strictement fixe et pour synchroniser la machine avec le réseau lors des phases de connexion. Pour ces raisons, on place systématiquement une interface d'électronique de puissance entre le stator de la machine et le réseau (Figure 2.16) ce qui permet d'autoriser un fonctionnement à vitesse variable dans une large plage de variation [27], [28]. Dans la plupart des cas, le champ tournant rotorique est créé par un bobinage alimenté en courant continu (roue polaire) par l'intermédiaire d'un redresseur connecté au réseau. Ce mode d'excitation entraîne la présence de contacts glissants au rotor, c'est pourquoi on remplace souvent ce bobinage par des aimants permanents. [29]

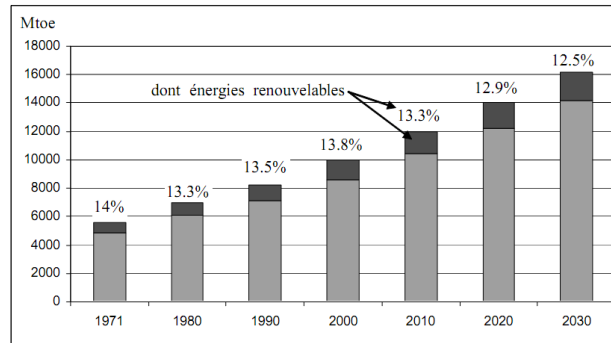


**Figure II.16:** Machine synchrone reliée au réseau par un dispositif redresseur – hacheur – onduleur MLI

L'exemple de la Figure 2.16 présente une configuration classique d'interface de connexion d'une machine synchrone au réseau. Le convertisseur connecté au stator de la machine est un simple redresseur puisqu'elle n'absorbe pas de puissance réactive, ce qui permet d'éviter les  $dv/dt$  importants sur les enroulements statoriques. Ce redresseur est classiquement suivi d'un hacheur élévateur permettant de délivrer une tension suffisante à l'onduleur MLI pour les faibles vitesses de rotation. La présence de l'onduleur MLI permet de contrôler le facteur de puissance coté réseau.

## II.1.6 Les énergies renouvelables et l'éolien dans ce contexte

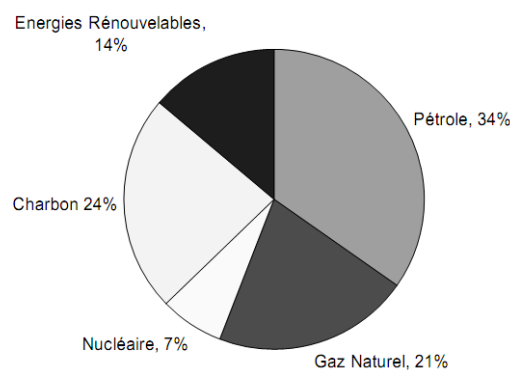
La consommation mondiale d'énergie ne cesse de croître posant des questions cruciales sur l'effet de serre et l'amenuisement des ressources énergétiques.



**Figure II.17 :** Consommation d'énergie primaire dans le monde et prévisions [30]

Aujourd'hui plus de 85% de l'énergie produite est obtenue à partir des matières fossiles comme le pétrole, le charbon, le gaz naturel ou de l'énergie nucléaire. La Figure 2.18 montre la répartition en termes d'énergie primaire dans le monde pour toutes les ressources actuelles.

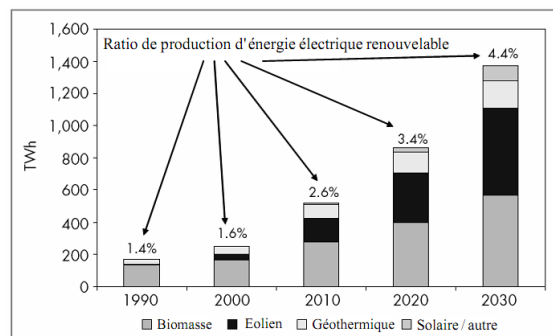
Les formes de production d'énergie non renouvelables engendrent une forte pollution environnementale par rejet des gaz à effet de serre ou dans le cas du nucléaire une pollution par radiations de longue durée.



**Figure II.18 :** Répartition des sources primaires d'énergie dans le monde [30]

L'autre argument qui milite à l'avantage des sources renouvelables est lié à la pérennité des ressources en énergies. Dans le courant de 21ème siècle, le paysage énergétique va radicalement changer car plusieurs ressources fossiles risquent de disparaître [31]. De nouvelles ressources associées à des technologies performantes et fiables sont indispensables pour « tenter » de maintenir le niveau de la production énergétique mondiale. Il existe plusieurs ressources en énergies renouvelables : l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire thermique et photovoltaïque, l'énergie produite par les vagues et la houle ainsi que les courants marins, la géothermie et la biomasse. Ces ressources en énergie sont pratiquement inépuisables et propres. Les installations à énergie renouvelable peuvent encore aujourd'hui avoir un coût important (exemple des panneaux solaires photovoltaïques) et sont donc plutôt réservées à des pays développés où elles peuvent dans d'autres cas être assez peu onéreuses (exemple de la combustion de la biomasse) et peuvent être utilisées dans les pays en voie de développement. Une des propriétés qui limite l'utilisation de l'énergie renouvelable est lié au fait que la matière première (source de l'énergie) n'est pas transportable dans la majorité des cas contrairement aux sources traditionnelles comme le pétrole ou l'uranium qui est extrait des gisements respectifs et acheminé sans gros problèmes vers les distributeurs ou les usines qui peuvent être éloignées de milliers de kilomètres. Par contre, le lieu de l'extraction de l'énergie renouvelable est déterminant pour le lieu de transformation. Seule la biomasse semble avoir les propriétés les moins restrictives. Dans les zones où le réseau existe, il est donc pratique et dans la majorité des cas nécessaire de transformer l'énergie renouvelable sous la forme électrique qui est transportable via les lignes électriques. La production énergétique est alors centralisée et mise en réseau entre plusieurs sites de production et de consommation. Cependant, le caractère capricieux des sources renouvelables pose le problème de la disponibilité énergétique et du stockage de masse, actuellement principalement assuré par l'hydraulique. Parmi les énergies renouvelables, trois grandes familles émergent : l'énergie d'origine mécanique (la houle, éolien), énergie électrique (panneaux photovoltaïques) ou l'énergie sous forme de la chaleur (géothermie, solaire thermique,...). Etant donné que l'énergie mécanique est très difficilement transportable, elle n'est utilisable directement que ponctuellement (pompage direct de l'eau, moulins,...). Cette énergie est donc majoritairement transformée en énergie électrique. A l'exception de la biomasse et de l'hydraulique, l'autre inconvénient majeur des énergies

renouvelables vient de la non régularité des ressources. A l'opposé, les fluctuations de demande en puissance selon les périodes annuelles ou journalières ne sont pas forcément en phase avec les ressources. Par exemple, en hiver il y a un besoin énergétique plus important pour le chauffage et l'éclairage mais les journées d'ensoleillement sont plus courtes. La solution à retenir est certainement la diversification voire le couplage entre plusieurs sources, par exemple du solaire avec l'énergie éolienne. Le stockage de l'énergie électrique à grande échelle n'est pas pour le moment envisageable même si l'hydrogène synthétisé par électrolyse de l'eau semble être un débouché privilégié des énergies renouvelables. Ainsi, la pile à combustible fonctionnant à l'hydrogène d'origine renouvelable constituerait une filière entièrement propre et disponible. Un couplage des énergies renouvelables (solaire, éolien) avec la pile à combustible résout en très grande partie le problème de la disponibilité de l'énergie. La problématique du stockage s'applique différemment dans les sites isolés et de petites puissances où il est parfaitement envisageable, voire impératif d'associer un élément de stockage de type accumulateur électrochimique ou volant d'inertie. Toutes les ressources renouvelables sont en forte croissance. La Figure 2.19 donne la vue sur la répartition de la production d'électricité entre les différentes sources renouvelables ainsi que leurs prévisions pour les années à venir.



**Figure II.19:** Production mondiale d'électricité basée sur les énergies renouvelables [32]

### II.1.7 Croissance de la puissance des turbines

Depuis les années 80, les puissances moyennes unitaires des aérogénérateurs sont passées de 50 kW, à 200 kW (1990), 500 kW (1998) à plus de 1 MW en 2002 (1,4 MW en Allemagne).

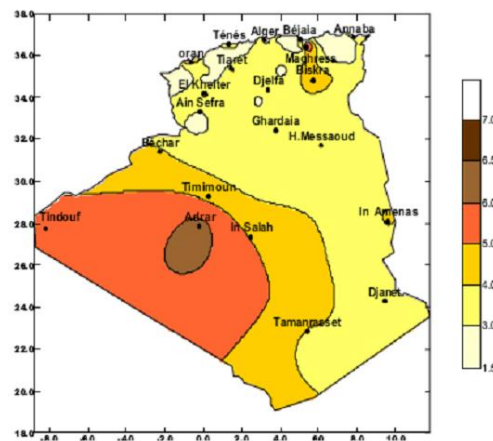
L'accroissement des puissances permet des réductions du coût du kW. Les aérogénérateurs les plus puissants en 2003 frôlent les 5 MW avec des diamètres de turbines proches de 120 m et plus de 8 MW pour une hauteur de 180 m en 2010. Ces grandes puissances sont tout particulièrement destinées aux fermes offshore [33].



**Figure II.20 :** Evolution de la taille et de la puissance des éoliennes. [34]

### II.1.8 Estimation des ressources éoliennes en Algérie

L'estimation des ressources éoliennes d'un pays en constitue une importante étape, une étude préliminaire de l'évolution saisonnière et annuelle de la vitesse moyenne du vent, a permis de faire une première identification des régions ventées de l'Algérie [35]. Cette représentation de la vitesse sous forme de carte a deux objectifs : le premier est d'identifier les vastes régions avec de bonnes promesses d'exploitation de l'énergie éolienne. Le second est de mettre en évidence la variation relative des ressources à travers l'Algérie. La carte représentée dans la figure 2.21 [36], montre que le Sud est caractérisé par des vitesses plus élevées que le Nord, plus particulièrement le Sud-Ouest avec des vitesses supérieures à 4 m/s et qui dépassent la valeur de 6 m/s dans la région d'Adrar. Concernant le Nord, on remarque globalement que la vitesse moyenne est peu élevée. On note cependant, l'existence de microclimats sur les sites côtiers, sur les hauts plateaux ainsi que dans la région délimitée par Béjaïa au Nord et Biskra au sud. Toutefois, la vitesse du vent subit des variations en fonction des saisons qu'on ne doit pas négliger, en particulier, lorsqu'il s'agit d'installer des systèmes de conversion de l'énergie éolienne.

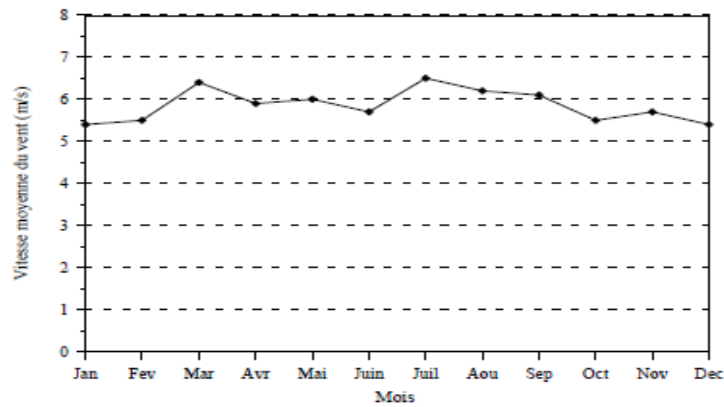


**Figure II.21 :** Carte annuelle de la vitesse moyenne du vent à 10m du sol (m/s).

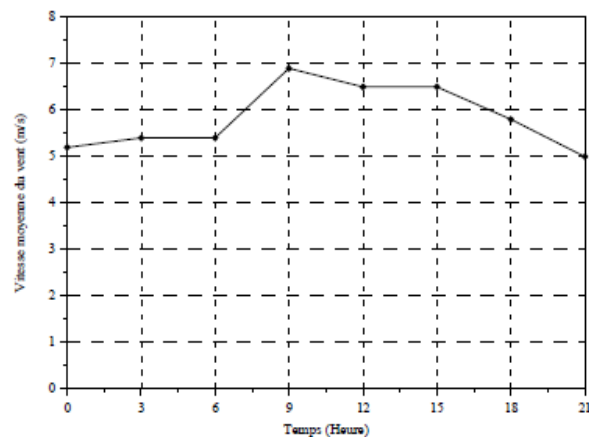
### Estimation du potentiel des ressources éoliennes (Adrar) : [37]

L'indicateur de la qualité des ressources éoliennes d'une région est la vitesse moyenne du vent basées sur les données publiées par l'Office National de la Météorologie, les moyennes mensuelles de la vitesse du vent et les moyenne annuelles des valeurs tri-horaires de la vitesse du vent sont présentées, respectivement, sur les figures 2.22 et 2.23. La figure 2.22 montre la variation de la moyenne mensuelle de la vitesse du vent pour le site d'Adrar. Cette figure montre que ce site présente un maximum de vitesse moyenne des vents pendant la période Juillet-Septembre et le mois de Mars. Quant au minimum, il se produit durant la période hivernale. Ainsi, les données montrent que le site d'Adrar est un site venté durant toute l'année, avec une vitesse moyenne annuelle autour de 6 m/s à 10 m du sol. L'évolution des moyennes annuelles de la vitesse du vent tri-horaire du site d'Adrar dans cette étude est représentée en figure 2.23. Cette évolution de la vitesse montre, d'une part, une diminution de la vitesse moyenne durant la nuit et une augmentation durant la journée sont constatées, et d'autre part que le site d'Adrar est plus venté l'après midi que la matinée. Ainsi, les données montrent que le site d'Adrar présente un potentiel éolien important du fait que le vent souffle à une vitesse relativement élevée pendant longtemps. En effet, le vent souffle à une vitesse supérieure à 5 m/s durant toute la journée et supérieure à 6 m/s pendant presque 10 heures (plus de 40% du temps) et cela seulement à 10 m du sol.





**Figure II.22 :** Moyennes mensuelles des vitesses du vent du site d'Adrar



**Figure II.23 :** Evolution de la vitesse moyenne horaire du vent pour le site d'Adrar (à 10 m du sol)

## II .2 Les systèmes électriques isolé et le raccordement des éoliennes a ces réseaux

La production éolienne et les réseaux isolés comptent un grand nombre de spécificités par rapport à la production conventionnelle et les réseaux interconnectés respectivement. Une Connaissance approfondie de leurs caractéristiques est nécessaire afin d'analyser par la suite. L'interaction les deux ensembles.

## II .2.1 Principales caractéristiques des réseaux isolé

La principale caractéristique des réseaux isolés est sa taille, très limitée. Nous pouvons distinguer deux types de réseaux isolés : [38]

- Les « petits » systèmes isolés, devant produire sur place l'ensemble de l'électricité qu'ils consomment.
- Les systèmes autonomes disposant d'une interconnexion synchrone limitée.

Par opposition aux réseaux interconnectés, les réseaux isolés se caractérisent par :

- ✓ **Une faible puissance de court-circuit :** les niveaux de tension utilisés pour le transport dans la plupart des réseaux insulaires sont plus faibles par rapport à ceux des réseaux interconnectés. En plus, ces réseaux comptent un faible nombre de groupes fonctionnant en parallèle et une faible puissance unitaire. Tout cela conduit à des valeurs de puissance de court-circuit faibles. [8]
- ✓ **Une grande sensibilité aux variations de la production :** le rapport entre l'inertie du groupe le plus puissant avec celle de la totalité du réseau est grand. C'est pourquoi, dans un réseau isolé le choix d'utiliser une puissance unitaire plus ou moins importante conduira à fixer une réserve primaire plus importante par rapport à la puissance produite à un instant donné ou dégrader la qualité, en termes de probabilité de délestage de charge. [39]
- ✓ **Une limitation de la capacité de nouveaux moyens de production :**En effet, la puissance maximale des groupes de production dans les réseaux insulaires est limitée d'après des mécanismes technico économiques, ce qui conduit à un coût d'installation par kilowatt plus grand. [38]

## II .2.2 Impacts des énergies éoliennes sur un réseau isolé

La production éolienne dépend fortement de la disponibilité de la ressource primaire et présente des caractéristiques très différentes que les groupes de production classiquement exploités. L'insertion massive des éoliennes dans le système électrique peut poser un défi difficile aux gestionnaires de réseaux. Ces problèmes s'avèrent beaucoup plus significatifs dans les systèmes insulaires à cause, d'une part, de la robustesse moindre de ces réseaux face aux défauts, et d'autre part, d'une variabilité plus importante de la production éolienne.

### II .2.2.1 Impacts sur les réseaux de distribution

A l'heure actuelle, la majorité de la production éolienne est raccordée aux réseaux de distribution, qui ne sont initialement pas conçus pour recevoir des producteurs décentralisés. Leur fonctionnement est donc impacté et modifié par la présence des éoliennes.

#### a. Sens du transit de puissance

Les réseaux électriques ont été dimensionnés pour transiter des flux de puissance du réseau de transport vers le réseau de distribution. L'injection de puissance par les productions décentralisées comme l'éolien au niveau de la distribution va engendrer une inversion des flux. Cela peut entraîner un dysfonctionnement de protections unidirectionnelles et des problèmes de congestion locale. Un renforcement du réseau et une mise à jour des appareils de protection seront donc nécessaires pour pouvoir augmenter la capacité d'accueil du système.[40]

#### b. Profil de tension

Les changements de puissances actives et réactives transitées dans les lignes se répercutent sur le profil de tension en régime permanent. Traditionnellement, le niveau de tension d'un réseau de distribution décroît de l'amont (poste sources) vers l'aval (charges). Par contre, avec

la présence des éoliennes, la tension locale s'élève près du point de raccordement des producteurs éoliens dû à l'injection de la puissance active produite par ces installations. Cela pose ainsi des difficultés au gestionnaire de réseau pour maintenir la tension dans sa plage contractuelle de fonctionnement sur l'ensemble du réseau. Les éoliennes à vitesse variables grâce à leur interface à électronique de puissance, ont la possibilité de régler la puissance réactive produite ou consommée à leurs bornes et donc d'effectuer un réglage fin de la tension. Cette solution reconnue a été prouvée efficace pour réduire seulement l'impact de l'éolien sur le plan de tension. [11]

### c. Qualité de tension

Les variations de puissance produite par une ferme éolienne, conséquence directe des fluctuations de la vitesse du vent ou des mises en/hors service des turbines, peuvent entraîner le flicker sur le réseau. Ce phénomène est également dû aux limites mécaniques de l'éolienne (par exemple du pitch control) ou à l'effet d'ombre causé par le passage des pales devant le mât. Ce sont les éoliennes à vitesse fixe qui sont les plus défavorables du point de vue de ce phénomène en raison de la présence de la conversion et transmission directe de la puissance mécanique en entrée en puissance électrique envoyée au réseau. Les éoliennes à vitesse variable interfacées au réseau via des convertisseurs électroniques de puissance permettent de limiter la création du flicker, mais peuvent être sources d'harmoniques. Ces harmoniques provoquent une surchauffe des matériels, un fonctionnement défectueux du système de protection, et des interférences dans les circuits de communication. C'est pour cela que les courants harmoniques injectés sur le réseau public doivent être inférieurs à une certaine limite spécifiée par le gestionnaire du réseau. [41]

### d. Courant de court-circuit

Les éoliennes à vitesse fixe à base de machine asynchrone directement couplée au réseau alimentent et donc accroissent significativement le courant de court-circuit en cas de défaut. Si les valeurs de dimensionnement de l'appareil de coupure sont dépassées, le risque de non

coupure de l'arc ou de non fermeture du courant de défaut conduira à la destruction de l'appareillage. Les éoliennes à vitesse variable étant partiellement ou entièrement découplées du réseau, elles ne contribuent pas ou peu aux courants de court-circuit. [8]

### II.2.2.2 Impact sur les réseaux de transport

Les réseaux électriques ont été dimensionnés pour transiter des flux de puissance du réseau de transport vers le réseau de distribution. L'injection de puissance par les productions décentralisées comme l'éolien au niveau de la distribution va engendrer une inversion des flux. Cela peut entraîner un dysfonctionnement de protections unidirectionnelles et des problèmes de congestion locale. Un renforcement du réseau et une mise à jour des appareils de protection seront donc nécessaires pour pouvoir augmenter la capacité d'accueil du système.

#### a. Incertitude sur la planification et la gestion des systèmes

La faible prévisibilité et la forte variabilité de la vitesse du vent aboutissent à une incertitude sur la production éolienne. Les problèmes que soulève l'intégration de la production intermittente imposent des surcoûts techniques, liés au risque de non disponibilité de la production en période de pointe et aux besoins de réserves supplémentaires pour maintenir l'équilibre entre offre et demande. Des capacités de puissance de réserve contrôlables sont ainsi nécessaires pour pallier ces incertitudes, ce qui génère des coûts additionnels pour la gestion des systèmes électriques. En plus, l'adéquation du réseau, qui signifie la capacité du système à satisfaire la demande, est également influencée par la variabilité de la production éolienne. [8]

#### b. Sensibilité au déclenchement intempestif des éoliennes

Les générateurs éoliens, tout comme la majorité des générateurs décentralisés, sont très sensibles aux perturbations du réseau et ont tendance à se déconnecter rapidement lors d'un creux de tension ou lors d'une variation de la fréquence. Ces déconnexions entraînent des

perdes de production qui peuvent aggraver la situation sur un réseau déjà fragilisé par l'incident et avoir ainsi des conséquences négatives. Afin d'éviter un déclenchement simultané de toute ou partie de la production éolienne sur un défaut normalement éliminé, il est demandé aux éoliennes nouvellement installées de rester connectées au réseau en cas de baisse de tension et de variation de fréquence suivant des contraintes pouvant varier d'un système à l'autre [8].

### c. Comportement dynamique de la fréquence et stabilité du réseau

Les variations rapides de la puissance générée par les éoliennes peuvent induire des fluctuations de la fréquence du réseau, activer le réglage primaire des groupes tournants et faire appel à la réserve primaire [42]. Tant que le taux de pénétration éolien reste faible, cette influence peut être considérée comme négligeable. Dans le cas contraire, si l'essentiel de la production est fournie par les éoliennes, le nombre de générateurs synchrones restés connectés au réseau sera limité. Cela conduira à un problème d'allocation de la réserve et une diminution de l'inertie totale du réseau. Le système pourra donc se trouver plus exposé aux perturbations de l'équilibre production-consommation. L'absence de réglage puissance-fréquence des EnR fatales est l'un des facteurs les plus importants limitant leur intégration dans le réseau.

#### Impact statique sur le placement de la réserve : [8]

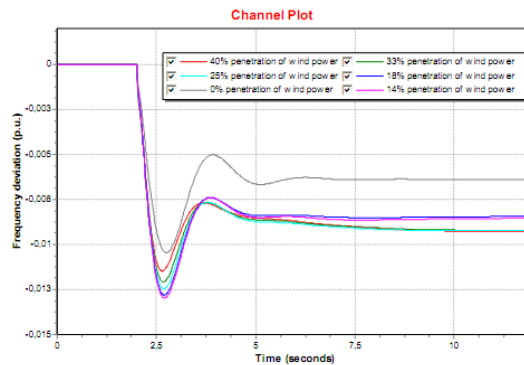
En l'état actuel des choses la consommation est essentiellement couverte par les groupes thermiques participant au réglage primaire de fréquence. Dans le cas où la production à base d'EnR fatales continue à s'accroître et atteint un niveau critique, il est plus difficile pour le gestionnaire de réseau de définir le plan de production en respectant à tout moment les contraintes techniques. En effet, si la consommation reste au même niveau (ou évolue peu), une augmentation de la production éolienne conduira à une diminution de la production conventionnelle qui pourrait contribuer à la constitution de la réserve. Dans ce cas, deux solutions sont envisageables par le gestionnaire :

- La première solution consiste à laisser raccorder au réseau le même nombre de groupes conventionnels tout en réduisant leur puissance produite. Cette solution permet de garantir la réserve minimale nécessaire car la quantité de réserve constituée sur chaque groupe thermique augmente tandis que la production de ces groupes diminue. Néanmoins, avec la diminution de la production conventionnelle, l'un des producteurs, voire plusieurs, fonctionnerait éventuellement en dessous du minimum technique. De plus, on assiste à une désoptimisation de la production électrique au sein de ces systèmes. Cette solution n'est donc acceptable que dans une certaine mesure.
- Une autre solution consiste à diminuer le nombre de groupes conventionnels connectés pour assurer que la production de ces groupes soit comprise entre leur maximum et minimum techniques. Par contre, au-delà d'un certain taux de pénétration, la quantité de réserve requise pourrait ne plus être garantie avec un nombre réduit de groupes participant au réglage primaire de fréquence.

### Impact des éoliennes sur le comportement dynamique de la fréquence :

Contrairement aux groupes conventionnels à base d'alternateurs synchrones directement raccordés au réseau, les générateurs éoliens à vitesse variable (dont la vitesse de rotation est découplée de la fréquence du réseau par des convertisseurs) et les panneaux photovoltaïques (qui ne comportent pas de masses tournantes) ne contribuent pas naturellement à l'inertie totale du réseau auquel ils sont raccordés [8]. A contrario, les éoliennes à vitesse fixe à base de machines asynchrones se comportent similairement aux groupes conventionnels en cas de variation de la fréquence en libérant de l'énergie cinétique stockée dans leurs masses pour stabiliser la fréquence [43]. Néanmoins, en raison de la petite taille de l'installation unitaire, la constante d'inertie de ce type d'éolienne est en général très faible [44] et l'apport inertiel des éoliennes à vitesse fixe pour le système électrique est donc marginal par rapport à celui des groupes classiques. Un taux de pénétration croissant de la production renouvelable passive se traduit à plus ou moins longue échéance par une réduction du nombre de groupes conventionnels raccordés, pourrait donc conduire à une baisse de l'inertie globale du système

et de l'énergie réglante totale du réseau. Dans cette situation, l'occurrence d'un défaut engendre une chute de fréquence plus rapide, un creux de fréquence plus profond ainsi qu'un écart stabilisé de fréquence plus large. La conséquence sur les réseaux insulaires est donc un risque plus important de délestage [8].



**Figure II.24 :** Variation de la fréquence lors d'un incident sur un réseau électrique pour différents taux de pénétration éolien [45]

### II. 3 Conclusion

L'énergie éolienne est une énergie renouvelable se basant sur l'énergie cinétique du vent. Les éoliennes peuvent être classées selon leur structure et selon la technologie du convertisseur électromécanique et son raccordement au réseau électrique. Ce type d'énergie possède ses particularités et son impact sur le réseau électrique qui apparaît plus clairement pour les réseaux isolés et sont régies par des codes de raccordement de manière à optimiser leur fonctionnement.



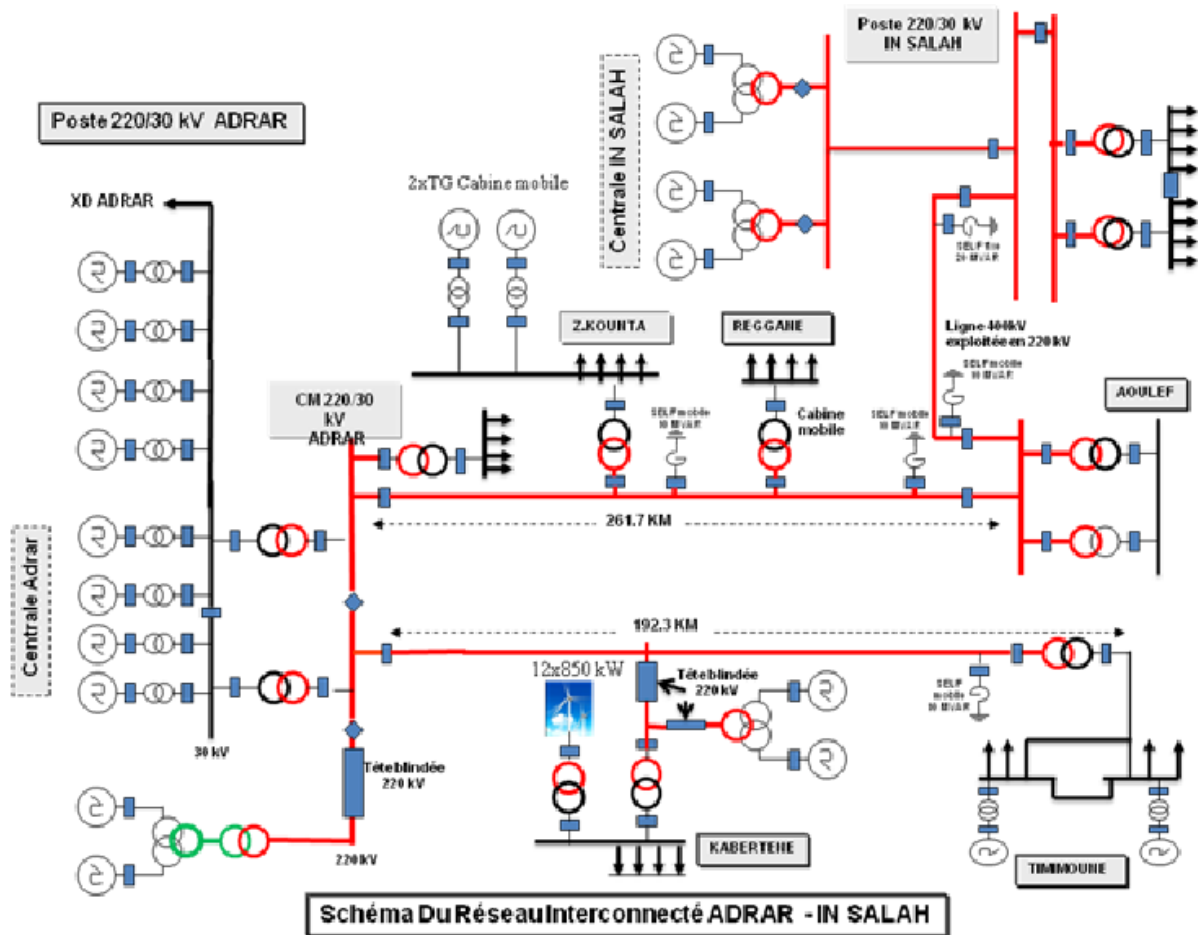
# CHAPITRE III

## Présentation du réseau isolé Adrar-In Salah

---

### III.1 Présentation générale du réseau

Le réseau isolé Adrar – Ain Salah se situe dans le sud algérien. Il s'étend sur plusieurs kilomètres et assure le service pour un grand nombre de localités de la wilaya d'Adrar. Le réseau d'Adrar Ain Salah se compose de cinq centrales qui sont les centrales d'Adrar, d'In Salah, de Kabertane de Zaouiet el Kounta et de Timimoune. Les postes d'Adrar et d'Aoulef sont reliés entre eux par une ligne de transport 220 kV de 261 km sur la quelle plusieurs piqures sont effectués par l'intermédiaire de cabines mobiles au niveau de Reggane et Zaouiet el kounta. Tandis qu'une ligne de 192 km relie Adrar a Timimoune en passant par Kabertane.



**Figure III.1:** Schéma global du réseau isolé Adrar –In Salah

### III.1.1. La production d'énergie au niveau du réseau

Comme cité précédemment la production est assurée par cinq centrales qui sont Adrar, In Salah, Kabertane, Zaouiet el Kounta et de Timimoune. La centrale d'Adrar est constituée de dix groupes, La centrale d'In Salah est constituée de quatre groupes quant aux centrales de Kabertane, de Zaouiet el Kounta et de Timimoune ils se composent de deux groupes chacune.

Centrale	Groupe	Type	S (MVA)	Centrale	Groupe	Type	S (MVA)
Adrar 1	TG1	TG	29	Z Kounta mobile	TG1	TG	25
	TG2	TG	29		TG2	TG	25
	TG3	TG	29	In Salah	TG1	TG	24
	TG4	TG	29		TG2	TG	24
Adrar 2	TG7	TG	25		TG3	TG	24
	TG8	TG	25		TG4	TG	24
Adrar 3	TG1	TG	8	Kabertane	TG1	TG	25
	TG2	TG	8		TG2	TG	25
Adrar TG mobile	TG1	TG	25	Timimoune TG mobile	TG1	TG	25
	TG2	TG	25		TG2	TG	25

**Tableaux III.1:** Groupes en présence au niveau du réseau isolé d'Adrar – In Salah

### III.1.2 Le réseau de transport

Les caractéristiques des lignes sont indiquées dans le tableau suivant :

Ligne	Tension (kV)	Longueur (km)
AOULEF - IN SALAH	220 T 400 *	135
AOULEF – ADRAR	220	273,7
ADRAR -TIMIMOUN	220	192,1

\* La ligne Aoulef – In Salah est techniquement une ligne 400 kV mais fonctionne à 220 kV

**Tableaux III.2 :** Caractéristiques des lignes électriques au niveau du réseau isolé Adrar In Salah

Pour ce qui est des différents postes de transformation présents sur le réseau leurs caractéristiques sont mentionnées dans le tableau suivant :

Ouvrages	Tensions (kV)	Couplage	Puissance nominale (MVA)
ADRAR	220/30	YNynd11	40
TIMIMIOUNE	220/30/10,5	YNynd11	40
INJ KABERTENE	220/30/10,5	YNynd11	40
Z, KOUNTA	220/30/10,5	YNynd11	40
AOULEF	220/30/10,5	YNynd11	40
ADRAR	220/30/10,5	YNynd11	80
IN SALAH	220/30	YNnd11	40

**Tableaux III.3** :caractéristiques des transformateurs

### **III.1.3La consommation annuelle**

La consommation du réseau varie durant les différents mois de l'année et durant les différentes heures de la journée suivant notamment les conditions climatiques (hiver/été) et l'activité humaine (jour/nuit).

Année	Extrema	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
2009	PMA	79	52	52	53	95	121	118	121	119	71	56	59
	PS	79	52	52	53	83	106	107	115	114	68	56	59
	PM	43	47	42	40	95	121	118	121	119	71	44	35
	CN	46	24	22	21	31	37	36	42	35	28	27	22
2010	PMA	57	59	70	73	95	130	135	149	143	89	63	62
	PS	57	59	70	73	83	119	126	144	143	83	63	62
	PM	50	50	57	68	95	130	135	149	143	89	49	48
	CN	28	29	30	34	34	39	40	56	43	29	31	26
2011	PMA	63	64	62	77	124	145	169	172	165	111	64	69
	PS	63	64	62	77	111	135	156	167	156	102	64	69
	PM	55	52	51	70	124	145	169	172	165	111	51	53
	CN	32	31	28	34	31	47	50	62	22	35	33	30
2012	PMA	77	77	69	77	149	179	193	199	184	131	78	74
	PS	77	77	69	77	132	151	189	199	176	119	78	74
	PM	66	61	64	68	149	179	193	197	184	131	63	64
	CN	30	33	34	30	44	56	75	70	52	31	29	36
2013	PMA	83	77	73	80	0	56	0	0	0	0	0	0
	PS	83	77	73	80								
	PM	68	64	62	69								
	CN	37	38	34	37								

**Tableaux III.4 :** L'évolution de la consommation pour les différents mois de l'année de 2009 à Avril 2013

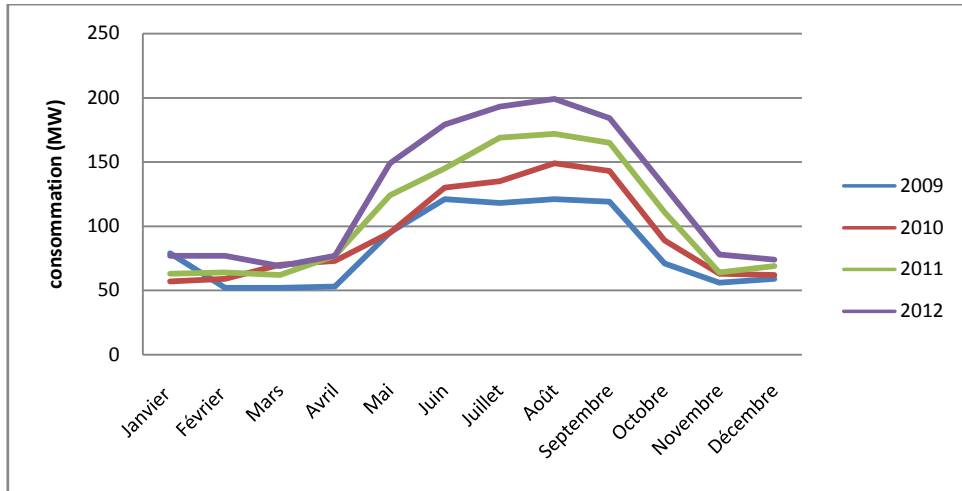
PMA : pointe mesuré journalière

PS : pointe de soirée

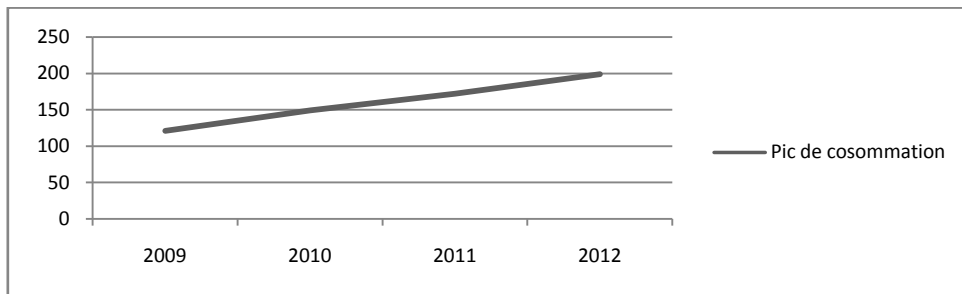
PM : pointe de matinée

CN : creux de nuit

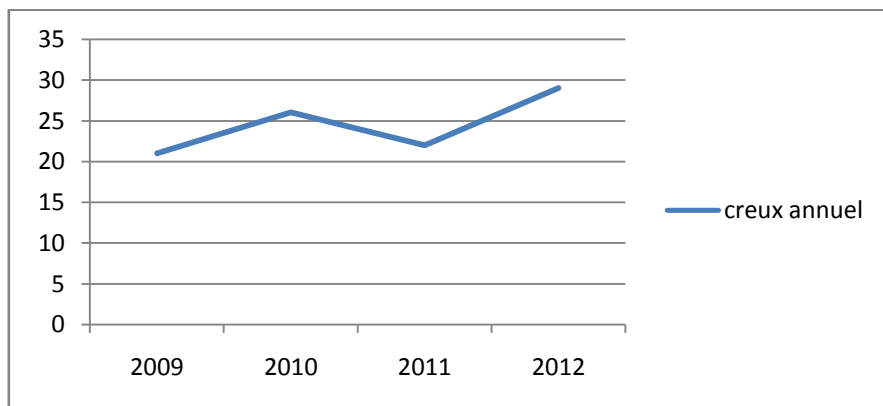
La figure suivante montre l'évolution des puissances maximales journalières durant les différents mois de 2009 à 2012.



**Figure III.2:** Evolution de la consommation par mois de 2009 à 2012



**Figure III.3:** Evolution du pic annuel de consommation de 2009 à 2012

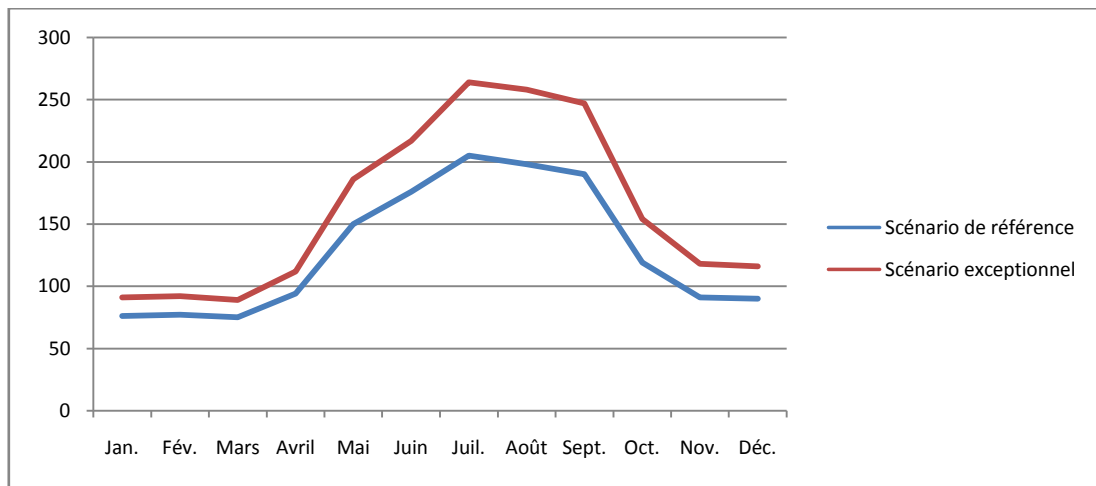


**Figure III.4:** Evolution du creux annuel de consommation de 2009 à 2012

Le tableau suivant indique les prévisions pour la suite de l'année 2013 concernant les pics.

2013	Jan.	Fév.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.
Scénario de référence	76	77	75	94	150	176	<b>205</b>	<b>198</b>	190	119	91	90
Scénario exceptionnel	91	92	89	112	186	217	<b>264</b>	<b>258</b>	247	154	118	116

**Tableaux III.5 :** Prévisions concernant les pics de consommation pour l'année 2013



**Figure III.5:** Prévisions de la consommation pour l'année 2013

Le tableau suivant indique les prévisions concernant les creux d'hiver et les creux d'été :

2013	Été	Hiver
Scénario de référence	92	50
Scénario exceptionnel	131	50

**Tableaux III.6 :** Creux d'été et creux d'hivers prévus pour l'année 2013

Poste	Prévu Eté 2013		Prévu Creux 2013		Prévu Creux 2013	
	Scénario de référence		Eté		Hiver	
	P (MW)	Q (MVA <sub>r</sub> )	P (MW)	Q (MVA <sub>r</sub> )	P (MW)	Q (MVA <sub>r</sub> )
Adrar poste	27,29	14,77	10,51	5,67	5,71	3,08
Adrar CM	51,67	27,97	19,89	10,74	10,81	5,83
In Salah	41,42	22,43	15,95	8,61	8,67	4,68
Aoulef	18,56	10,05	7,14	3,86	3,88	2,1
Kabertene	13,18	7,14	5,08	2,74	2,76	1,49
Timimoune	29,18	15,8	11,23	6,06	6,11	3,3
Z. Kounta	30,28	16,4	11,66	6,29	6,34	3,42
Regane	27,38	14,82	10,54	5,69	5,73	3,09
Total	239	129	92	50	50	27

**Tableaux III.7 :** Consommations actives et réactives par poste pour les creux d'hiver et d'été ainsi que pour la pointe d'été

### III.1.4 La compensation réactive :

Le tableau suivant indique les paramètres de compensation au niveau des différentes lignes :

Compensation	Raccordement
10MVA <sub>r</sub>	Sur la ligne 220kV Adrar-Timimoun côté Timimoun.
10MVA <sub>r</sub>	Sur la ligne 220kV Adrar-Aoulef côté Z. Kounta.
10MVA <sub>r</sub>	Sur la ligne 220kV Adrar-Aoulef côté Aoulef.
20MVA <sub>r</sub>	Sur la ligne 220kV Aoulef-In Salah côté In Salah.
10MVA <sub>r</sub>	Sur la ligne 220kV Aoulef-In Salah côté Aoulef

**Tableaux III.8 :** Paramètres de compensation réactive au niveau des différentes lignes



## III.2 Le plan de défense actuel

Le plan de défense consiste en trois stades de délestages. Le tableau suivant indique les fréquences correspondant à chaque niveau de déstage ainsi que les temporisations des relais :

Premier stade		Deuxième stade		Troisième stade	
Fréquence (Hz)	Temporisation (s)	Fréquence (Hz)	Temporisation (s)	Fréquence (Hz)	Temporisation (s)
49	0,4	48,5	0,4	48	0,4

**Tableaux III.9:** Différents stades de délestages par fréquence et temporisation des relais

Postes	1er Stade	2ème Stade	3ème Stade
	49Hz. 0,4s	48,5Hz. 0,4s	48Hz. 0,4s
Adrar	4%	27%	35%
Timimoune	/	42%	/
Kabertene	/	42%	/
ZaouietKonta	/	36%	27%
Aoulef	10%	8%	37%
In Salah	26%	18%	14%
Reggane	6%	39%	36%

**Tableaux III.10:** Charge supprimé par poste pour les trois niveaux de déstage

### III.3 Caractéristiques de la ferme éolienne prévue à Kabertane :

La ferme éolienne prévue à Kabertane est d'une puissance totale de 10 MW. Elle comporte 12 éoliennes de type GAMEZA G52 dont les principales caractéristiques sont mentionnées ci-dessous.

Dimensions de l'éolienne	
Diamètre	52 m
Nombre de pales	3
Longueur des pales	25,2
Hauteur	49 m
Caractéristiques du générateur	
Type du générateur	MADA
Puissance	850 kW
Tension	690 V
Fréquence	50 Hz/60 Hz
Nombre de paires de pole	2
Courent satirique	670 A

**Tableaux III.11:**Caractéristiques des éoliennes à installer au niveau de la ferme de Kabertane.

# CHAPITRE IV

## Simulation du plan de défense actuel avec et sans énergies éoliennes

---

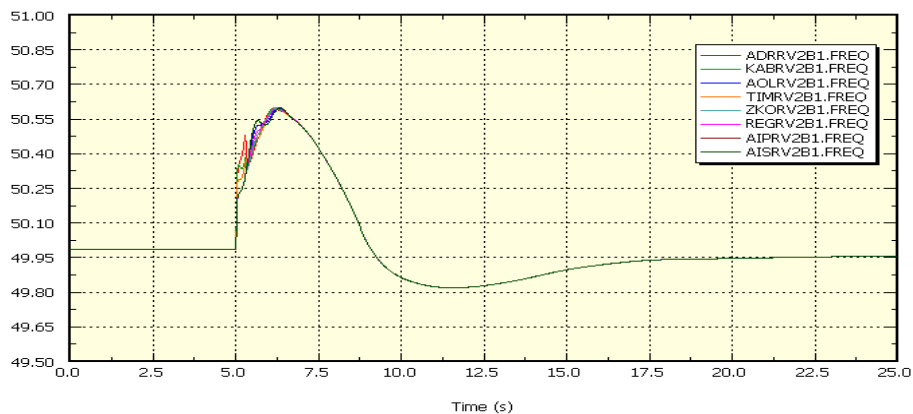
## Introduction

Dans ce chapitre nous allons présenter les résultats d'une série de simulations d'incidents sur le réseau isolé d'Adrar – In Salah avec et sans éoliennes, dans trois configurations de charge qui sont le creux d'hiver, le creux d'été et la pointe été. Les simulations ont été effectuées via les deux logiciels SICRE et ETAP 6.0. Nous analyserons ensuite l'impact de l'insertion des éoliennes sur le réseau, plus précisément sur le comportement dynamique de la fréquence et sur le réglage primaire de la fréquence.

### IV.1 Présentation des cas simulés

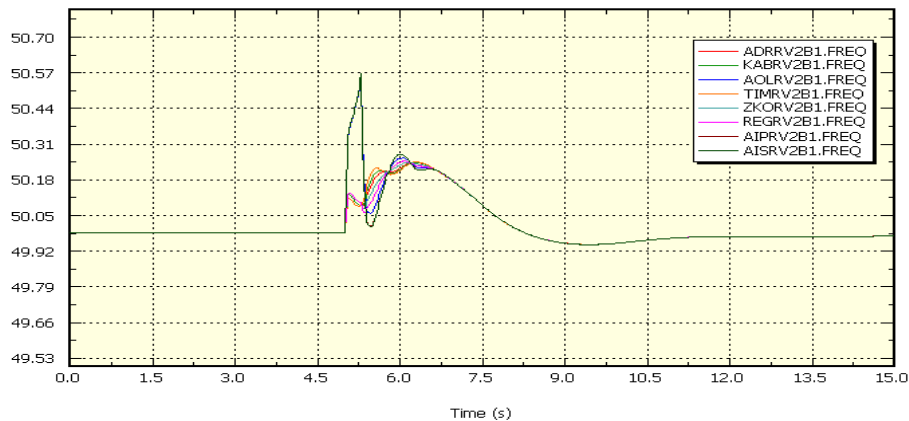
Comme indiqué dans les Figure IV.1 et Figure IV.2 les court circuits n'ont pas un grand impact sur la fréquence et sur le plan de défense, ainsi l'intégralité des cas simulés ont consisté en la perte d'un ou de plusieurs groupes TG.

Court circuit sur la barre 220 kV au niveau du poste transformation 30kV/200 kV d'Adrar :



**Figure IV.1 :** Variation de la fréquence au niveau des différents postes lors d'un court-circuit sur la barre 220 kV au niveau du poste 200 kV d'Adrar

### Court circuit au niveau de la ligne 200 kV Adrar – Aoulef :



**Figure IV.2 :** Variation de la fréquence au niveau des différents postes lors d'un court circuit sur la ligne 220 kV Adrar – Aoulef

Comme l'indique les figures les fréquences ne descendent pas au-dessous de 49.82 Hz ce qui n'a aucun impact sur le plan de défense. Les deux simulations ci-dessus ont été effectuées lors du creux d'hiver.

Les cas simulés sont :

Creux d'hiver

- **CH 1 :** Perte de deux groupes au niveau de la centrale d'Adrar
- **CH 2 :** Perte d'un groupe au niveau de la centrale d'Adrar
- **CH 3 :** Perte d'un groupe au niveau de la centrale de Timimoune

Creux d'été

- **CE 1 :** Perte d'un groupe au niveau de la centrale d'Adrar
- **CE 2 :** Perte de deux groupes au niveau de la centrale d'Adrar
- **CE 3 :** Perte de trois groupes au niveau de la centrale d'Adrar
- **CE 4 :** Perte de la centrale d'Adrar

Pointe d'été

- **PE 1** :Perte d'un groupe au niveau de la centrale d'Adrar
- **PE 2** :Perte de deux groupes au niveau de la centrale d'Adrar
- **PE 3** :Perte de deux groupes au niveau de la centrale de Kabertane
- **PE 4** :Perte d'un groupe à Kabertane et d'un groupe a Timimoune avec éoliennes

### IV.2 Plans de démarrage en présence et en l'absence d'éoliennes

Le plan de démarrage pour les simulations en l'absence d'éoliennes sur le réseau pour le creux d'hiver, le creux d'été et la pointe d'été est illustré dans les tableaux suivants :

Générateur	Puissance active (MW)	Puissance réactive (MVar)
ADRAR TG1	9,00	1,49
ADRAR TG3	9,00	1,49
IN SALAH TG1	8,00	1,48
IN SALAH TG2	8,00	1,48
KABERTENE TG1	8,00	-2,45
TIMIMOUNE TG2 MO	8,00	-0,98

**Tableaux IV.1** :Plan de démarrage pour le creux d'hiver

Générateur	Puissance active	Puissance réactive
ADRAR TG1	10,00	3,19
ADRAR TG1 Mobile	9,00	3,15
ADRAR TG3	10,00	3,19
ADRAR TG4	9,00	3,15
IN SALAH TG1	9,00	4,30
IN SALAH TG2	9,00	4,30
IN SALAH TG3	9,00	3,98
KABERTENE TG1	9,00	-2,64
TIMIMOUNE TG2 MO	9,00	3,65
TIMIMOUNE TG1 MO	9,00	3,65

**Tableaux IV.2** :Plan de démarrage pour le creux d'été

Générateur	Puissance active	Puissance réactive
ADRAR TG 1	15,00	5,21
ADRAR TG 1 MO	15,00	5,25
ADRAR TG 2	15,00	5,25
ADRAR TG 2 MO	15,00	5,25
ADRAR TG 3	15,00	5,25
ADRAR TG 4	15,00	5,25
IN SALAH TG 1	15,00	2,65
IN SALAH TG 2	15,00	2,65
IN SALAH TG 3	15,00	2,65
IN SALAH TG 4	15,00	2,65
KABERTANE TG 1	15,00	4,07
KABERTANE TG 2	15,00	4,07
TIMIMOUNE TG 1 MO	15,00	5,90
TIMIMOUNE TG 2 MO	15,00	5,90
ZAQUIET EL KOUNTA TG 1 MO	15,00	6,85
ZAQUIET EL KOUNTA TG 2 MO	15,00	6,85

**Tableaux IV.3** :Plan de démarrage pour la pointe d'été

La mise en marche d'une ferme éolienne de 10 MW à Kabertane entrainera la modification du plan de démarrage qui sera comme suit pour les trois configurations creux d'hiver, creux d'été et pointe d'été.

Générateur	Puissance active	Puissance réactive
ADRAR TG1	8,12	0,84
ADRAR TG3	8,00	0,84
AIN SALAH TG1	8,00	-1,87
KABERTENE TG1	8,00	-3,17
KABRTAN EOL 2013	10,00	-2,41
TIMIMOUNE TG2 MO	8,00	-1,55

**Tableaux IV.4 :**Plan de démarrage pour le creux d’hiver en présence d’éoliennes

Générateur	Puissance active	Puissance réactive
ADRAR TG1	9,12	3,14
ADRAR TG1 Mobile	9,00	3,14
ADRAR TG3	10,00	3,17
ADRAR TG4	9,00	3,14
AIN SALAH TG1	9,00	4,29
AIN SALAH TG2	9,00	4,29
AIN SALAH TG3	9,00	3,98
KABRTAN EOL 2013	10,00	-1,95
TIMIMOUNE TG2 MO	9,00	3,62
Timimoune TG1 mo	9,00	3,62

**Tableaux IV.5 :**Plan de démarrage en présence d’éoliennes pour le creux d’été



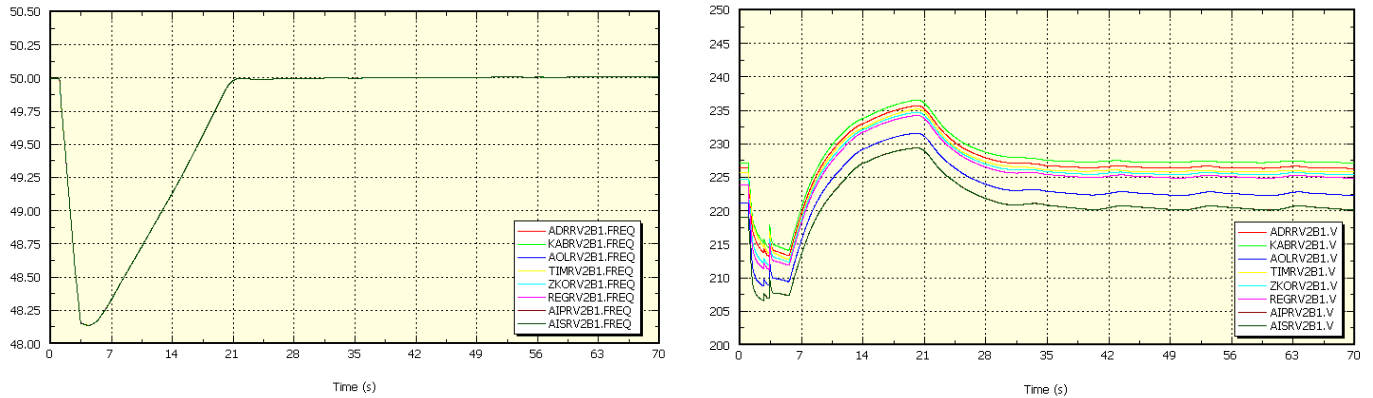
Nom	Puissance active	Puissance réactive
ADRAR TG1	16,30	5,32
ADRAR TG1 Mobile	15,00	5,24
ADRAR TG2	16,00	5,30
ADRAR TG2 Mobile	15,00	5,24
ADRAR TG3	16,00	5,30
ADRAR TG4	16,00	5,30
AIN SALAH TG1	15,00	4,35
AIN SALAH TG2	15,00	4,35
AIN SALAH TG3	15,00	4,35
AIN SALAH TG4	15,00	4,35
KABERTENE TG1	15,00	5,43
KABRTAN EOL 2013	10,00	0,24
TIMIMOUNE TG2 MO	15,00	4,65
Timimoune TG1 mo	15,00	4,65
Z.KOUNTA TG2 MOB	15,00	5,52
Z.Kounta TG1 Mob	15,00	5,52

**Tableaux IV.6** :Plan de démarrage en présence d'éoliennes pour la pointe d'été

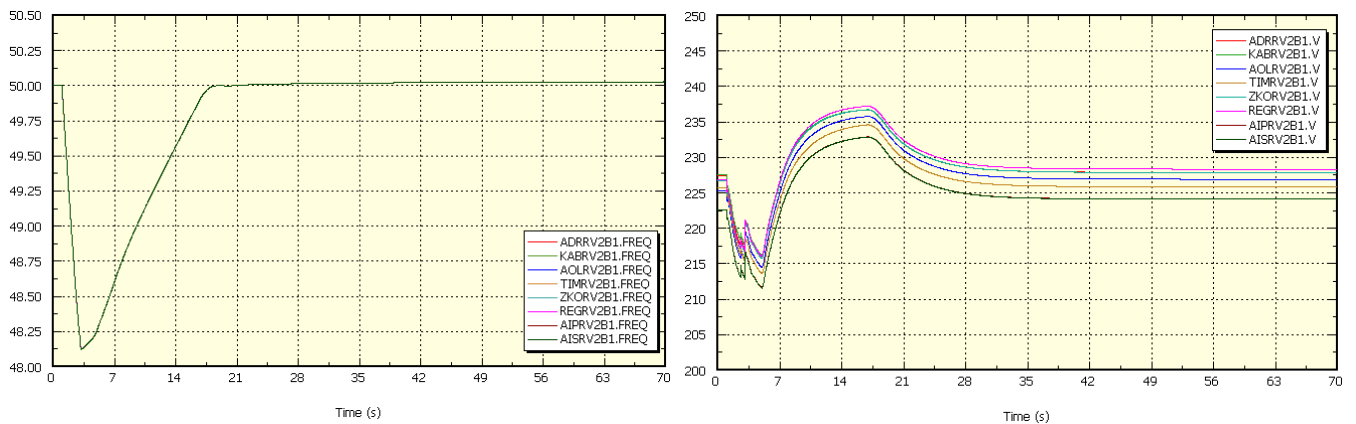
## IV.3 Résultats des simulations sans éoliennes et avec éoliennes

### IV.3.1 Creux d'hiver

#### IV.3.1.1 Perte de deux groupes au niveau de la centrale d'Adrar CH 1



**Figure IV.3 :** courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CH 1 sans éoliennes.



**Figure IV.4:** courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CH 1 avec éoliennes.

## CHAPITRE IV Simulation du plan de défense actuel avec et sans énergies éoliennes

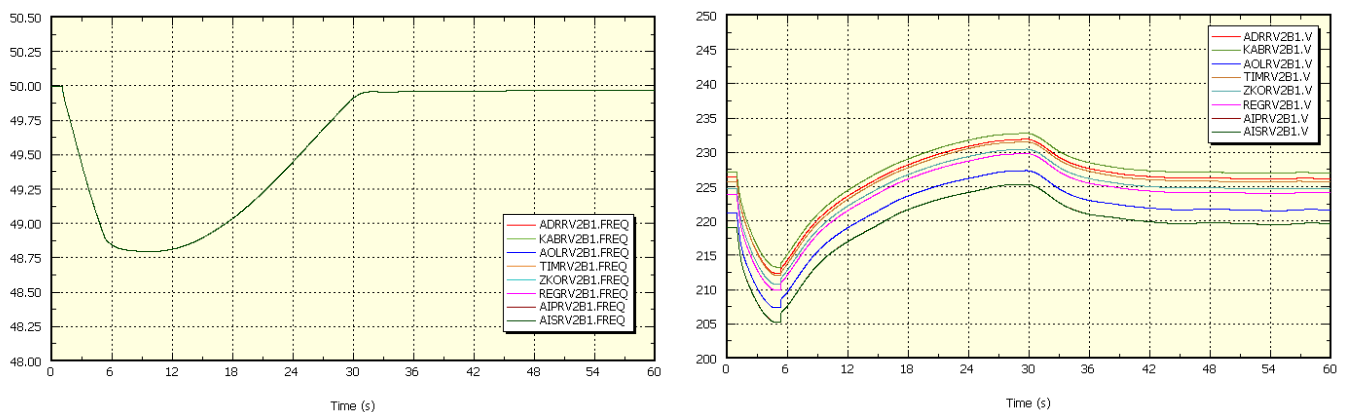
	Stade 1	Temps (s)	Stade 2	Temps (s)	Stade 3	Temps (s)
Sans éoliennes	Oui	2,76	Oui	3,4	Non	/
Avec éoliennes	Oui	2,56	Oui	3,12	Non	/

**Tableaux IV.7 :** Impact de l'incident CH 1 sur le plan de défense du réseau Adrar – In Salah avec et sans éoliennes

	$f_{\min}(\text{HZ})$	Temps (s)
Sans éoliennes	48,138874	4,54
Avec éoliennes	48,124889	3,28

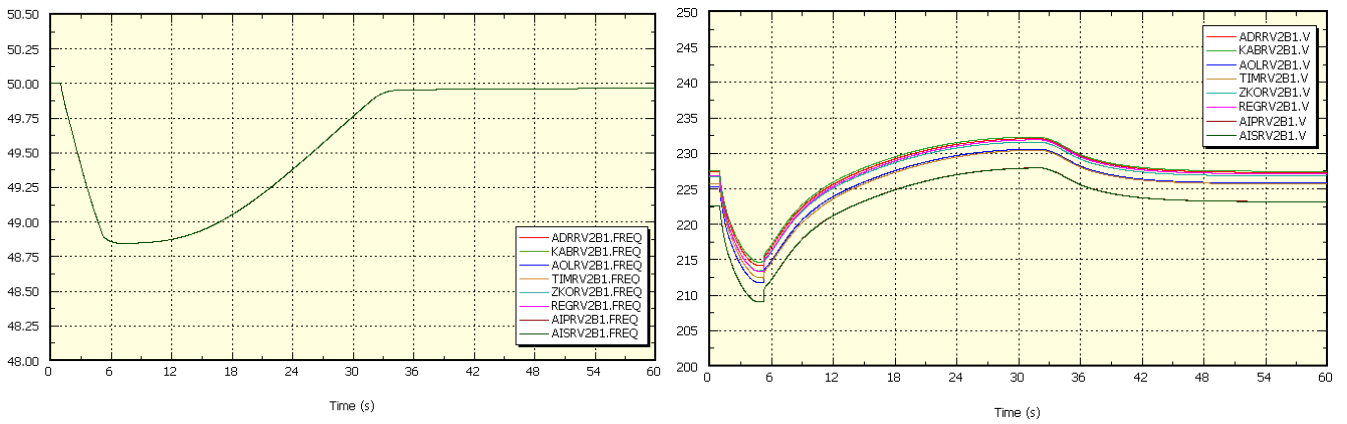
**Tableaux IV.8 :** Impact de l'incident CH 1 avec et sans éoliennes sur la fréquence du réseau

### V.3.1.2 Perte d'un groupe au niveau de la centrale d'Adrar CH 2



**Figure IV.5:** courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CH 2 sans éoliennes.

## CHAPITRE IV Simulation du plan de défense actuel avec et sans énergies éoliennes



**Figure IV.6:** courbes de (gauche) la fréquence,(droite) de la tension, pour l'incident CH 2 avec éoliennes.

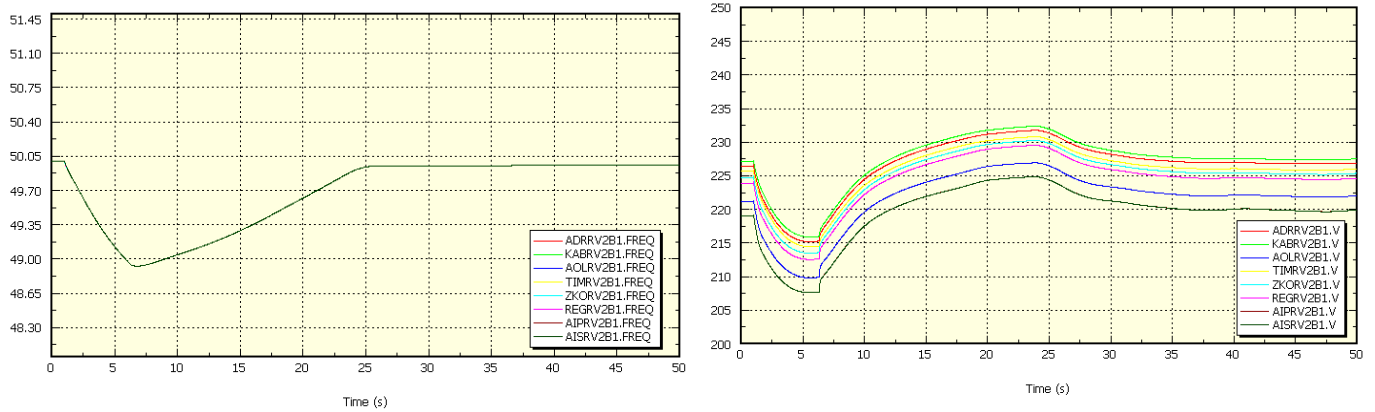
	Stade 1	Temps (s)	Stade 2	Temps (s)	Stade 3	Temps (s)
Sans éoliennes	Oui	5,28	Non	/	Non	/
Avec éoliennes	Oui	5,22	Non	/	Non	/

**Tableaux IV.9 :**Impact de l'incident CH 2 sur le plan de défense du réseau Adrar – In Salah avec et sans éoliennes

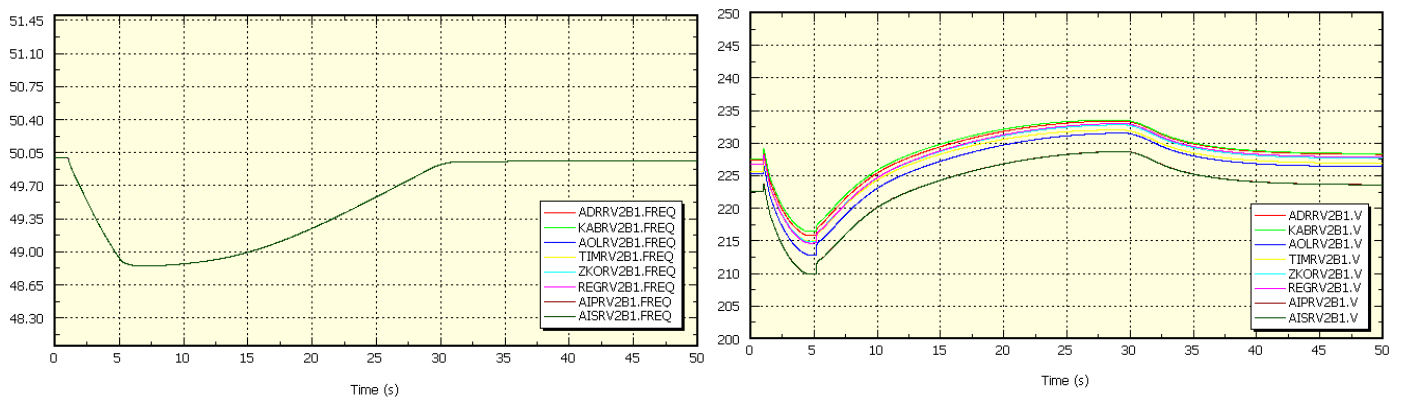
	$f_{\min}(\text{HZ})$	Temps (s)
Sans éoliennes	48,798584	10,74
Avec éoliennes	48,846245	8,02

**Tableaux IV.10 :**Impact de l'incident CH 2 sur la fréquence.

IV.3.1.3 Perte d'un groupe au niveau de la centrale de Timimoune CH 3



**Figure IV.7:** courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CH 3 sans éoliennes



**Figure IV.8:** courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CH 3 avec éoliennes

	Stade 1	Temps (s)	Stade 2	Temps (s)	Stade 3	Temps (s)
Sans éoliennes	Oui	6,36	Non	/	Non	/
Avec éoliennes	Oui	5,18	Non	/	Non	/

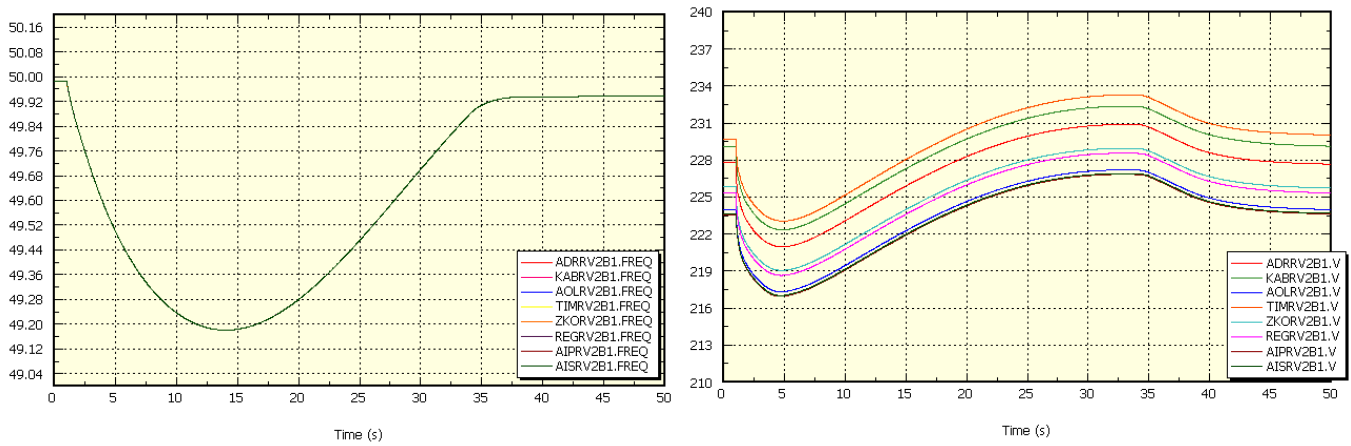
**Tableaux IV.11 :** Impact de l'incident CH 3 sur le plan de défense du réseau Adrar – In Salah avec et sans éoliennes

	$f_{\min}$ (HZ)	Temps (s)
Sans éoliennes	48,927776	6,76
Avec éoliennes	48,849972	6,84

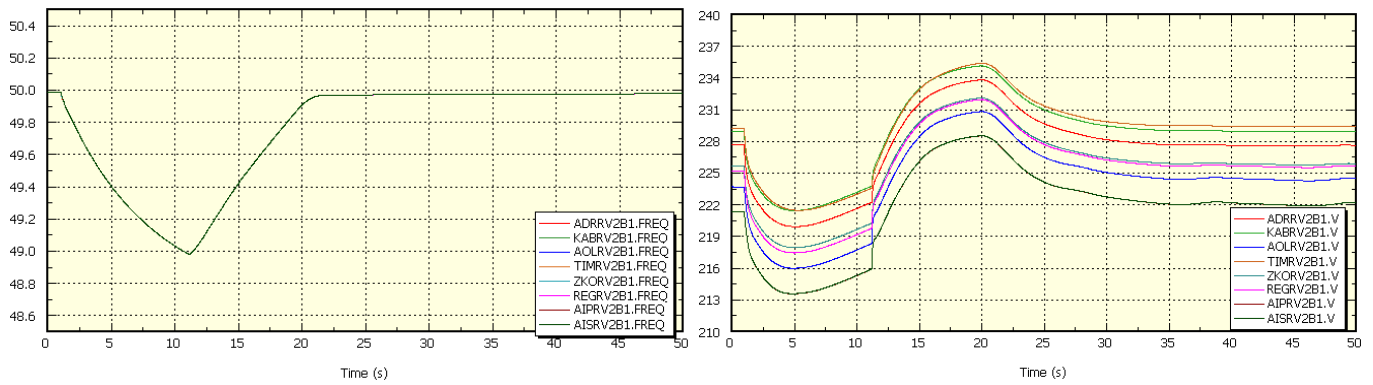
**Tableaux IV.12 :** Impact de l'incident CH 3 sur la fréquence .

## IV.3.2 Creux d'été

### IV.3.2.1 Perte d'un groupe au niveau de la centrale d'Adrar CE 1



**Figure IV.9:** courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CE 1 sans éoliennes.



**Figure IV.10:** courbes de (gauche) la fréquence,(droite) de la tension, pour l’incident CE 1 avec éoliennes.

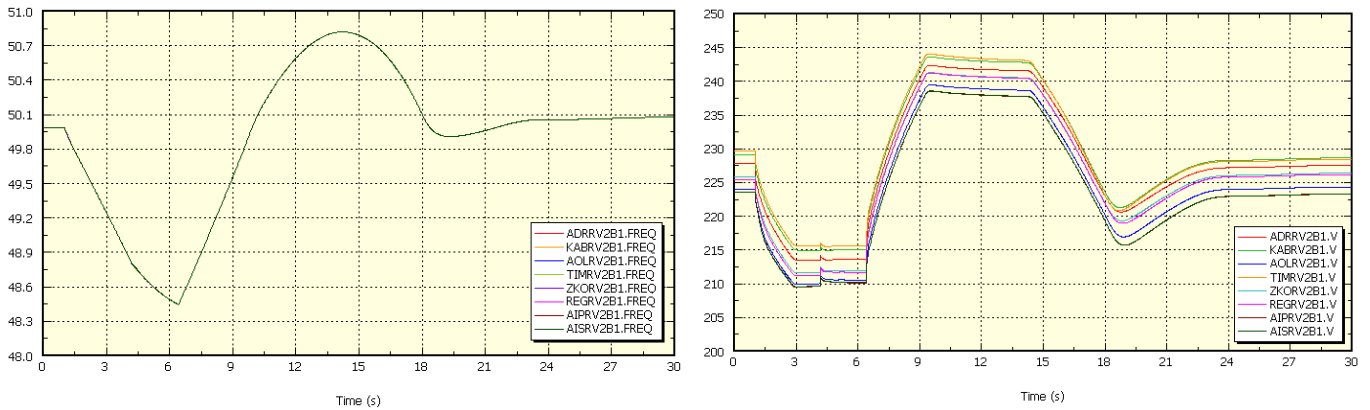
	Stade 1	Temps (s)	Stade 2	Temps (s)	Stade 3	Temps (s)
Sans éoliennes	Non		Non		Non	
Avec éoliennes	Oui	11,2	Non		Non	

**Tableaux IV.13 :**Impact de l’incident CE 1 sur le plan de défense du réseau Adrar – In Salah avec et sans éoliennes

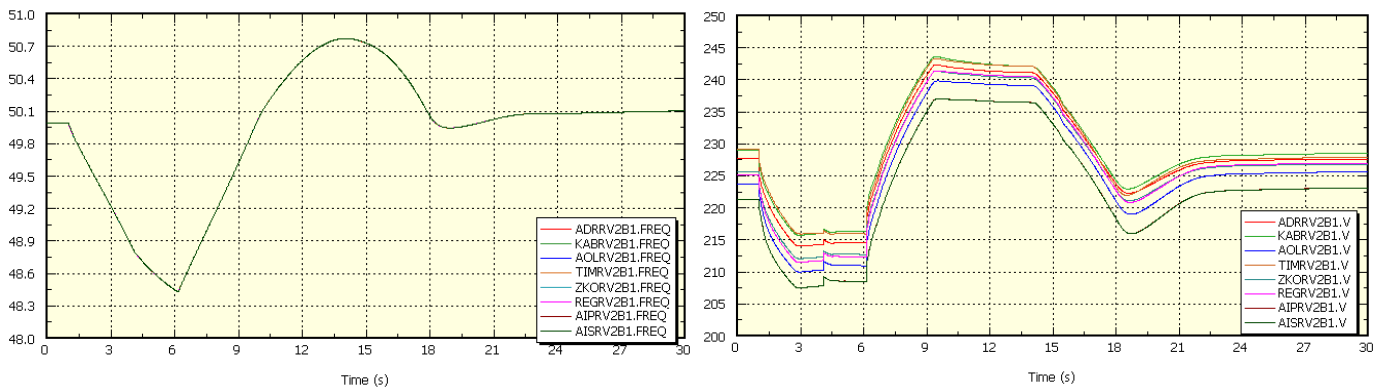
	$f_{\min}$ (HZ)	Temps (s)
Sans éoliennes	49,181004	14,24
Avec éoliennes	48,979923	11,16

**Tableaux IV.14 :**Impact de l’incident CE 1 sur la fréquence .

IV.3.2.2 Perte de deux groupes au niveau de la centrale d'Adrar CE 2



**Figure IV.11:** courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CE 2 sans éoliennes.



**Figure IV.12:** courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CE 2 avec éoliennes.

	Stade 1	Temps (s)	Stade 2	Temps (s)	Stade 3	Temps (s)
Sans éoliennes	Oui	4,18	Oui	6,42	Non	/
Avec éoliennes	Oui	4,1	Oui	6,16	Non	/

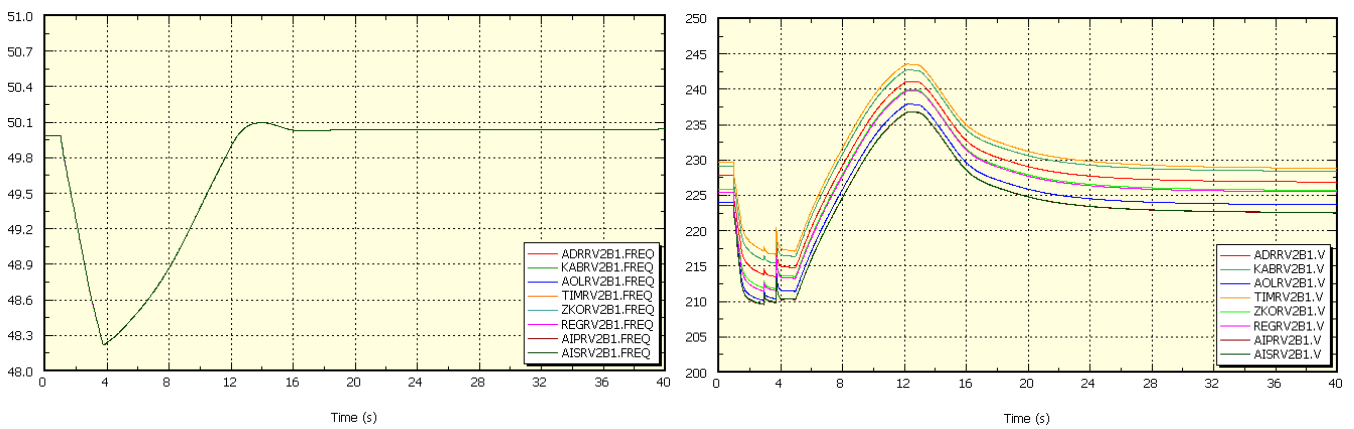
**Tableaux IV.15 :** Impact de l'incident CE2 sur le plan de défense du réseau Adrar – In Salah avec et sans éoliennes



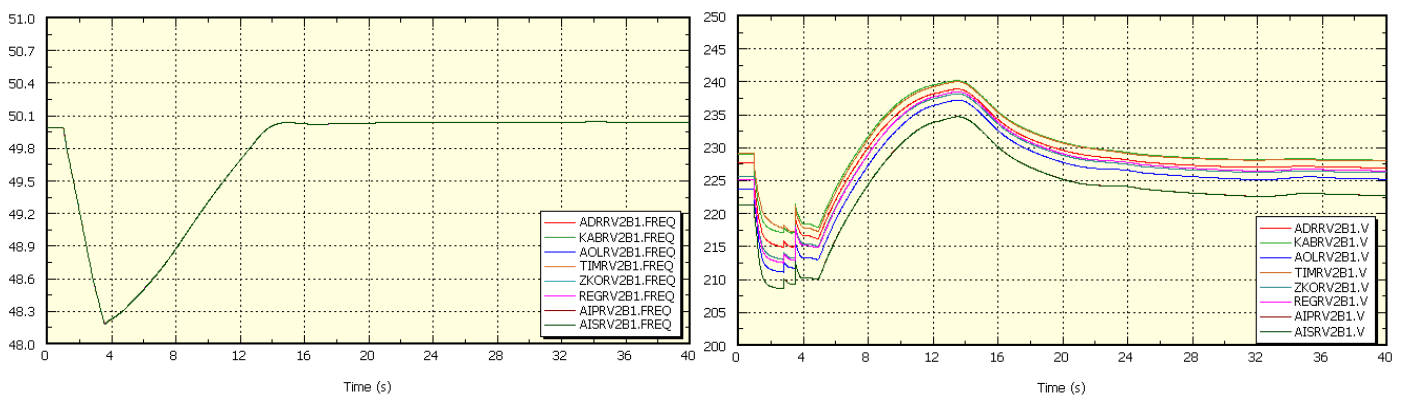
	$f_{\min}$ (HZ)	Temps (s)
Sans éoliennes	48,443947	6,58
Avec éoliennes	48,428871	6,34

**Tableaux IV.16 :** Impact de l'incident CE 2 sur la fréquence .

### IV.3.2.3 Perte de trois groupes au niveau de la centrale d'Adrar CE 3



**Figure IV.13:** courbes de (gauche) la fréquence,(droite) de la tension, pour l'incident CE 3 sans éoliennes.



**Figure IV.14:** courbes de (gauche) la fréquence,(droite) de la tension, pour l'incident CE 3 avec éoliennes.

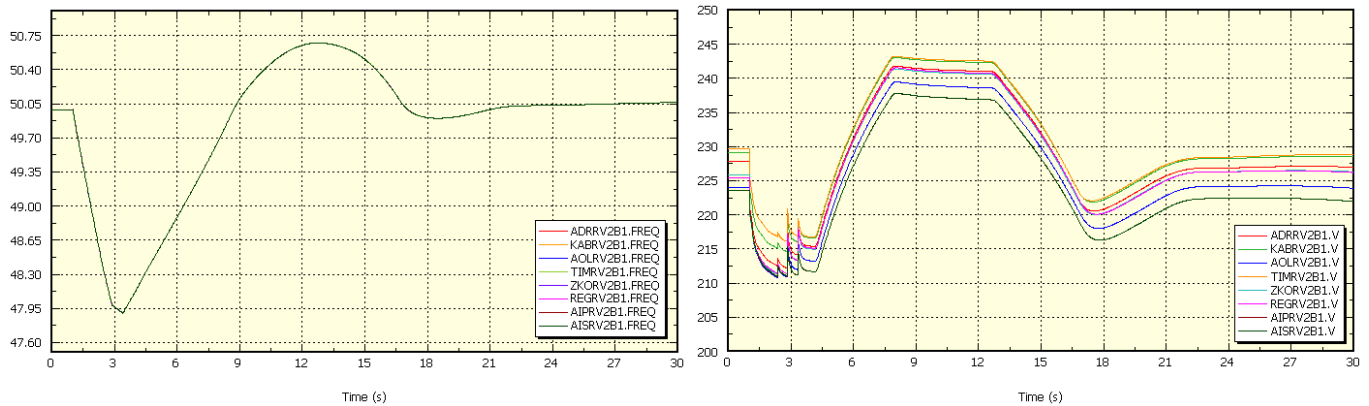
	Stade 1	Temps (s)	Stade 2	Temps (s)	Stade 3	Temps (s)
Sans éoliennes	Oui	2,92	Oui	3,72	Non	/
Avec éoliennes	Oui	2,82	Oui	3,52	Non	/

**Tableaux IV.17 :** Impact de l'incident CE 3 sur le plan de défense du réseau Adrar – In Salah avec et sans éoliennes

	$f_{\min}$ (HZ)	Temps (s)
Sans éoliennes	48,218029	3,78
Avec éoliennes	48,190845	3,6

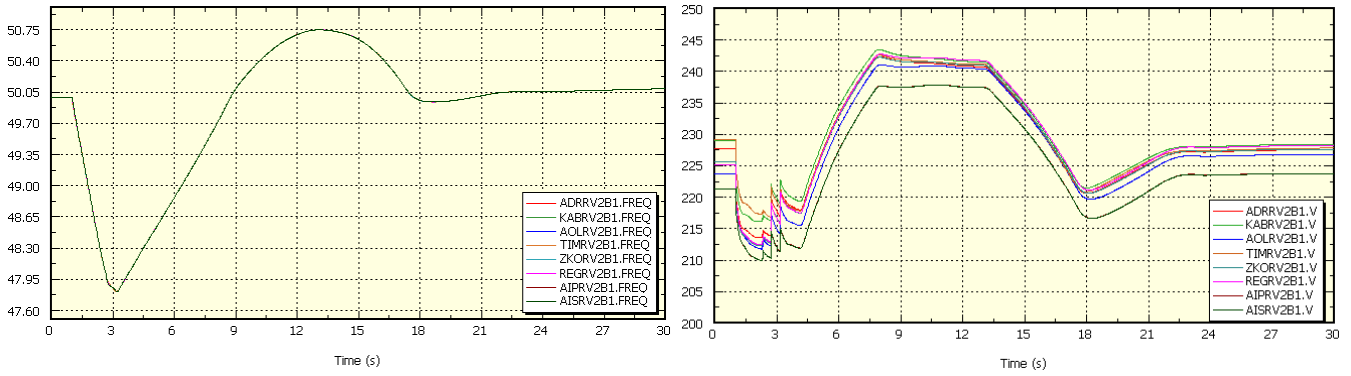
**Tableaux IV.18 :** Impact de l'incident CE 3 sur la fréquence .

#### IV.3.2.4 Perte de la centrale d'Adrar CE 4



**Figure IV.15:** courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CE 4 sans éoliennes.

## CHAPITRE IV Simulation du plan de défense actuel avec et sans énergies éoliennes



**Figure IV.16:** courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CE 4 avec éoliennes.

	Stade 1	Temps (s)	Stade 2	Temps (s)	Stade 3	Temps (s)
Sans éoliennes	Oui	2,38	Oui	2,84	Oui	3,36
Avec éoliennes	Oui	2,32	Oui	2,72	Oui	3,18

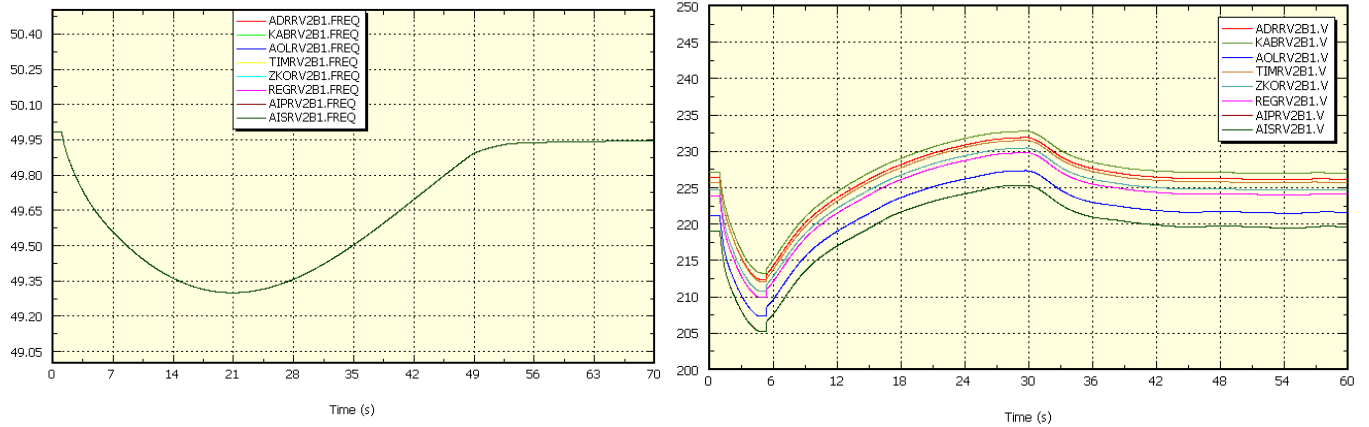
**Tableaux IV.19 :** Impact de l'incident CE 4 sur le plan de défense du réseau Adrar – In Salah avec et sans éoliennes

	$f_{\min}(\text{HZ})$	Temps (s)
Sans éoliennes	47,898441	3,38
Avec éoliennes	47,821056	3,24

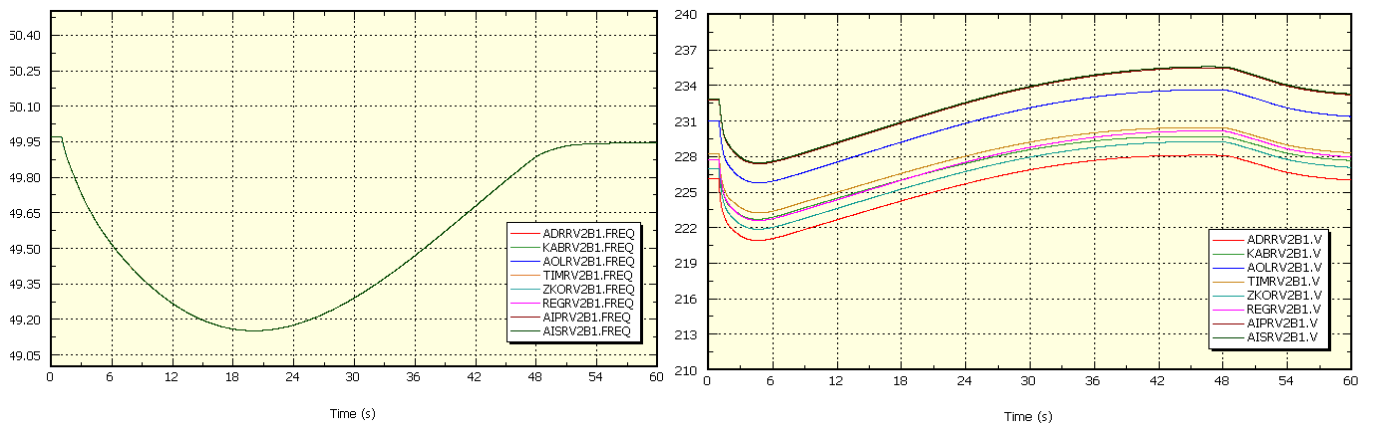
**Tableaux IV.20 :** Impact de l'incident CE 4 sur la fréquence.

### IV.3.3 Pointe été

#### IV.3.3.1 Perte d'un groupe au niveau de la centrale d'Adrar PE 1



**Figure IV.17:** courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident PE 1 sans éoliennes.



**Figure IV.18:** courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident PE 1 avec éoliennes.

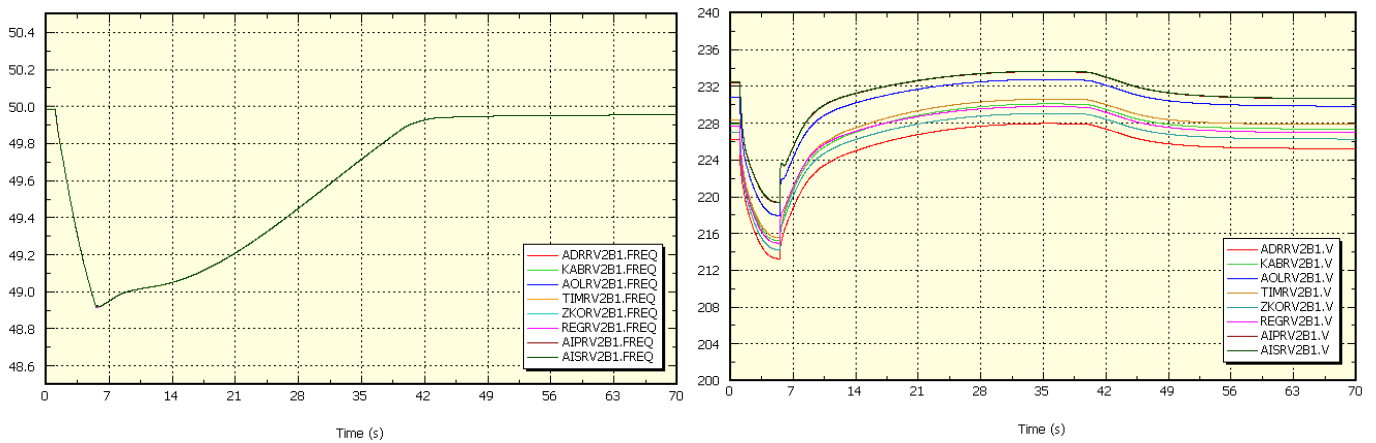
	Stade 1	Temps (s)	Stade 2	Temps (s)	Stade 3	Temps (s)
Sans éoliennes	Non	/	Non	/	Non	/
Avec éoliennes	Non	/	Non	/	Non	/

**Tableaux IV.21 :** Impact de l'incident PE 1 sur le plan de défense du réseau Adrar – In Salah avec et sans éoliennes

	$f_{\min}$ (HZ)	Temps (s)
Sans éoliennes	49,299831	21,08
Avec éoliennes	49,152889	19,42

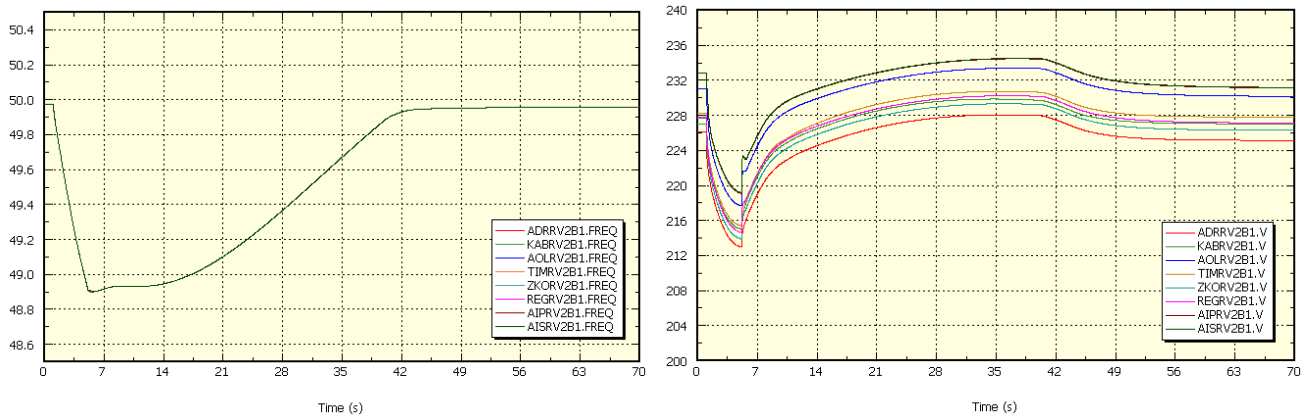
**Tableaux IV.22 :** Impact de l'incident PE 1 sur la fréquence.

**IV.3.3.2. Perte de deux groupes au niveau de la centrale d'Adrar PE 2 :**



**Figure IV.19:** courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident PE 2 sans éoliennes.

## CHAPITRE IV Simulation du plan de défense actuel avec et sans énergies éoliennes



**Figure IV.20:** courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident PE 2 avec éoliennes.

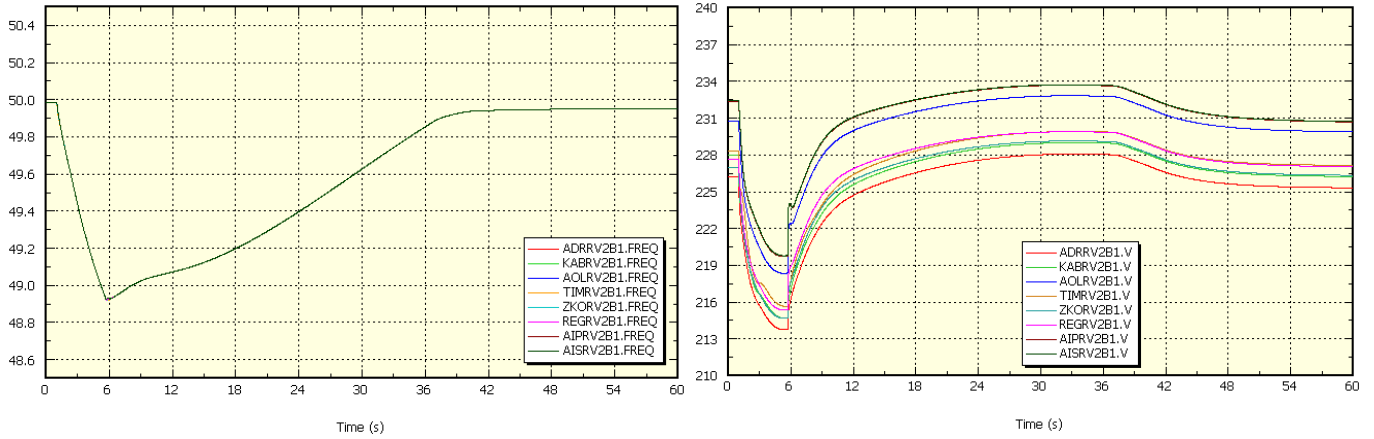
	Stade 1	Temps (s)	Stade 2	Temps (s)	Stade 3	Temps (s)
Avec éoliennes	Oui	5,16	Non	/	Non	/
Sans éoliennes	Oui	5,54	Non	/	Non	/

**Tableaux IV.23 :**Impact de l'incident PE 2 sur le plan de défense du réseau Adrar – In Salah avec et sans éoliennes

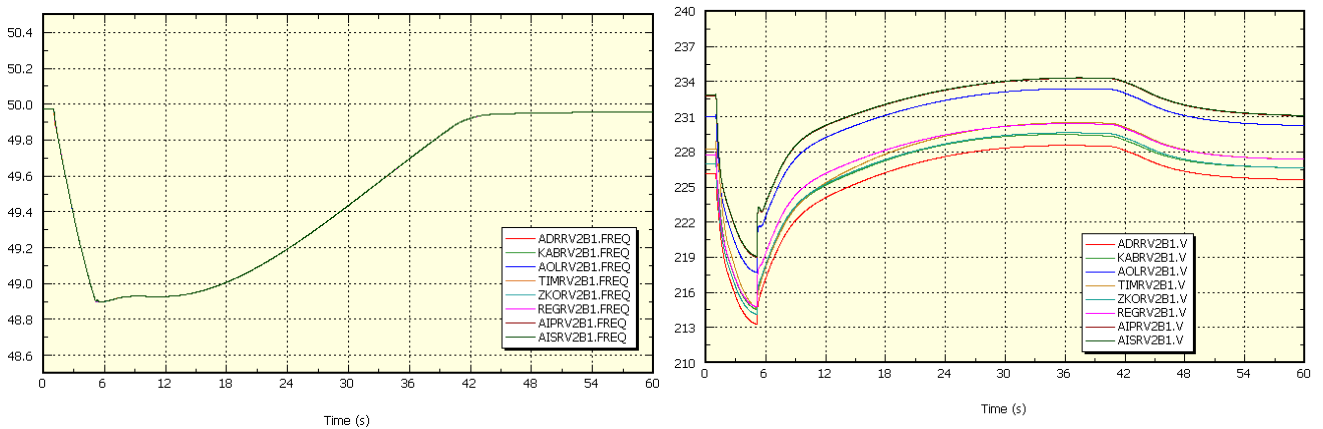
	$f_{\min}$ (HZ)	Temps (s)
Avec éoliennes	48,899155	5,46
Sans éoliennes	48,918842	5.6

**Tableaux IV.24 :**Impact de l'incident PE 2 sur la fréquence.

IV.3.3.3 Perte de deux groupes au niveau de la centrale de Kabertane sans éoliennes et perte d'un groupe à Kabertane et d'un groupe a Timimoune avec éoliennes PE 3 et PE 4 :



**Figure IV.21:** courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident PE 3 sans éoliennes.



**Figure IV.22:** courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident PE 4

	Stade 1	Temps (s)	Stade 2	Temps (s)	Stade 3	Temps (s)
PE 3	Oui	5,7	Non	/	Non	/
PE 4	Oui	5.1	Non	/	Non	/

**Tableaux IV.25 :**Impact de l'incident CH 1 sur le plan de défense du réseau Adrar – In Salah avec et sans éoliennes

	$f_{\min}$ (HZ)	Temps (s)
PE 3	48,917423	5,72
PE 4	48.89	5.2

**Tableaux IV.26 :**Impact des incidents PE 3 et PE 4 sur la fréquence

## IV.4 Interprétation et analyse des résultats

### IV.4.1 Impact des énergies éoliennes sur le comportement dynamique de la fréquence

L'insertion des énergies éoliennes sur le réseau électrique diminuera l'inertie globale du réseau du fait de leur faible inertie en comparaison avec les groupes TG. L'inertie des groupes H caractérise la capacité de ses derniers à participer au réglage primaire, capacité qui dépend notamment de leur réserve primaire et de l'énergie cinétique stocké par les masses tournantes.

L'équation dynamique de la vitesse rétorque des groupes est donnée par la relation suivante :

$$J \frac{d\Omega}{dt} = T_m - T_e \quad (IV.1)$$

Avec :

- $J_i$  [Kg.m<sup>2</sup>] : moment d'inertie de la ligne d'arbre du groupe de production  $i$ , il caractérise notamment l'énergie cinétique stocké par les masses tournantes.



- $\Omega_i$ [rad/s] : vitesse de rotation du rotor du groupe de production  $i$ , dont dépend essentiellement la fréquence du réseau.
- $T_{mi}$ [N.m] : Couple mécanique (moteur) exercé par la turbine du groupe  $i$ , ce paramètre caractérise notamment l'énergie mécanique fournie par la turbine quelque soit son type (gaz, vapeur, éolienne...) à l'alternateur. Ce paramètre est géré soit automatiquement soit manuellement.
- $T_{ei}$ [N.m] : Couple électromagnétique (résistant) exercé par la charge du groupe  $i$ . ce paramètre caractérise la consommation d'énergie électrique du réseau.

Si on multiplie la relation (4.1) par la vitesse synchrone de la machine  $\omega_{sm}$  on aura :

$$J\omega_{sm} \frac{d\Omega}{dt} = P_m - P_e \quad (IV.2)$$

$P_m$  étant la puissance mécanique fournie au groupe et  $P_e$  la puissance électrique de la charge.

Divisons ensuite la relation (IV.2) par  $S_{mach}$ , la puissance nominale de l'alternateur et on aura :

$$\frac{J\omega_{sm}}{S_{mach}} \frac{d\Omega}{dt} = \frac{P_m - P_e}{S_{mach}} \quad (IV.3)$$

Sachant que l'expression de l'inertie  $H$  est donnée par [46] :

$$H = \frac{1/2 J \omega_{sm}^2}{S_{mach}} \quad (IV.4)$$

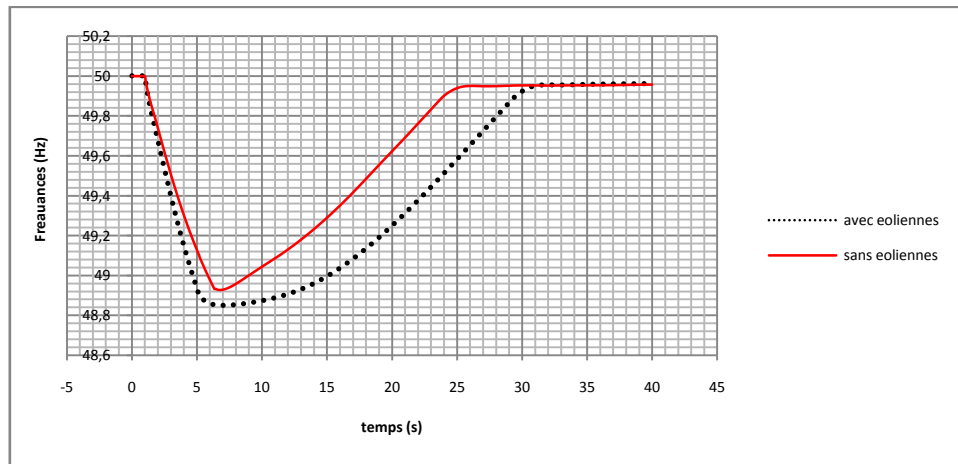
On aura :

$$\frac{2H}{\omega_{sm}} \frac{d\Omega}{dt} = \frac{P_m - P_e}{S_{mach}} \quad (IV.5)$$

Comme l'indique la relation (IV.5) à l'équilibre production consommation  $\Omega$  est constante.

La perte d'un ou plusieurs groupes introduira un  $\Delta P$  négatif au quel comme l'indique la relation (IV.5) le réseau répondra différemment suivant son inertie H sachant que  $\omega_{sm}$  est défini pour une fréquence nominale du réseau donnée (50 Hz dans notre cas).

Pour un  $\Delta P$  donnée plus l'inertie du réseau H diminue, plus la décélération des groupes sera rapide ce qui impliquera une baisse de fréquence du réseau plus rapide est plus importante comme indiqué ci-dessous :



**Figure IV.23:** Courbes de la fréquence sans et avec éoliennes pour l'incident CH 4

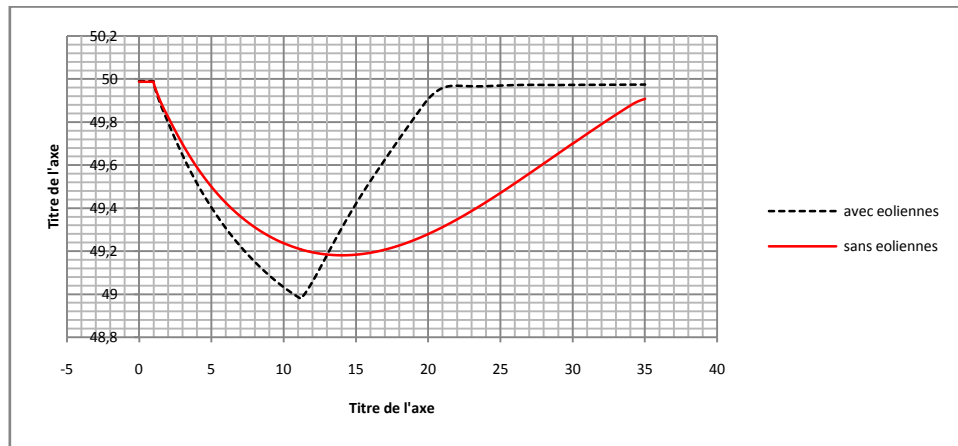
	$f_{\min}$ (HZ)	Temps (s)
Sans éoliennes	48,927776	6,76
Avec éoliennes	48,849972	6,84

**Tableaux IV.27 :** La fréquence minimale atteinte sur le réseau pour l'incident CH 4 avec et sans éoliennes

Ainsi lors de la perte d'un groupe TG à Timimoune durant le creux d'hiver, en la présence de 10 MW d'énergies éoliennes à Kabertane la fréquence du réseau atteindra 48,849 Hz au bout de 5.84 s alors que pour le même incident et en l'absence d'énergies éoliennes la fréquence du

réseau à atteint 48,927 Hz à 5.76 s. A signaler notamment que la fréquence de 48.927 Hz à été atteinte lors de la simulation de cet incident avec 10 MW d'énergies éoliennes à 4.04 s soit 1.72 s avant la configuration sans éoliennes.

Le même cas de figure apparait lors de la perte d'un groupe TG à Adrar durant le creux d'été comme indiqué ci-dessous :



**Figure IV.24:** Courbes de la fréquence sans et avec éoliennes lors de l'incident CE 1

	$f_{\min}$ (HZ)	Temps (s)
Sans éoliennes	49,181004	14,24
Avec éoliennes	48,979923	11,16

**Tableaux IV.28 :** La fréquence minimale atteinte sur le réseau pour l'incident CH 4 avec et sans éoliennes

Lors de la perte d'un groupe TG à Adrar durant le creux d'été, en la présence de 10 MW d'énergies éoliennes a Kabertane la fréquence du réseau atteindra 48,9799 Hz au bout de 10.16 s ce qui causera notamment l'enclenchement du premier stade de délestage à 10.2 s alors que pour le même incident et en l'absence d'énergies éoliennes la fréquence du réseau à atteint 49.181 Hz à 13.24 s. A signaler notamment que la fréquence de 49.181 Hz à été

atteinte lors de la simulation de cet incident avec 10 MW d'énergies éoliennes à 6.68 s soit s avant la configuration sans éoliennes.

### IV.4.2 Impact des énergies éoliennes sur le réglage primaire de la fréquence

Le réglage primaire consiste à stabiliser la fréquence par l'action de la réserve primaire des groupes.

$$\frac{2 H}{\omega_{sm}} \frac{d\Omega}{dt} = \frac{P_m - P_e}{S_{mach}} \quad (\text{IV.5})$$

La baisse fréquence est causée par un déficit de puissance mécanique au niveau des groupes. La mise en service de la réserve primaire créera un excédent de puissance mécanique ce qui inversera la variation de la fréquence.

Au vu de la relation (4.5) on constate que pour une puissance électrique de la charge définie le  $\Delta f$  engendré par le réglage primaire et la rapidité de ce dernier dépend de la puissance mécanique et de l'inertie du réseau H. ces deux paramètres dépendent du nombre de groupes en fonctionnement et de la valeur de la puissance à laquelle ils fonctionnent par rapport à leur puissance maximale.

Si on pose :

- $P_{eol}$  : la puissance éolienne présente sur le réseau.
- $P_g$  : la puissance des groupes présents sur le réseau.
- $n_g$  : le nombre de groupes participants au réglage primaire.
- $f_{min}$  : la fréquence minimale atteinte sur le réseau.
- $t_1$  : l'instant où la fréquence atteint sa fréquence minimale.
- $t_2$  : l'instant où la fréquence atteint les 49.95 Hz.
- $\Delta t$  :  $\Delta t = t_2 - t_1$

Le tableau suivant résume les paramètres du réglage primaire dans les différents cas simulés :

Cas	$P_{col}(MW)$	$P_g (MW)$	$n_g$	$f_{min} (Hz)$	$t_1 (s)$	$t_2 (s)$	$\Delta t (s)$
CH 1	0	8 – 9	4	48,139	4,54	12,4	7,86
CH 1	10	8 – 9	3	48,125	3,28	17,3	14,02
CH 2	0	8 – 9	5	48,799	10,74	16,28	5,54
CH 2	10	8 – 9	4	48,846	8,02	34,04	26,02
CH 4	0	8 – 9	5	48,928	6,76	25,92	19,16
CH 4	10	8 – 9	4	48,85	6,84	31	24,16
CE 1*	0	9 – 10	9	49,181	14,24	36,8	22,56
CE 1*	10	9 – 10	8	48,98	11,16	20,36	9,2
CE 2	0	9 – 10	8	48,444	6,58	9,84	3,26
CE 2	10	9 – 10	7	48,429	6,34	9,76	3,42
CE 3	0	9 – 10	7	48,218	3,78	12,24	8,46
CE 3	10	9 – 10	6	48,191	3,6	13,46	9,86
CE 4	0	9 – 10	6	47,898	3,38	8,62	5,24
CE 4	10	9 – 10	5	47,821	3,24	8,66	5,42
PE 1	0	15	15	49,3	21,08	52,34	31,26
PE 1	10	15	14	49,153	19,42	50,76	31,34
PE 2	0	15	14	48,918842	5,46	41,82	36,374
PE 2	10	15	13	48,899155	5,6	42,06	36,46
PE 3	0	15	14	48,917	5,72	41,12	35,4
PE 4	10	15	13	48,89	5,2	43,2	38

**Tableaux IV.29 :**Caractéristique du réglage primaire pour les différents cas simulés

\* le premier stade de délestage s'est enclenché pour le cas CE 1 avec éoliennes et ne s'est pas enclenché pour le même cas sans éoliennes.

- On observe que hormis le cas CE 1, la valeur de  $\Delta t$  est plus petite pour un cas défini sans éoliennes qu'avec éoliennes.
- Ceci est du au fait que les éoliennes ne participent pas au réglage primaire contrairement au groupes TG ainsi le remplacement d'un groupe TG par une ferme éolienne de 10 MW réduira la valeur de la réserve primaire disponible sur l'ensemble des groupes.

### **IV.4. Conclusion**

L'introduction d'énergies éoliennes a eu un effet sur l'inertie globale du réseau électrique ce qui a accéléré la dynamique de baisse de la fréquence, ce qui a conduit a des baisses de fréquence plus rapides et plus importantes. Du fait de leur non participation au réglage primaire de la fréquence, l'intégration des éoliennes dans le réseau a eu comme effet le rallongement de sa durée

# CHAPITRE V

## Proposition d'un nouveaux plan de défense pour le réseau Adrar-In Salah

---

## Introduction

En se basant sur les résultats du chapitre quatre et sur le plan de défense actuel, nous proposons dans ce chapitre un nouveau plan de défense pour le réseau isolé d'Adrar – In Salah en présence d'une ferme éoliennes de 10 MW à Kabertane. Nous commencerons d'abord par la méthodologie d'élaboration de ce plan de défense avec la justification des diverses modifications. Nous comparerons ensuite les résultats obtenus avec l'actuel et nouveau plan de défense pour une série d'incidents.

### V.1 Méthodologie d'élaboration

L'intégration des énergies éoliennes dans le réseau isolé d'Adrar – In Salah pose de nouvelles contraintes. En effet, l'intégration de ces énergies a un impact sur le comportement dynamique de la fréquence et sur les caractéristiques du réglage primaire d'une part. D'autre part les codes de raccordement de ces éoliennes sur le réseau imposent des plages de fréquence bien définies variant d'un pays à un autre, en dehors de ces plages pendant une certaine durée les éoliennes se déconnecteront automatiquement. En prenant en compte l'ensemble de ces contraintes et en se basant sur les résultats du chapitre IV, nous préposons un nouveau plan de défense pour le réseau isolé d'Adrar – In Salah.

Les résultats du chapitre IV indiquent :

- ✓ une dynamique plus rapide de la fréquence sous l'effet de l'intégration des énergies éoliennes.
- ✓ un dépassement de la valeur de 50 Hz pour les cas CE 2 et CE 4 ce qui indique un délestage excessif.
- ✓ des baisses de fréquence excessives qui à partir d'une durée suivant le code de raccordement du réseau et les propriétés de l'éoliennes causeront la déconnexion de cette dernière.
- ✓ Pour l'élaboration d'un nouveau plan de défense nous proposons les démarches suivantes :



- ✓ élever le seuil de fréquence du premier stade de délestage de 49 Hz à 49.3 Hz de manière à adapter le plan de délestage à la dynamique de baisse rapide de la fréquence. De manière à agir plus rapidement.
- ✓ diviser le second stade de l'ancien plan de défense en deux et ainsi créer deux stades le second à 49 Hz et le troisième à 48.5 Hz tout en réduisant le taux de délestage sur les deux stades réunis en comparaison avec le second stade de l'ancien de manière à optimiser le délestage et éviter ainsi le dépassement de 50 Hz lors du réglage primaire.
- ✓ la temporisation du second et troisième stade sera de 0.2 s et non pas de 0.4 s de manière à bien distinguer entre eux et laisser le temps au second stade d'agir avant l'enclenchement du troisième.
- ✓ le quatrième stade sera maintenu à 48 Hz, il est équivalent au troisième stade de l'ancien plan de défense avec une légère réduction du taux de manière à optimiser le délestage.

Le plan de défense proposé est le résultat d'un consensus entre : la valeur du taux global de délestage, la fréquence minimal atteinte sur le réseau ainsi que le temps que prend le réglage primaire pour stabiliser la fréquence.

Le plan de défense proposé est présenté dans le tableau suivant :

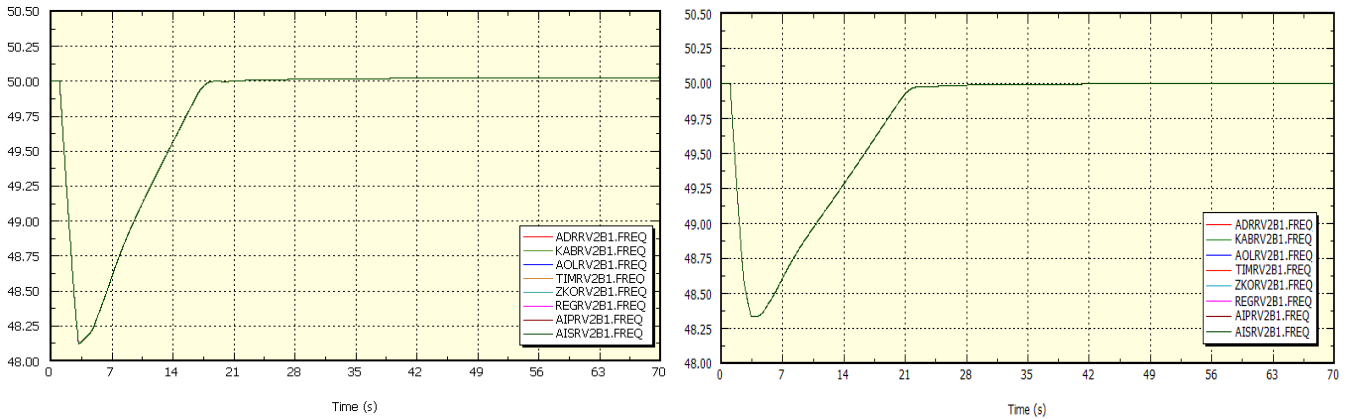
Poste	stade 1	stade 2	stade 3	stade 4
	49,3 Hz 0,4 s	49 Hz 0,2 s	48,5 Hz 0,2 s	48 Hz 0,4 s
Adrar	4%	15%	20%	20%
Kabertene	/	18%	10%	/
ZaouietKonta	/	18%	20%	20%
Aoulef	10%	10%		30%
In Salah	26%	15%		20%
Timimoune		18%	15%	
Reggane	6%	18%	20%	20%

**Tableaux V.1 :** Pourcentages de charge délestée par poste et par seuil de fréquence pour le nouveau plan de défense

## V.2 Simulation du nouveau plan de défense et comparaison avec l'ancien

### V.2.1 Creux d'hiver

#### V.2.1.1 Perte de deux groupes au niveau de la centrale d'Adrar CH 1



**Figure V.1 :** Evolution de la fréquence du réseau sous l'effet de l'incident CH 1 avec l'ancien plan de défense (à gauche) et le nouveau plan de défense (à droite)

	Stade 49.3 Hz	Temps (s)	Stade 49 Hz	Temps (s)	Stade 48.5 Hz	Temps (s)	Stade 48 Hz	Temps (s)
Ancien plan			Oui	2,56	Oui	3,12	Non	/
Nouveau plan	Oui	2,22	Oui	2,56	Oui	3,32	Non	

**Tableaux V.2 :** Enclenchement des différents stades de délestage pour le nouveau et l'actuel plan de défense lors de l'incident CH 1

	$f_{\min}(\text{HZ})$	Temps (s)	49.95 Hz
Ancien plan	48,124889	3,28	17,3
Nouveau plan	48,333794	3,48	21,42

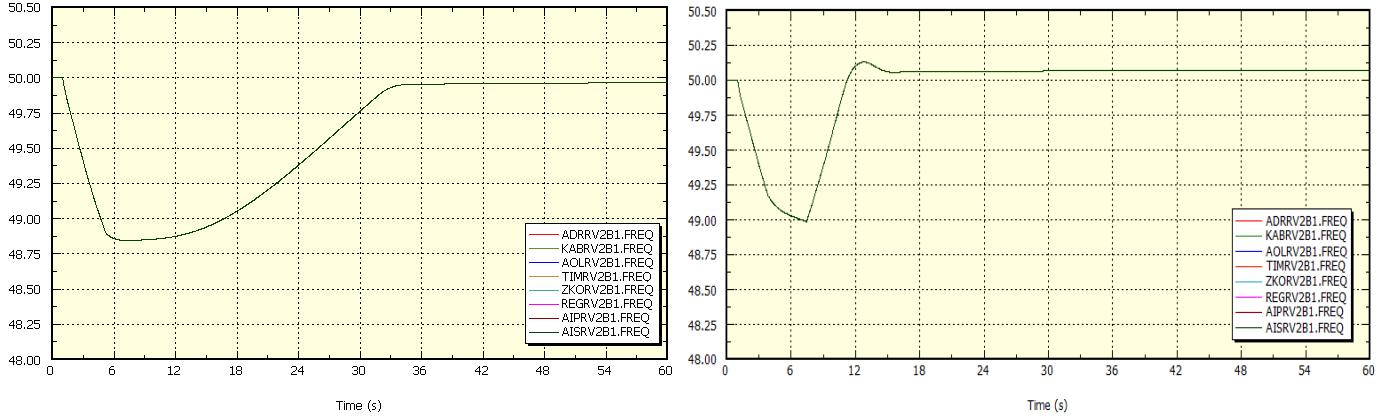
**Tableaux V.3 :** Comportement dynamique de la fréquence du réseau et durée de montée pour le nouveau et l'ancien plan de défense lors de l'incident CH 1.

	Taux de délestage
Ancien plan	28,69
Nouveau plan	27.56

**Tableaux V.4 :** Taux de délestage pour le nouveau et l'ancien plan de défense sous l'incident CH 1

malgré le fait que le taux de délestage est moindre avec le nouveau plan de défense, le fait d'avoir procédé au délestage à 49.3 Hz et non à 49 Hz a augmenté la valeur minimale de la fréquence cependant la réduction du taux de délestage a conduit à un rallongement de la durée du réglage primaire.

V.2.1.2 Perte d'un groupe au niveau de la centrale d'Adrar CH 2



**Figure V.2 :** Evolution de la fréquence du réseau sous l'effet de l'incident CH 2 avec l'ancien plan de défense (à gauche) et le nouveau plan de défense (à droite)

	Stade 49.3 Hz	Temps (s)	Stade 49 Hz	Temps (s)	Stade 48.5 Hz	Temps (s)	Stade 48 Hz	Temps (s)
Ancien plan	/		Oui	5,22	Non	/	Non	/
Nouveau plan	Oui	3,86	Oui	7,46	Non	/	Non	/

**Tableaux V.5 :** Enclenchement des différents stades de délestage pour le nouveau et l'actuel plan de défense lors de l'incident CH 2

	$f_{min}(HZ)$	Temps (s)	49.95 Hz
Ancien plan	48,846245	8,02	34,04
Nouveau plan	48,987682	7,42	11,02

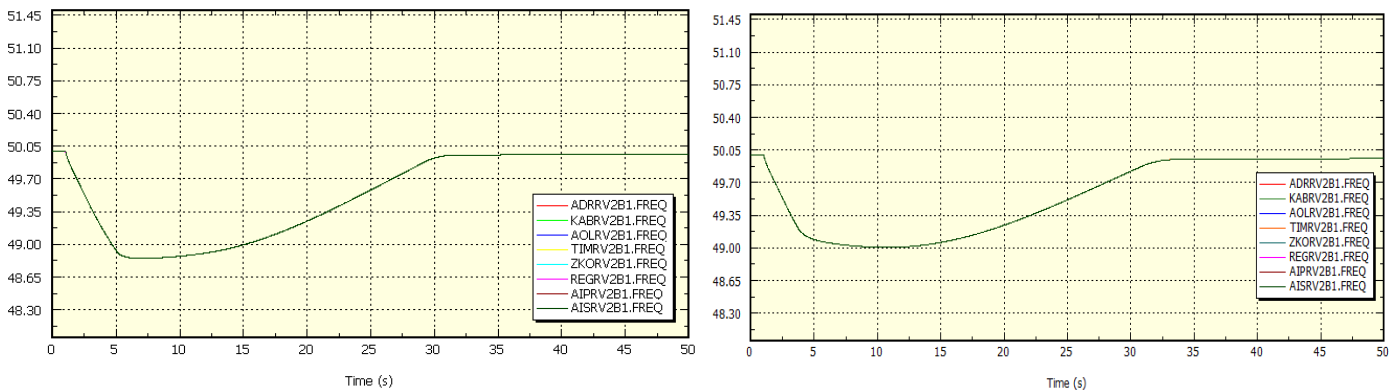
**Tableaux V.6 :** Comportement dynamique de la fréquence du réseau et durée de montée pour le nouveau et l'ancien plan de défense CH 2.

	Taux de délestage
Ancien plan	6.29
Nouveau plan	18.46

**Tableaux V.7 :** Taux de délestage pour le nouveau et l'ancien plan de défense sous l'incident CH 2

- le taux de délestage étant plus important pour le nouveau plan de défense, on observe une réduction considérable de la durée du réglage primaire et l'apparition d'un léger dépassement de la fréquence 50 Hz lors de la hausse de la fréquence.

### V.2.1.3 Perte d'un groupe au niveau de la centrale de Timimoune CH 3



**Figure V.3 :** Evolution de la fréquence du réseau sous l'effet de l'incident CH 3 avec l'ancien plan de défense (à gauche) et le nouveau plan de défense (à droite)

	Stade 49.3 Hz	Temps (s)	Stade 49 Hz	Temps (s)	Stade 48.5 Hz	Temps (s)	Stade 48 Hz	Temps (s)
Ancien plan			Oui	5,18	Non	/	Non	/
Nouveau plan	Oui	3,88	Non	/	Non	/	Non	/

**Tableaux V.8 :** Enclenchement des différents stades de délestage pour le nouveau et l'actuel plan de défense lors de l'incident CH 3

	$f_{\min}(\text{HZ})$	Temps (s)	49.95 Hz
Ancien plan	48,849972	6,84	31
Nouveau plan	49,008286	9,88	35,919

**Tableaux V.9 :** Comportement dynamique de la fréquence du réseau et durée de montée pour le nouveau et l'ancien plan de défense CH 3.

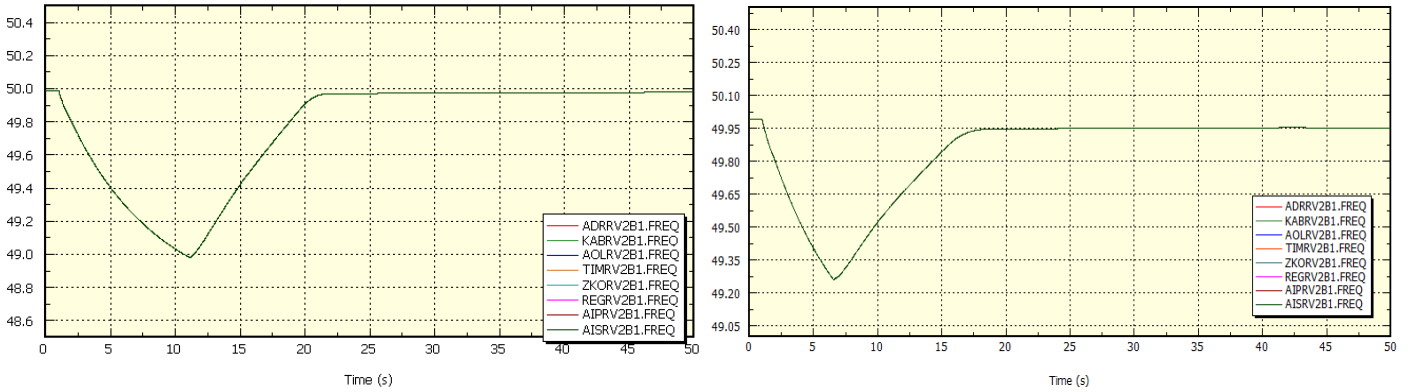
	Taux de délestage
Ancien plan	6.29
Nouveau plan	6.29

**Tableaux V.10 :** Taux de délestage pour le nouveau et l'ancien plan de défense sous l'incident CH 3

- le délestage précoce à 49.3 Hz à permis d'augmenter la valeur minimal atteinte par la fréquence. Le taux de délestage étant le même pour le nouveau et pour l'ancien les durées du réglage primaire pour le nouveau et l'ancien plan de défense sont sensiblement proches.

## V.2.2 Creux d'été

### V.2.2.1 Perte d'un groupe au niveau de la centrale d'Adrar CE 1



**Figure V.4 :** Evolution de la fréquence du réseau sous l'effet de l'incident CE 1 avec l'ancien plan de défense (à gauche) et le nouveau plan de défense (à droite)

	Stade 49.3 Hz	Temps (s)	Stade 49 Hz	Temps (s)	Stade 48.5 Hz	Temps (s)	Stade 48 Hz	Temps (s)
Ancien plan			Oui	11,2	Non		Non	
Nouveau plan	Oui	6,58	Non		Non		Non	

**Tableaux V.11 :** Enclenchement des différents stades de délestage pour le nouveau et l'actuel plan de défense lors de l'incident CE 1

	$f_{\min}(\text{HZ})$	Temps (s)	49.95 Hz
Ancien plan	48,979923	11,16	20,36
Nouveau plan	49,256996	6,58	17,639

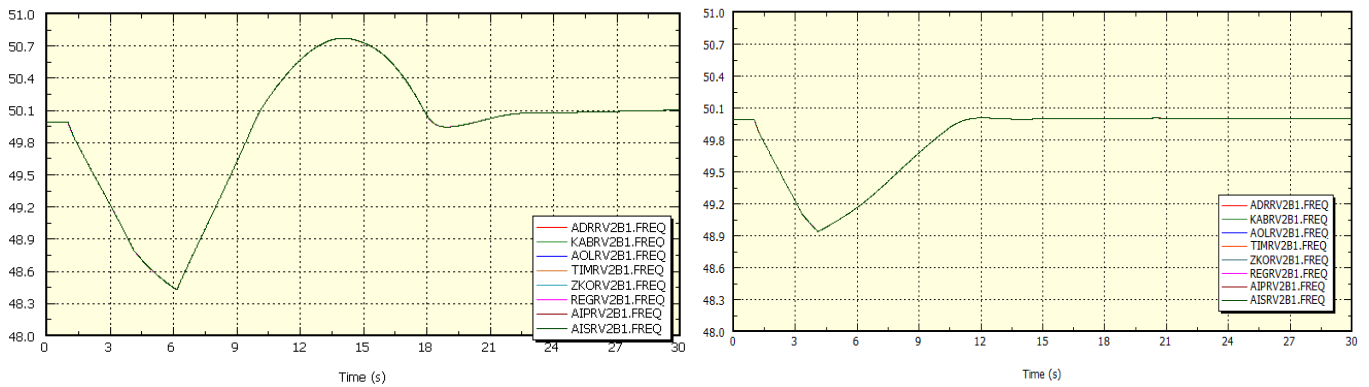
**Tableaux V.12 :** Comportement dynamique de la fréquence du réseau et durée de montée pour le nouveau et l'ancien plan de défense CE 1

	Taux de délestage
Ancien plan	6.29
Nouveau plan	6.29

**Tableaux V.13 :** Taux de délestage pour le nouveau et l'ancien plan de défense sous l'incident CH 1

- le délestage à 49.3 Hz a permis d'augmenter la valeur minimale de la fréquence pour le même taux de délestage.

### V.2.2.2 Perte de deux groupes au niveau de la centrale d'Adrar CE 2



**Figure V.5 :** Evolution de la fréquence du réseau sous l'effet de l'incident CE 2 avec l'ancien plan de défense (à gauche) et le nouveau plan de défense (à droite)

	Stade 49.3 Hz	Temps (s)	Stade 49 Hz	Temps (s)	Stade 48.5 Hz	Temps (s)	Stade 48 Hz	Temps (s)
Ancien plan			Oui	4,1	Oui	6,16	Non	/
Nouveau plan	Oui	3,3	Oui	4,1	Non	/	Non	/

**Tableaux V.14 :** Enclenchement des différents stades de délestage pour le nouveau et l'actuel plan de défense lors de l'incident CE 2



	$f_{\min}(\text{HZ})$	Temps (s)	49.95 Hz
Ancien plan	48,428871	6,34	9,76
Nouveau plan	48,936741	4,1	10,78

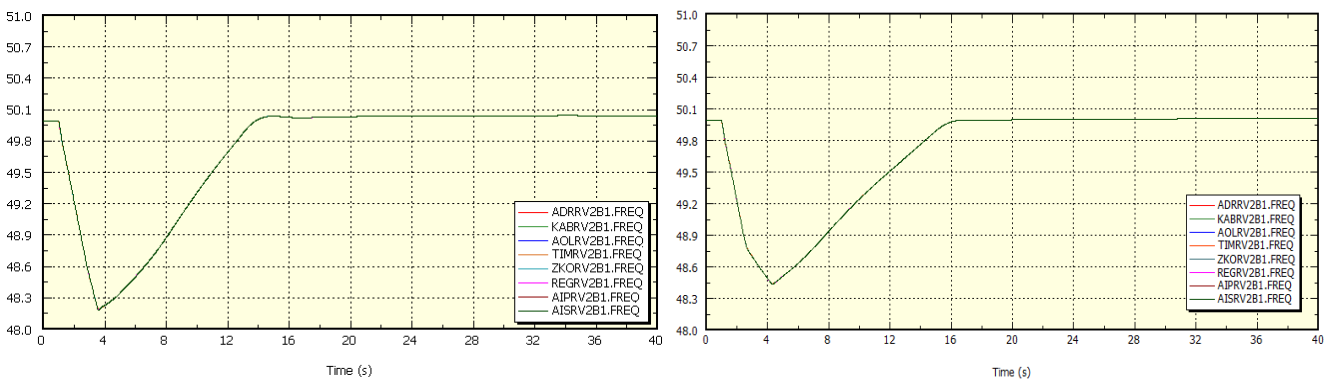
**Tableaux V.15 :**Comportement dynamique de la fréquence du réseau et durée de montée pour le nouveau et l'ancien plan de défense CE 2.

	Taux de délestage
Ancien plan	28,69
Nouveau plan	18,46

**Tableaux V.16 :**Taux de délestage pour le nouveau et l'ancien plan de défense sous l'incident CE 2

- La réduction du taux de délestage au niveau du second stade de délestage a permis d'éviter l'apparition du dépassement observé avec l'ancien plan (indicateur d'un délestage excessif). Cependant, la réduction de ce taux à engendré un rallongement de la durée de montée de la fréquence.

### V.2.2.3 Perte de trois groupes au niveau de la centrale d'Adrar CE 3



**Figure V.6 :**Evolution de la fréquence du réseau sous l'effet de l'incident CE 3 avec l'ancien plan de défense (à gauche) et le nouveau plan de défense (à droite)

	Stade 49.3 Hz	Temps (s)	Stade 49 Hz	Temps (s)	Stade 48.5 Hz	Temps (s)	Stade 48 Hz	Temps (s)
Ancien plan			Oui	2,82	Oui	3,52	Non	/
Nouveau plan	Oui	2,4	Oui	2,62	Oui	4,26	Non	/

**Tableaux V.17 :** Enclenchement des différents stades de délestage pour le nouveau et l'actuel plan de défense lors de l'incident CE 3

	$f_{\min}(\text{HZ})$	Temps (s)	49.95 Hz
Ancien plan	48,190845	3,6	13,46
Nouveau plan	48,439186	4,32	15,59

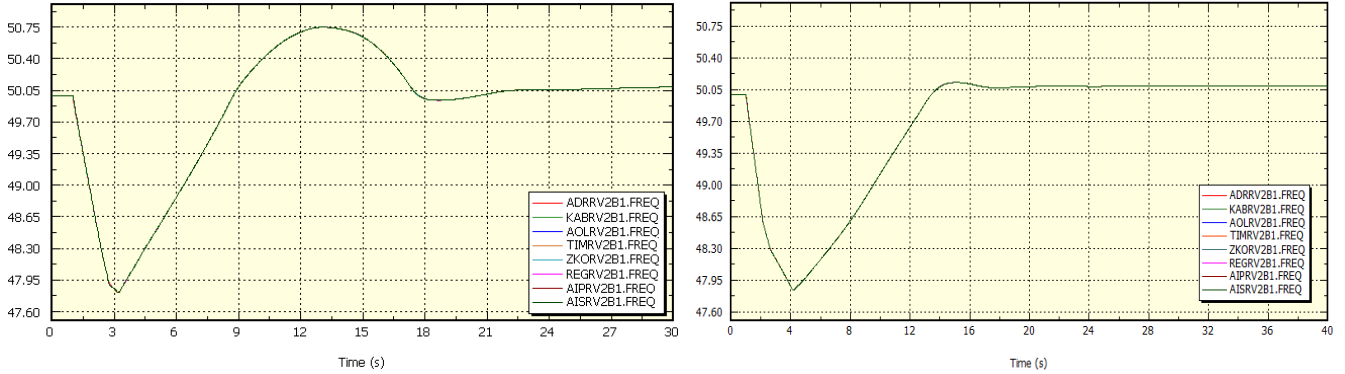
**Tableaux V.18 :** Comportement dynamique de la fréquence du réseau et durée de montée pour le nouveau et l'ancien plan de défense CE 3.

	Taux de délestage
Ancien plan	28.69
Nouveau plan	27,56

**Tableaux V.19 :** Taux de délestage pour le nouveau et l'ancien plan de défense sous l'incident CE 3

- Le délestage précoce permet d'augmenter la valeur minimale qu'atteint la fréquence durant sa baisse. Cependant, la réduction du taux de délestage a conduit à un rallongement de la durée du réglage primaire.

V.2.2.4 Perte de la centrale d'Adrar CE 4



**Figure V.7 :** Evolution de la fréquence du réseau sous l'effet de l'incident CE 4 avec l'ancien plan de défense (à gauche) et le nouveau plan de défense (à droite)

	Stade 49.3 Hz	Temps (s)	Stade 49 Hz	Temps (s)	Stade 48.5 Hz	Temps (s)	Stade 48 Hz	Temps (s)
Ancien plan	/		Oui	2,32	Oui	2,72	Oui	3,18
Nouveau plan	Oui	2,06	Oui	2,1	Oui	2,58	Oui	4,12

**Tableaux V.20 :** Enclenchement des différents stades de délestage pour le nouveau et l'actuel plan de défense lors de l'incident CE 4

	$f_{min}(HZ)$	Temps (s)	49.95 Hz
Ancien plan	47,821056	3,24	8,66
Nouveau plan	47,838428	4,16	13,24

**Tableaux V.21 :** Comportement dynamique de la fréquence du réseau et durée de montée pour le nouveau et l'ancien plan de défense lors de l'incident CE 4.

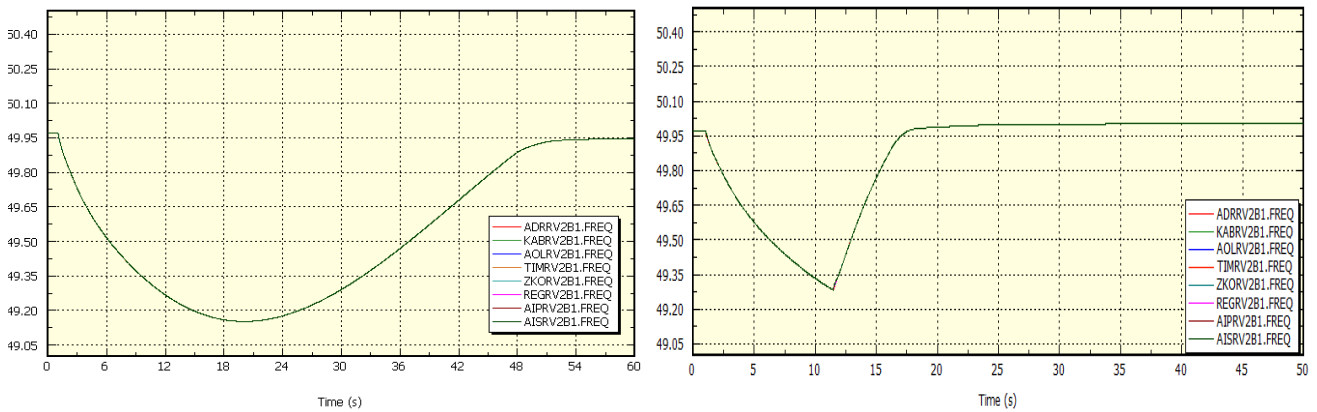
	Taux de délestage
Ancien plan	44,99
Nouveau plan	40,07

**Tableaux V.22 :** Taux de délestage pour le nouveau et l'ancien plan de défense sous l'incident CE 4

- La réduction du taux de délestage au niveau du second stade de délestage a permis d'éviter l'apparition du dépassement observé avec l'ancien plan (indicateur d'un délestage excessif). Cependant, la réduction de ce taux à engendré un rallongement de la durée de montée de la fréquence.

## V.2.3 Pointe été

### V.2.3.1 Perte d'un groupe au niveau de la centrale d'Adrar PE 1



**Figure V.8 :** Evolution de la fréquence du réseau sous l'effet de l'incident PE 1 avec l'ancien plan de défense (à gauche) et le nouveau plan de défense (à droite)

	Stade 49.3 Hz	Temps (s)	Stade 49 Hz	Temps (s)	Stade 48.5 Hz	Temps (s)	Stade 48 Hz	Temps (s)
Ancien plan	/		Non	/	Non	/	Non	/
Nouveau plan	Oui	11,44	Non	/	Non	/	Non	/

**Tableaux V.23 :** Enclenchement des différents stades de délestage pour le nouveau et l'actuel plan de défense lors de l'incident PE 1

	$f_{\min}(\text{HZ})$	Temps (s)	49.95 Hz
Ancien plan	49,152889	19,42	50,76
Nouveau plan	49,283672	11,44	17,02

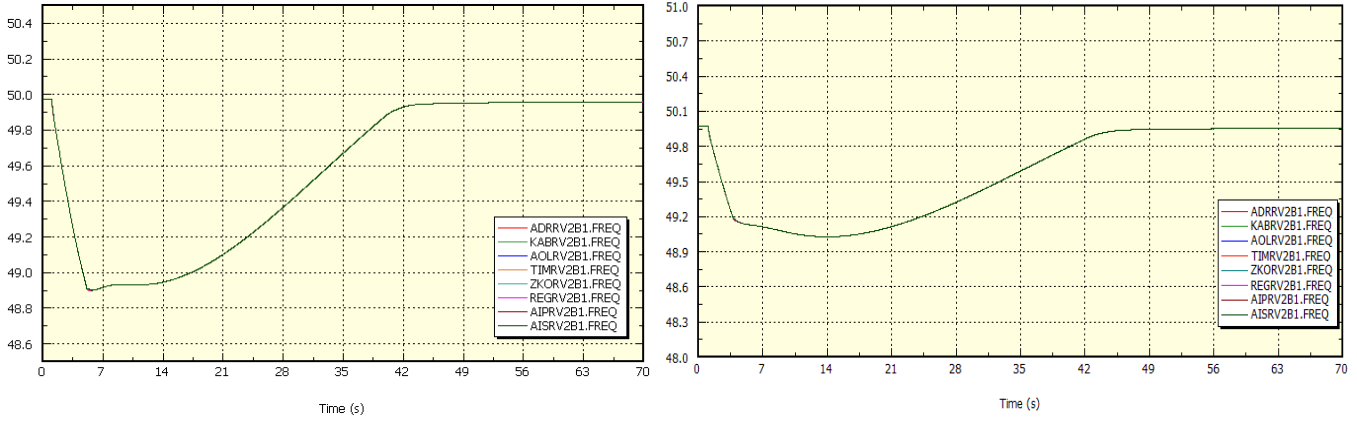
**Tableaux V.24 :** Comportement dynamique de la fréquence du réseau et durée de montée pour le nouveau et l'ancien plan de défense lors de l'incident PE 1.

	Taux de délestage
Ancien plan	0
Nouveau plan	6.29

**Tableaux V.25 :** Taux de délestage pour le nouveau et l'ancien plan de défense sous l'incident PE 1

- Le décalage du seuil du premier stade de délestage de 49 Hz à 49.3 Hz a conduit à l'enclenchement de se dernier ce qui a conduit à un raccourcissement de la durée de réglage primaire.

V.2.3.1 Perte de deux groupes au niveau de la centrale d'Adrar PE 2



**Figure V.9 :** Evolution de la fréquence du réseau sous l'effet de l'incident PE 2 avec l'ancien plan de défense (à gauche) et le nouveau plan de défense (à droite)

	Stade 49.3 Hz	Temps (s)	Stade 49 Hz	Temps (s)	Stade 48.5 Hz	Temps (s)	Stade 48 Hz	Temps (s)
Ancien plan	/		Oui	5,16	Non	/	Non	/
Nouveau plan	Oui	3,8	Non	/	Non	/	Non	/

**Tableaux V.26 :** Enclenchement des différents stades de délestage pour le nouveau et l'actuel plan de défense lors de l'incident PE2

	$f_{min}(HZ)$	Temps (s)	49.95 Hz
Ancien plan	48,918842	5.6	42,06
Nouveau plan	49,028542	14,52	46,4

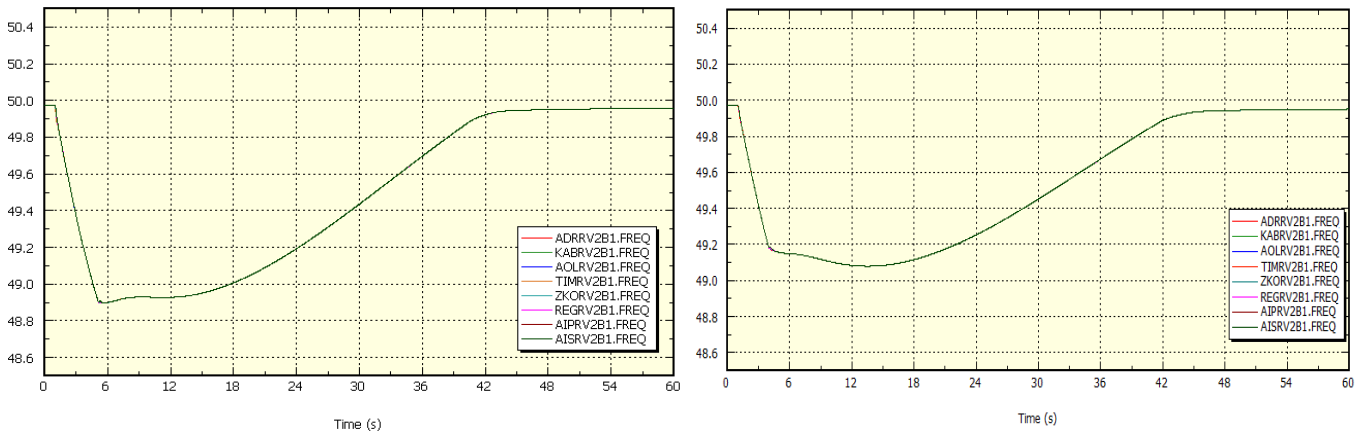
**Tableaux V.27 :** Comportement dynamique de la fréquence du réseau et durée de montée pour le nouveau et l'ancien plan de défense lors de l'incident PE 2.

	Taux de délestage
Ancien plan	6.29
Nouveau plan	6.29

**Tableaux V.28 :** Taux de délestage pour le nouveau et l'ancien plan de défense sous l'incident PE 2

- la mise en place du second stade de délestage par le placement du premier seuil à 49.3 Hz au lieu de 49 Hz a augmenté la valeur minimale qu'atteint la fréquence. On observe également un raccourcissement de la durée du réglage primaire de la tension. Avec notamment un ralentissement relatif de la dynamique de baisse de la fréquence sous l'effet du premier stade de délestage avant l'amorçage de la hausse à 14.52 s au lieu de 5.6 s pour l'ancien plan.

### V.2.3.3 Perte d'un groupe à Kabertane et d'un groupe à Timimoune avec éoliennes PE 4



**Figure V.10 :** Evolution de la fréquence du réseau sous l'effet de l'incident PE 4 avec l'ancien plan de défense (à gauche) et le nouveau plan de défense (à droite)

	Stade 49.3 Hz	Temps (s)	Stade 49 Hz	Temps (s)	Stade 48.5 Hz	Temps (s)	Stade 48 Hz	Temps (s)
Ancien plan	/		Oui	5.1	Non	/	Non	/
Nouveau plan	Oui	3,98	Non	/	Non	/	Non	/

**Tableaux V.29 :** Enclenchement des différents stades de délestage pour le nouveau et l'actuel plan de défense lors de l'incident PE 4

	$f_{\min}(\text{Hz})$	Temps (s)	49.95 Hz
Ancien plan	48.89	5.2	43,2
Nouveau plan	49,079742	13,2	46,48

**Tableaux V.30 :** Comportement dynamique de la fréquence du réseau et durée de montée pour le nouveau et l'ancien plan de défense lors de l'incident PE 4.

	Taux de délestage
Ancien plan	6.29
Nouveau plan	6.29

**Tableaux V.31 :** Taux de délestage pour le nouveau et l'ancien plan de défense sous l'incident PE 4

- la mise en place du second stade de délestage par le placement du premier seuil à 49.3 Hz au lieu de 49 Hz a augmenté la valeur minimale qu'atteint la fréquence. On observe également un raccourcissement de la durée du réglage primaire de la tension. Avec notamment un ralentissement relatif de la dynamique de baisse de la fréquence sous l'effet du premier stade de délestage avant l'amorçage de la hausse à 13.2 s au lieu de 5.2 s pour l'ancien plan.



## I.3 Conclusion

Le décalage du premier stade de délestage de 49 Hz à 49.3 Hz a permis de faire face à l'accélération de la dynamique de baisse de la fréquence en procédant au délestage plutôt. La division du second seuil de l'ancien plan de défense en deux (le premier à 49 Hz et le second à 48.5 Hz) a permis de donner une réponse mieux adaptée à la baisse de fréquence, en évitant les délestages excessifs notamment durant le creux d'été et ce que cela entraîne comme dépassement de la fréquence 50 Hz. Les taux de délestage ont été réduits de manière à garder le maximum de charges en fonctionnement tout en assurant une durée du réglage primaire acceptable

# CONCLUSION GENERALE

---

Comme tout type de production d'énergie électrique, l'énergie éolienne a ses particularités que le gestionnaire du réseau doit prendre en considération. En effet, en raison de leur faible inertie les éoliennes auront un impact négatif sur le comportement dynamique de la fréquence ainsi lors d'un déséquilibre entre la production et la consommation la fréquence baissera plus rapidement et de manière plus importante. D'autre part leur non participation au réglage primaire de la fréquence rallongera la durée de ce dernier et retardera ainsi la stabilisation de la fréquence. En plus de son impact sur le réseau, les énergies éoliennes ont une plage de fréquence de fonctionnement plus réduite en comparaison avec les alternateurs classiques.

Le plan de défense proposé est venu en réponse à ces contraintes par le passage de trois à quatre seuils de délestages et par la réduction du taux de délestage pour dans un premier lieu éviter le dépassement de la valeur de 50 Hz suite au délestage (indicateur d'un délestage excessif) et de maintenir également le maximum de charges en fonctionnement.

L'amélioration de l'intégration des énergies éoliennes peut se faire en agissant sur le générateur en lui même ou bien sur l'interface d'électronique de puissance qui raccorde le dispositif au réseau.

On peut agir sur l'inertie de l'alternateur en ajoutant une inertie cinétique. Celle-ci augmentera l'inertie de l'alternateur et réduira ainsi son effet négatif sur la dynamique de la fréquence d'une part et d'autre part pourra impliquer les éoliennes dans le réglage primaire de la fréquence.

D'autre part on peut améliorer l'intégration des éoliennes sur le réseau en optimisant la participation des éoliennes à la fourniture de puissance active par l'intermédiaire de commandes optimales et robustes de l'angle d'inclinaison des pales.

L'interface d'électronique de puissance peut avoir également un rôle prépondérant dans l'amélioration de l'intégration des énergies éoliennes. En effet, les convertisseurs à MLI donnent la possibilité de contrôler le facteur de puissance ce qui permettra une gestion des transites de puissance active et réactive. Ce qui offre notamment la possibilité de faire participer les éoliennes de manière plus conséquente au service de la tension.

## Bibliographie

[1] B. De METZ-NOBLAT, Gérard JEANJEAN, *"Stabilité dynamique des réseaux électriques industriels"*, Cahier technique de Schneider Electric CT 185, édition 1997.

[2] UNDERSTANDING ELECTRIC POWER SYSTEMS, Jack Casazza Frank De lea, A John Wiley & Sons, Inc., Publication, 2003.

[3] C. Puret, *"les réseaux de distribution publique MT dans le monde"*, Cahier technique de Schneider Electric CT 155, édition septembre 1991.

[4] Power System Engineering, Planning, Design, and Operation of Power Systems and Equipment, *Juergen Schlabbach and Karl-Heinz Rofalski*, WILEY-VCH Verlag GmbH & Co Weinheim, 2008, ISBN: 978-3-527-40759-0.

[5] Hadi Saadate «Power System Analysis», » Milwaukee School of Engineering: International Edition 2004.

[6] Stabilité et sauvegarde des réseaux électriques, Michel Crappe, hermes science – Lavoisier 2003.

[7] P. Kundur, « Power system stability and control », Electric Power Research Institute, Power System Engineering Series, ISBN 080780359588X, McGraw-Hill, 1994.

[8] Ye WANG «Evaluation de la Performance des Réglages de Fréquence des Eoliennes à l'Echelle du Système Electrique :Application à un Cas Insulaire», »Thèse en vue de l'obtention du grade de docteur, ECOLE CENTRALE DE LILLE, Novembre 2012.

[9] Mémento de la sûreté du système électrique, RTE

[10] Tarek GHENNAM «Supervision d'une ferme éolienne pour son intégration dans la gestion d'un réseau électrique, Apports des convertisseurs multi niveaux au réglage des éoliennes à base de machine asynchrone à double alimentation», » Thèse en vue de l'obtention du grade de docteur, Ecole Militaire Polytechnique d'Alger, Ecole Centrale de Lille, Septembre 2011.

[11] Amir AHMIDI «Participation de parcs de production éolienne au réglage de la tension et de la puissance réactive dans les réseaux électriques», » Thèse en vue de l'obtention du grade de docteur, Ecole Centrale de Lille, Décembre 2010.

[12] J. Martin, "Energies éoliennes", Techniques de l'Ingénieur, traité de Génie énergétique, pp. B 8 585 1- B 8 585 21.

[13] P. Leconte, M. Rapin, E. Szechenyi, "Eoliennes", Techniques de l'Ingénieur, traité de Génie mécanique, pp. BM 4 640 1 - BM 4 640 21.

- [14]O. De Vries, "On the theory of the horizontal axis wind turbine", *Ann. Rev. Fluid.Mech.* 1983, 15, pp. 77-96.
- [15]F. Akel, mémoire pour l'obtention du diplôme de magistère, option systèmes électrotechniques, Ecole militaire polytechnique d'Alger, 2009.
- [16] M. Sathyajith, « Wind Energy: Fundamentals, Resource Analysis and Economics », Faculty of Engineering, KCAET, Indian, Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2006, ISBN-103-540-30905-5 Springer Berlin Heidelberg New York.
- [17]Marc Rapin, Jean-Marc Noël, *Energie eolienne : principes, etude de cas* , ADEME, DUNOD.
- [18]J. Ancel, "Machines Asynchrones, Fonctionnement et Calcul", *Techniques de l'Ingénieur*, traité de Génie électrique, D 451-9, D3II.
- [19]A. Tounzi, "Utilisation de l'Energie Eolienne dans la Production de l'Electricité", *Revue3EI*, Mars 2000, pp. 24-38.
- [20]D. Schreiber, "State of art of variable speed wind turbines", 11th International symposium on power electronics – Ee 2001, Novi Sad, Oct.-Nov. 2001, CDROM proceedings.
- [21]C. Colliez, A. Tounzi, F. Piriou, "Vector Control of an Autonomous Induction Generator Connected to a PWM Rectifier", *Proceedings of EPE 97*, vol. 2, pp. 711-716,Trondheim, Norvège, 8-10 Septembre 1997.
- [22]S. Heier, "Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems", Publications John Wiley& Sons, ISBN 0-471-97143-X, 1998.
- [23]L. Refoufi, B.A.T. Al Zahawi, A.G. Jack "Analysis and modeling of the steady statebehavior of the static Kramer induction generator", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Volume 14, Issue 3, 1999, pp 333-339.
- [24] G.A. Smith, K.A. Nigim, "Wind-energy Recovery by a Static Scherbius Induction Generator", *Proc. IEE*, 1981, 128, pp. 317-324.
- [25] N. Mohan, T. M. Undeland, W. P. Robbins, "Power Electronics, Converters, Applications and design", Publications John Wiley & Sons, ISBN 0-471-58408-8.
- [26] M. Machmoum, "Contribution à l'Etude et la Commande Numérique de l'Ensemble Cyclonconvertisseur Triphasé - Machine Asynchrone à Double Alimentation", Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Lorraine, 1989.

[27] B. Raison, A. Morales, M. Crappe, "L'Energie Electrique Eolienne, Partie I :Présentation Générale et Approche Probabilistique", Revue Internationale de Génie Electrique, Vol. 5/3-4 – 2002, pp. 405-484.

[28] A.S. Neris, N.A. Vovos, G.B. Giannakopoulos, "A Variable Speed Wind Energy Conversion Scheme for Connection to Weak AC Systems", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 14, N° 1, March 1999, pp. 122-127.

[29]T. Weigel, "Demagnetization effect in synchronous machine with permanent magnets", Proceedings of the 33rd International Symposium on Electrical Machines, 1997, pp 99-104.

[30]World Energy Council.<http://www.worldenergy.org>

[31] Survey of Energy Resources. <http://www.worldenergy.org>

[32]Solar Power Towers. <http://www.wipp.ws/science/energy/powertower.htm>

[33] P.W. Carlin, A.S. Laxson, E.B. Muljadi, « Technical report The History and State of the Art of Variable-Speed Wind Turbine Technology », National Renewable Energy Laboratory, February 2001

[34] <http://energythic.com>

[35] H. Bensaad, « L'Energie Éolienne au service de la préservation et du développement durable de la steppe », Bulletin des Energies Renouvelables, N°11 Juin 2007

[36] L. Hamane, « Les ressources éoliennes de l'Algérie », Bulletin des Energies Renouvelables, N°3 Juin 2003 .

[37] Said DIAF, «Estimation de la production éolienne d'électricité dans la région d'Adrar», 1er Séminaire Méditerranéen sur L'Energie Eolienne, SMEE'2010, Alger, Algérie, 11 et 12 avril 2010.

[38] David Marín «Intégration des éoliennes dans les réseaux électriques insulaires», » Thèse en vue de l'obtention du grade de docteur, Ecole Centrale de Lille, Avril 2009.

[39] EDF SEI, référentiel technique, « Paramètres clés pour la sûreté des systèmes électriques insulaires », SEI REF 05, décembre 2008

[40] A. Vergnol, J. Sprooten, V. Rious, B. Robyns, J. Deuse, « Gestion des congestions dans un réseau intégrant de l'énergie éolienne », revue 3EI : Enseigner l'Electrotechnique et l'Electronique Industrielle, n°59, pages. 63-72, décembre 2009.

[41] Arrêté du 23 avril 2008. « Prescriptions technique de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau de transport d'électricité d'une installation de production d'énergie électrique » ; « Prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique », 2008, disponible en ligne : [www.legifrance.gouv.fr](http://www.legifrance.gouv.fr).

[42] R. Doherty, M. O'Malley, « A new approach to quantify reserve demande in systems with significant installed wind capacity », *IEEE Trans. Power Systems*, tome 20, n°2, pages 587-595, mai 2005.

[43] J.B. Ekanayakeet N. Jenkins, « Comparison of the response of doubly fed and fixed speed induction generator wind turbines to changes in network frequency », *IEEE Trans. Energy Conversion*, tome 19, n° 4, pages 800-802, décembre 2004.

[44] V. Akhmatov, « Induction generators for wind power », Multi-Science Publishing Co. Ltd, ISBN 0906522 404, juin 2007.

[45] Agurtzane Etxegarai, Pablo Eguia, Esther Torres and Elvira Fernandez, Dept. Electrical Engineering, ETSI Bilbao University of the Basque Country UPV/EHU «Impact of wind power in isolated power systems» 978-1-4673-0784-0/12/\$31.00 ©2012 IEEE.

[46] Réseaux électriques : Fondements et concepts de base. A. HELLAL. M. BOUDOUR. éditions pages bleus éditions internationales 2010.

