

REMERCIEMENTS

Je tiens à remercier mon promoteur Mr. A. Mekhaldi pour la confiance qu'il m'a accordé, sa constante présence au sein du laboratoire de Haute Tension ainsi que pour son suivi permanent.

Je remercie également mon co-promotrice Mlle S. Makhloufi pour son aide précieuse et sa disponibilité.

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

Mes remerciements vont également à Mr. M.O. MAHMOUDI et Mm H. SAHRAOUI pour l'intérêt qu'ils ont porté à Mon modeste travail et pour ses qualités humaines.

Je remercie également Mr T. ZEBBADJI qui a accepté de présider le jury chargé de l'évaluation de mon modeste travail.

Enfin, je remercie Mr S. Benyoubé pour son aide précieuse.

Dédicaces

A mes chers parents.

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

A toute la grande famille.

A tout mes amis et camarades.

Arezki

ملخص:

يتمثل هذا العمل في دراسة شبكة توزيع الكهرباء المنعزلة بادرار - عين صالح مع الاخذ بعين الاعتبار تأثير ادماج المولدات الكهربائية, و بالخصوص ادماج محطة توليد الكهرباء عن طريق طاقة الرياح بقدرة 10 ميغاواط بكبيرتان. أولا سوف اتكلم عن الطاقات الهوائية و الشبكات الكهربائية المنعزلة بطريقة عامة ثم سأقوم بوصف شبكة ادرار - عين صالح لغرض تقييم تأثير المولدات الهوائية على الشبكة قمت بمحاكاة بواسطة برنامجان SICRE و ETAP 6.0 لعدد من الاحداث و في وضعيات للشحنة في قيمها الدنيا في الصيف و الشتاء بوجود و غياب المولدات الهوائية مع تحليل اثر هذه الاخيرة.

الكلمات المفتاحية: الطاقة الهوائية, الشبكة المنعزلة, حذف الشحنة, مولدات TG, تردد الشبكة.

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 j'ai effectué une recherche bibliographique sur les énergies éoliennes et leur intégration dans les réseaux électriques, suivi d'une description générale du réseau d'Adrar – In Salah qui est l'objet de mon étude. Dans le but d'évaluer l'impact des énergies éoliennes sur le réseau j'ai effectué une série de simulations à l'aide des logiciels SICRE et ETAP 6.0 de différents incidents, dans deux configuration de charges qui sont le creux d'hiver, le creux d'été et ceci avec et sans éoliennes, j'analyserai ensuite l'impact de ces dernières sur le comportement dynamique de la fréquence et sur le réglage primaire.

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

Abstract

This work consisted to study of 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 I carried out a bibliographical research on the electrical networks 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 I carried out a series of simulations using software SICRE and ETAP 6.0 of various incidents, in two configuration of load which are the winter-of-peak, the summer-of-peak and this with and without wind power, I 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 I 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 two configurations of load.

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

TABLE DES MATIERS

INTRODUCTION GENERALE.....	1
CHAPITRE I	3
L'énergie éolienne et son intégration dans les réseaux électriques.....	3
I.1 GENERALITES SUR L'ENERGIE EOLIENNE	4
I.1.2 Estimation du potentiel des ressources éoliennes (Adrar)	5
I.2 LES SYSTEMES ELECTRIQUES ISOLE ET LE RACCORDEMENT DES EOLIENNES A CES RESEAUX.....	6
I.2.1 Principales caractéristiques des réseaux isolé	7
I.2.2 Impactes des énergies éoliennes sur un réseau isolé	7
I.3 CONCLUSION.....	10
CHAPITRE II.....	11
Présentation du réseau isolé Adrar-In Salah	11
II.1 PRESENTATION GENERALE DU RESEAU	12
II.1.1. La production d'énergie au niveau du réseau	13
II.1.2 Le réseau de transport	13
II.1.3 La consommation annuelle	14
II.1.4 La compensation réactive	14
II.2 LE PLAN DE DEFENSE ACTUEL.....	15
II.3 CARACTERISTIQUES DE LA FERME EOLIENNE PREVUE A KABERTANE :.....	16
CHAPITRE III	17
Simulation du plan de défense actuel avec et sans énergies éoliennes.....	17
Introduction	18
III.1 PRESENTATION DES CAS SIMULES	18
Creux d'hiver.....	19
Creux d'été	19
III.2 PLANS DE DEMARRAGE EN PRESENCE ET EN L'ABSENCE D'EOLIENNES	20
III.3 RESULTATS DES SIMULATIONS SANS EOLIENNES ET AVEC EOLIENNES	22
III.3.1 Creux d'hiver.....	22

III.3.2 Creux d'été	26
III.4 INTERPRETATION ET ANALYSE DES RESULTATS.....	32
III.4.1 Impact des énergies éoliennes sur le comportement dynamique de la fréquence ..	32
III.4.2 Impact des énergies éoliennes sur le réglage primaire de la fréquence	36
III.4. CONCLUSION.....	38
CONCLUSION GENERALE.....	39
Bibliographie.....	41

LISTE DES FIGURES

Figure I.1 : Conversion de l'énergie cinétique du vent	4
Figure I.2 : Moyennes mensuelles des vitesses du vent du site d'Adrar.....	6
d'Adrar (à 10 m du sol)	6
Figure I.3 : Variation de la fréquence lors d'un incident sur un réseau électrique pour différents taux de pénétration éolien	10
Figure II.1: Schéma global du réseau isolé Adrar – In Salah	13
Figure III.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	18
Figure III.2 : Variation de la fréquence au niveau des différents postes lors d'un court circuit sur la ligne 220 kV Adrar – Aoulef.....	19
Figure III.3 : courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CH 1 sans éoliennes.	22
Figure III.4: courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CH 1 avec éoliennes.....	22
Figure III.6: courbes de (gauche) la fréquence,(droite) de la tension, pour l'incident CH 2 avec éoliennes.....	24
Figure III.7: courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CH 3 sans éoliennes	25
Figure III.8: courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CH 3 avec éoliennes.....	25
Figure III.9: courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CE 1 sans éoliennes.	26
Figure III.10: courbes de (gauche) la fréquence,(droite) de la tension, pour l'incident CE 1 avec éoliennes.....	27
Figure III.11: courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CE 2 sans éoliennes.	28
Figure III.12: courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CE 2 avec éoliennes.....	28
Figure III.13: courbes de (gauche) la fréquence,(droite) de la tension, pour l'incident CE 3 sans éoliennes.	29
Figure III.14: courbes de (gauche) la fréquence,(droite) de la tension, pour l'incident CE 3 avec éoliennes.....	30

Figure III.15: courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CE 4 sans éoliennes. 31

Figure III.16: courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CE 4 avec éoliennes. 31

Figure III.17: Courbes de la fréquence sans et avec éoliennes pour l'incident CH 4..... 34

Figure III.18: Courbes de la fréquence sans et avec éoliennes lors de l'incident CE 1 34

LISTE DES TABLEAUX

Tableaux II.1: Groupes en présence au niveau du réseau isolé d' Adrar – In Salah	13
Tableaux II.2 : Caractéristiques des lignes électriques au niveau du réseau isolé Adrar In Salah	13
Tableaux II.3 : Consommations actives et réactives par poste pour les creux d'hiver et d'été ainsi que pour la pointe d'été	14
Tableaux II.4 : Paramètres de compensation réactive au niveau des différentes lignes	14
Tableaux II.5: Différents stades de délestages par fréquence et temporisation des relais	15
Tableaux II.6: Charge supprimé par poste pour les trois niveaux de délestage	15
Tableaux II.7: Caractéristiques des éoliennes à installer au niveau de la ferme de Kabertane.	16
Tableaux III.1 : Plan de démarrage pour le creux d'hiver	20
Tableaux III.2 : Plan de démarrage pour le creux d'été	20
Tableaux III.3 : Plan de démarrage pour le creux d'hiver en présence d'éoliennes	21
Tableaux III.4 : Plan de démarrage en présence d'éoliennes pour le creux d'été	21
Tableaux III.5 : Impact de l'incident CH 1 sur le plan de défense du réseau Adrar – In Salah avec et sans éoliennes	23
Tableaux III.6 : Impact de l'incident CH 1 avec et sans éoliennes sur la fréquence du réseau	23
Tableaux III.7 : Impact de l'incident CH 2 sur le plan de défense du réseau Adrar – In Salah avec et sans éoliennes	24
Tableaux III.8 : Impact de l'incident CH 2 sur la fréquence.	24
Tableaux III.9 : Impact de l'incident CH 3 sur le plan de défense du réseau Adrar – In Salah avec et sans éoliennes	26
Tableaux III.10 : Impact de l'incident CH 3 sur la fréquence	26
Tableaux III.11 : Impact de l'incident CE 1 sur le plan de défense du réseau Adrar – In Salah avec et sans éoliennes	27
Tableaux III.12 : Impact de l'incident CE 1 sur la fréquence	27
Tableaux III.13 : Impact de l'incident CE2 sur le plan de défense du réseau Adrar – In Salah avec et sans éoliennes	29
Tableaux III.14 : Impact de l'incident CE 2 sur la fréquence	29

Tableaux III.15 : Impact de l'incident CE 3 sur le plan de défense du réseau Adrar – In Salah avec et sans éoliennes	30
Tableaux III.16 : Impact de l'incident CE 3 sur la fréquence	30
Tableaux III.17 : Impact de l'incident CE 4 sur le plan de défense du réseau Adrar – In Salah avec et sans éoliennes	32
Tableaux III.18 : Impact de l'incident CE 4 sur la fréquence.	32
Tableaux III.19 : La fréquence minimale atteinte sur le réseau pour l'incident CH 4 avec et sans éoliennes	34
Tableaux III.20 : La fréquence minimale atteinte sur le réseau pour l'incident CH 4 avec et sans éoliennes	35
Tableaux III.21 : Caractéristique du réglage primaire pour les différents cas simulés	37

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,

Le premier 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, je passe ensuite à l'estimation du potentiel des ressources éoliennes 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.

Le second chapitre consiste à faire une fiche technique du réseau isolé d'Adrar – In Salah avec ses divers éléments et dimensions (lignes, 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 trois, j'ai 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 deux configurations de charge qui sont le creux d'hiver, le creux d'été.

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

CHAPITRE I

L'énergie éolienne et son intégration dans les réseaux électriques

I.1 Généralités sur l'énergie éolienne

I.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.

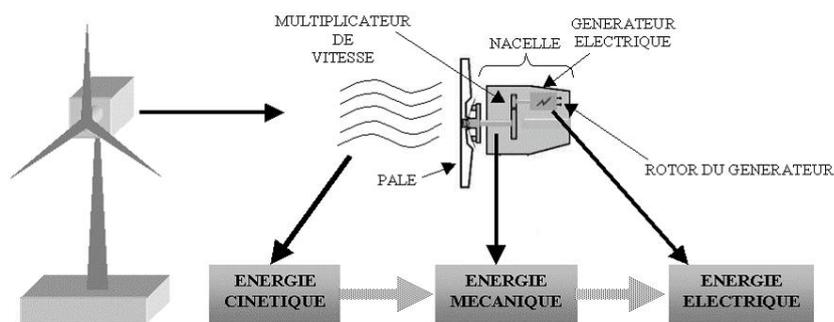


Figure I.1 : Conversion de l'énergie cinétique du vent

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 [1]. 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 CO₂). 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 [1]:

- 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.

I.1.2 Estimation du potentiel des ressources éoliennes (Adrar) :[2]

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 I.2** et **I.3**. La **figure I.2** 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 I.3**. 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.

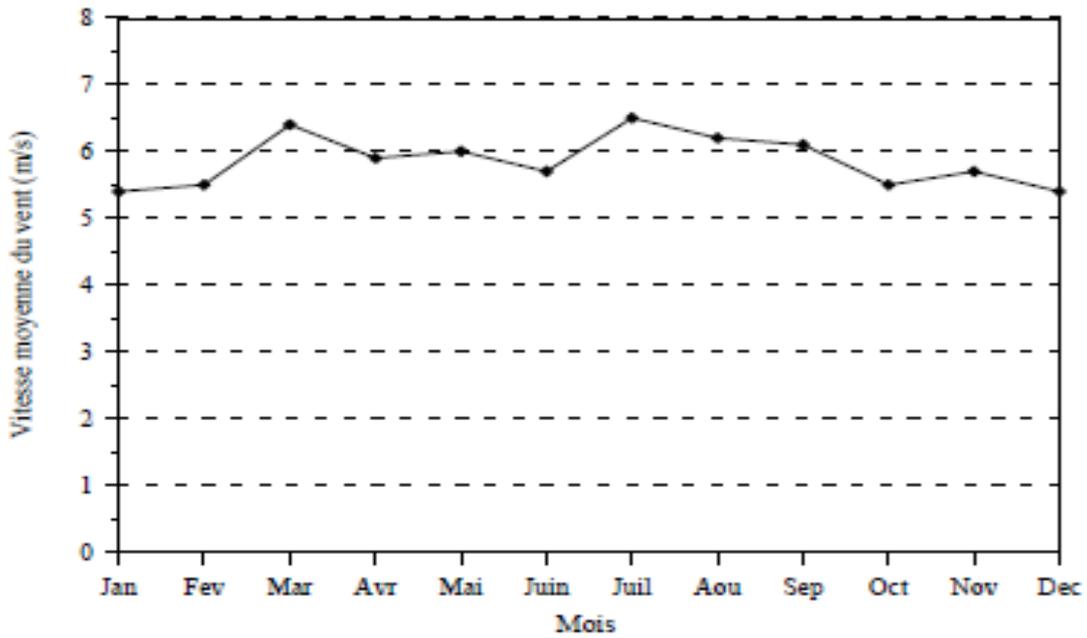


Figure I.2 : Moyennes mensuelles des vitesses du vent du site d'Adrar

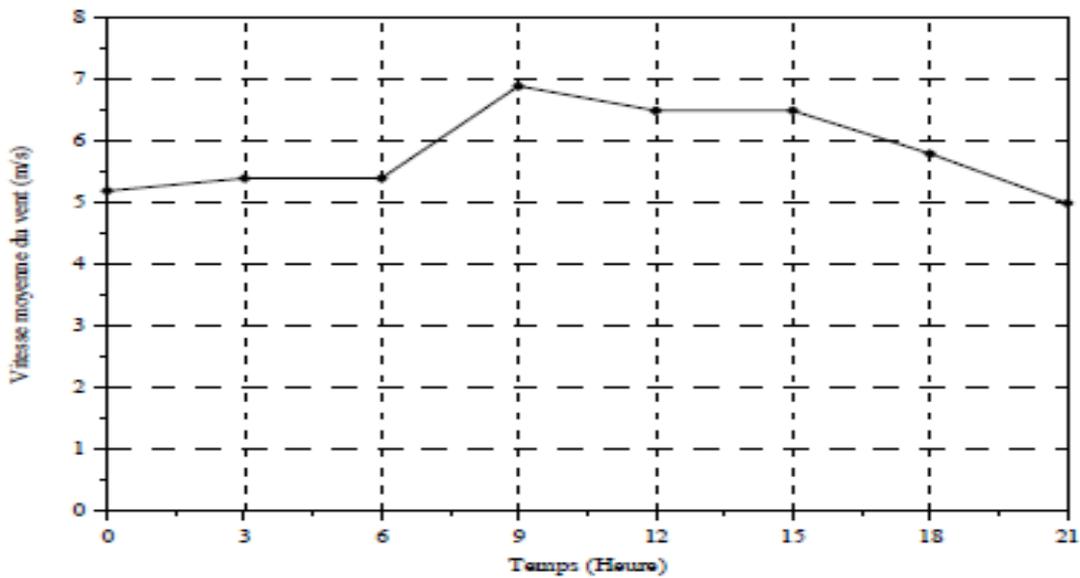


Figure I.3: Evolution de la vitesse moyenne horaire du vent pour le site

d'Adrar (à 10 m du sol)

I.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.

I.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 : [3]

- 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 : [4]
- ✓ Une grande sensibilité aux variations de la production : [5]
- ✓ Une limitation de la capacité de nouveaux moyens de production : [3]

I.2.2 Impactes 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.

I.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 :

- Sens du transit de puissance [6]
- Profil de tension [7]
- Qualité de tension [8]
- Courant de court-circuit [4]

I.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 donc :

- Incertitude sur la planification et la gestion des systèmes [4]
- Sensibilité au déclenchement intempestif des éoliennes [4].
- Comportement dynamique de la fréquence et stabilité du réseau [9].

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.
- 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.

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) 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 [10]. 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 [11] 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].

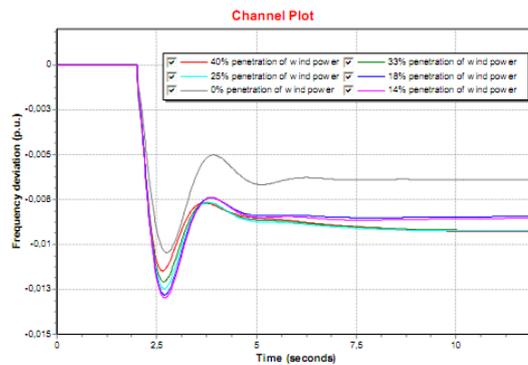


Figure I.3 : Variation de la fréquence lors d'un incident sur un réseau électrique pour différents taux de pénétration éolien [12]

I. 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 II

Présentation du réseau isolé Adrar-In Salah

II.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 laquelle plusieurs piquets 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.

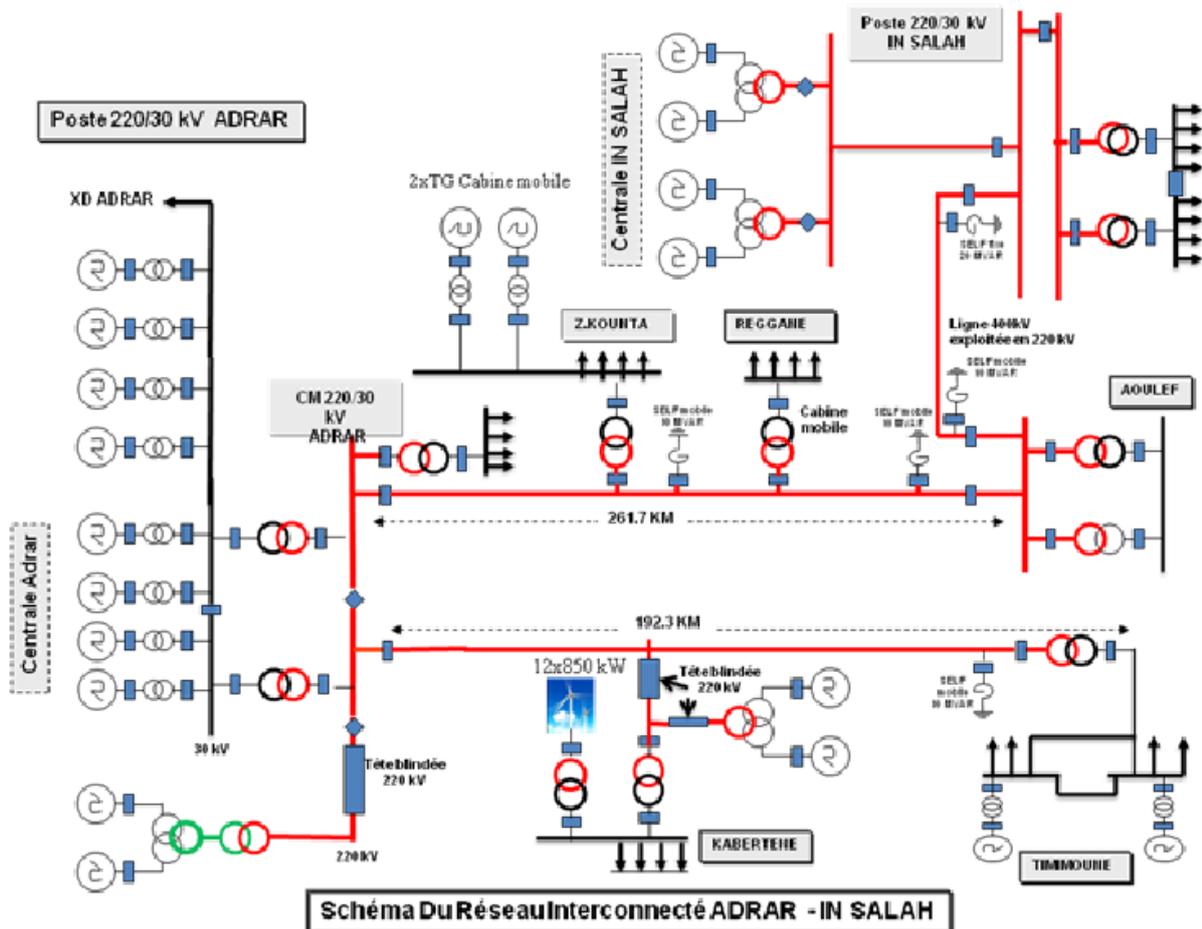


Figure II.1: Schéma global du réseau isolé Adrar – In Salah

II.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	Kabertene	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 II.1: Groupes en présence au niveau du réseau isolé d' Adrar – In Salah

II.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 a 220 kV

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

II.1.3 La 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).

Poste	Prévu Eté 2013		Prévu Creux 2013		Prévu Creux 2013	
	Scénario de référence		Eté		Hiver	
	P (MW)	Q (MVA _r)	P (MW)	Q (MVA _r)	P (MW)	Q (MVA _r)
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 II.3 : Consommations actives et réactives par poste pour les creux d'hiver et d'été ainsi que pour la pointe d'été

II.1.4 La compensation réactive :

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

Compensation	Raccordement
10MVA _r	Sur la ligne 220kV Adrar-Timimoun côté Timimoun.
10MVA _r	Sur la ligne 220kV Adrar-Aoulef côté Z. Kounta.
10MVA _r	Sur la ligne 220kV Adrar-Aoulef côté Aoulef.
20MVA _r	Sur la ligne 220kV Aoulef-In Salah côté In Salah.
10MVA _r	Sur la ligne 220kV Aoulef-In Salah côté Aoulef

Tableaux II.4 : Paramètres de compensation réactive au niveau des différentes lignes

II.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 délestage 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 II.5: 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%	/
Zaouiet Konta	/	36%	27%
Aoulef	10%	8%	37%
In Salah	26%	18%	14%
Reggane	6%	39%	36%

Tableaux II.6: Charge supprimé par poste pour les trois niveaux de délestage

II.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 II.7: Caractéristiques des éoliennes à installer au niveau de la ferme de Kabertane.

CHAPITRE III

Simulation du plan de défense actuel avec et sans énergies éoliennes

Introduction

Dans ce chapitre je vais présenter les résultats d'une série de simulations d'incidents sur le réseau isolé d'Adrar – In Salah avec et sans éoliennes, dans deux configurations de charge qui sont le creux d'hiver, le creux d'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.

III.1 Présentation des cas simulés

Comme indiqué dans les **Figure III.1** et **Figure III.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 :

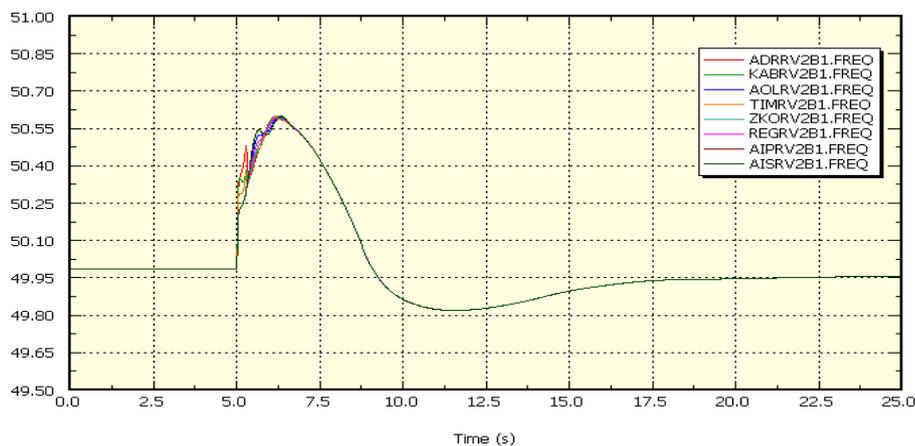


Figure III.1 : Variation de la fréquence au niveau des différents postes lors d'un court circuit sur la barre 220 kV au niveau du poste 200 kV d'Adrar

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

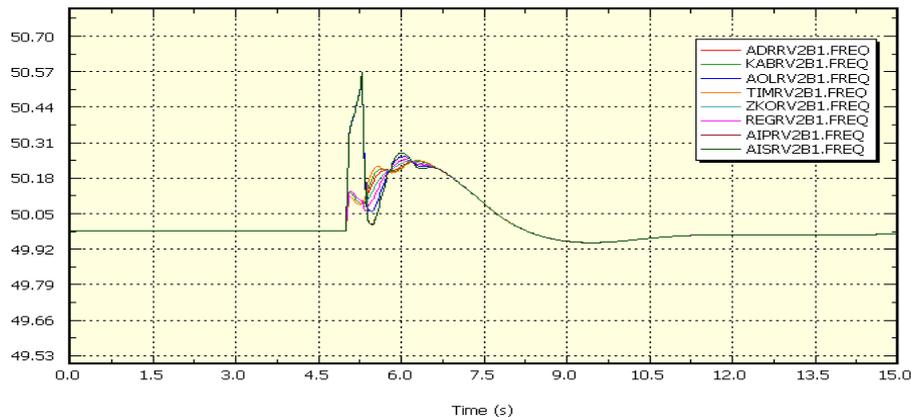


Figure III.2 : Variation de la fréquence au niveau des différents postes lors d'un court circuit sur la ligne 220 kV Adrar – Aoulef

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

III.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 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 III.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 III.2 : Plan de démarrage pour le creux d'été

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

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 deux configurations creux d'hiver, creux 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 III.3 : 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 III.4 : Plan de démarrage en présence d'éoliennes pour le creux d'été

III.3 Résultats des simulations sans éoliennes et avec éoliennes

III.3.1 Creux d'hiver

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

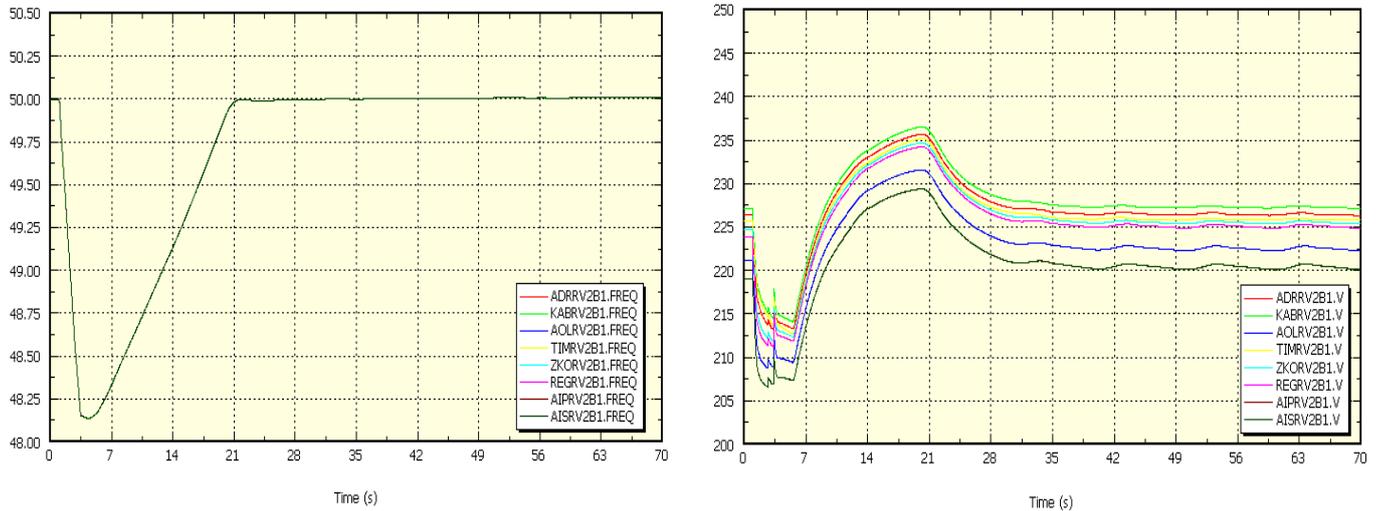


Figure III.3 :courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CH 1 sans éoliennes.

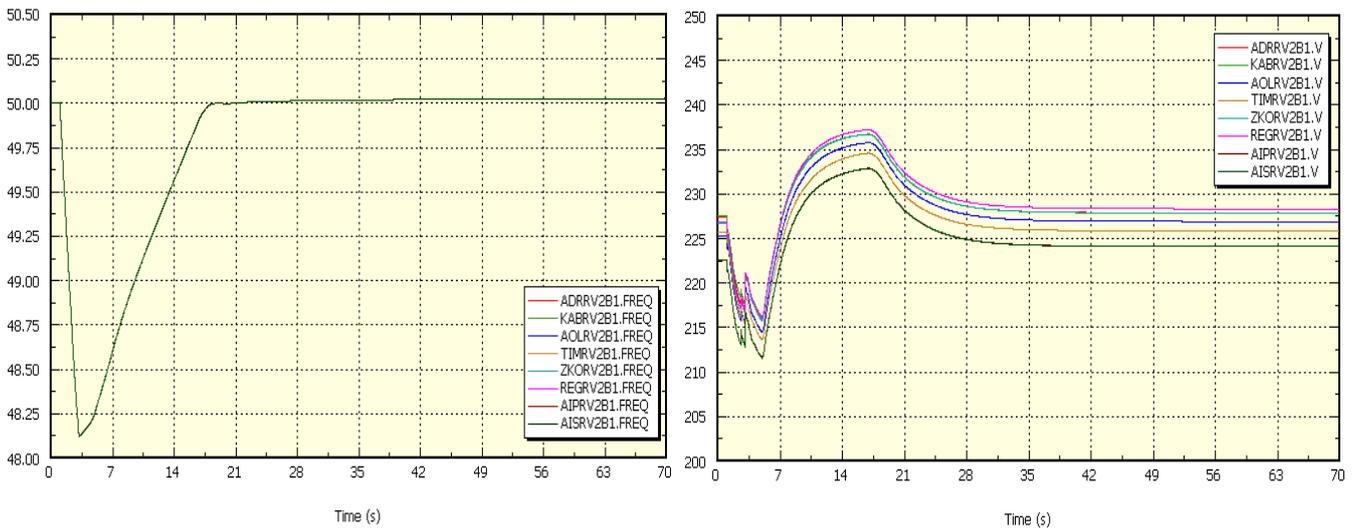


Figure III.4:courbes de (gauche) la fréquence, (droite)de la tension, pour l'incident CH 1 avec éoliennes.

	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 III.5 : 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)
Sans éoliennes	48,138874	4,54
Avec éoliennes	48,124889	3,28

Tableaux III.6 : Impact de l'incident CH 1 avec et sans éoliennes sur la fréquence du réseau

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

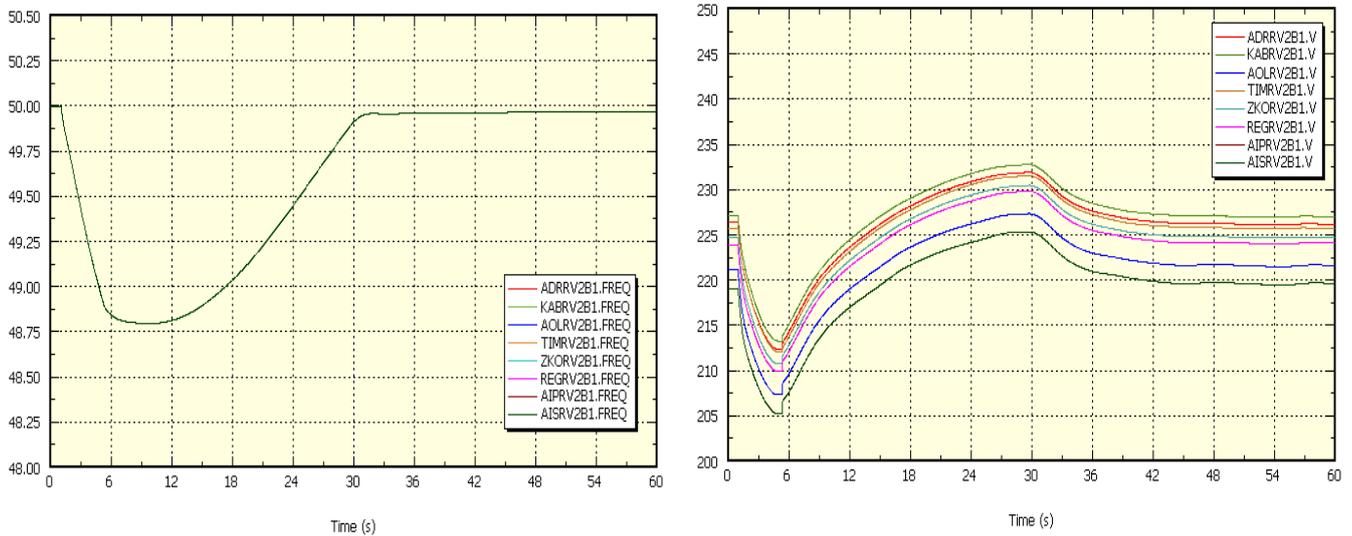


Figure III.5: courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CH 2 sans éoliennes.

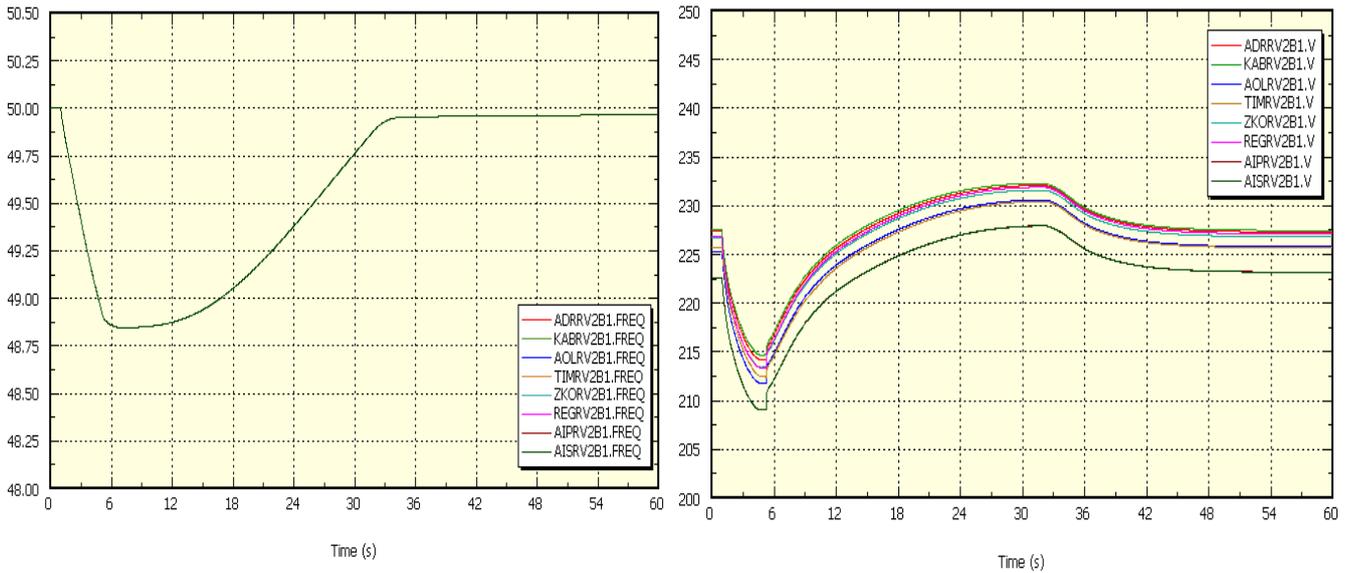


Figure III.6: courbes de (gauche) la fréquence,(droite) de la tension, pour l'incident CH 2 avec éoliennes.

	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 III.7 :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 III.8 :Impact de l'incident CH 2 sur la fréquence.

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

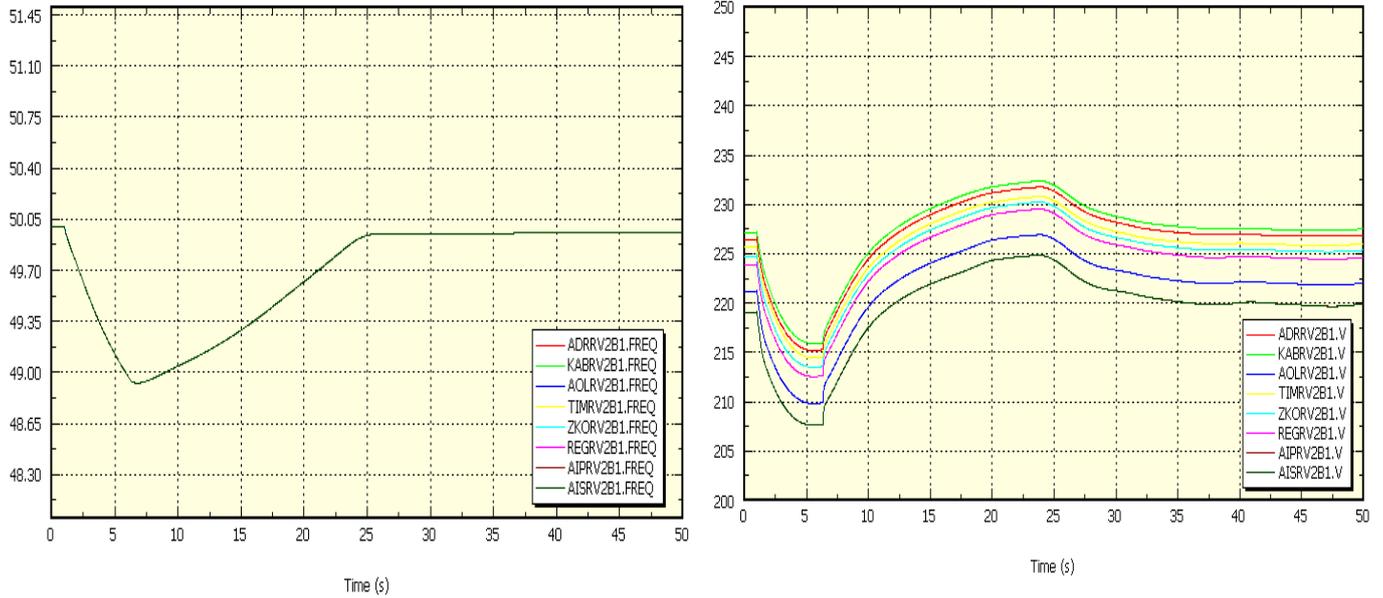


Figure III.7: courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CH 3 sans éoliennes

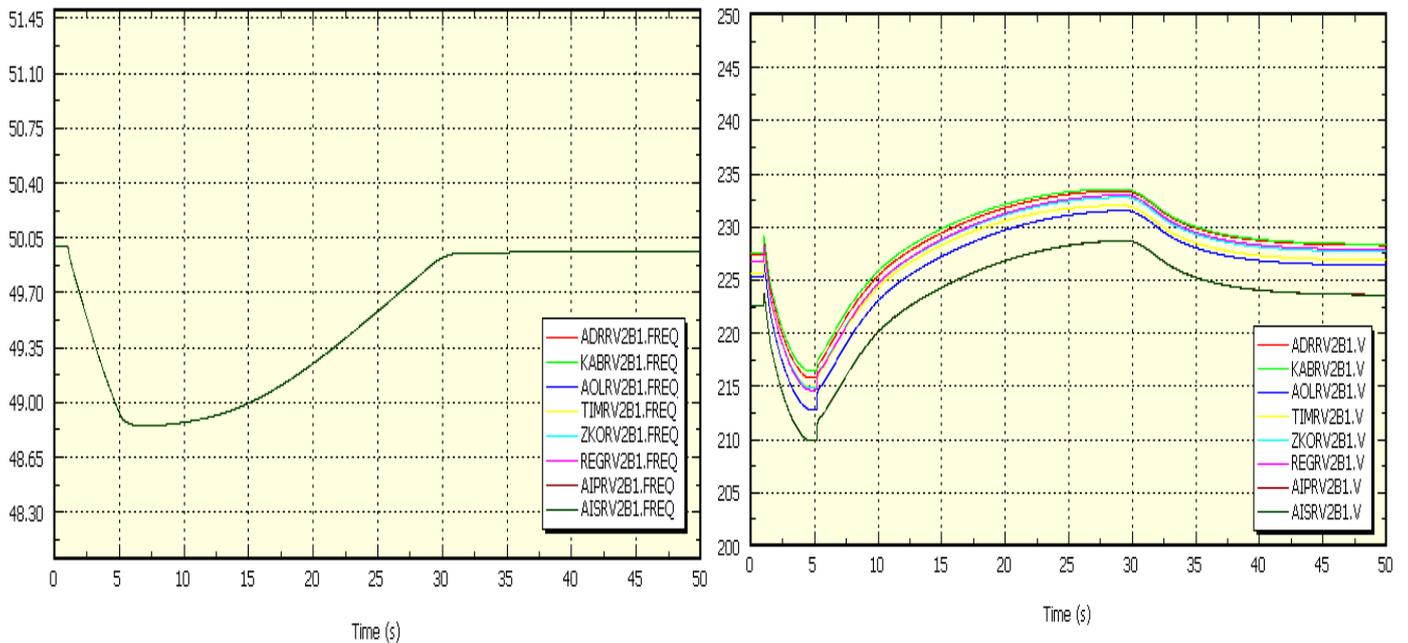


Figure III.8: courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CH 3 avec éoliennes

	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 III.9 : 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 III.10 : Impact de l'incident CH 3 sur la fréquence .

III.3.2 Creux d'été

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

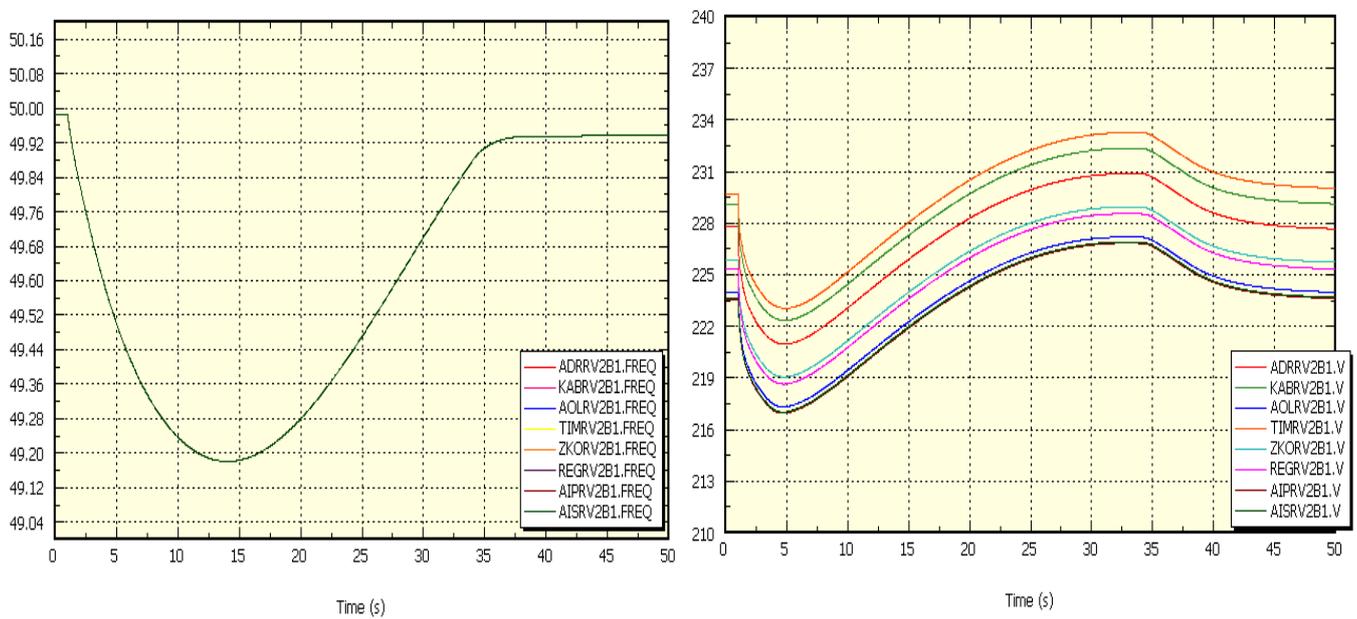


Figure III.9: courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CE 1 sans éoliennes.

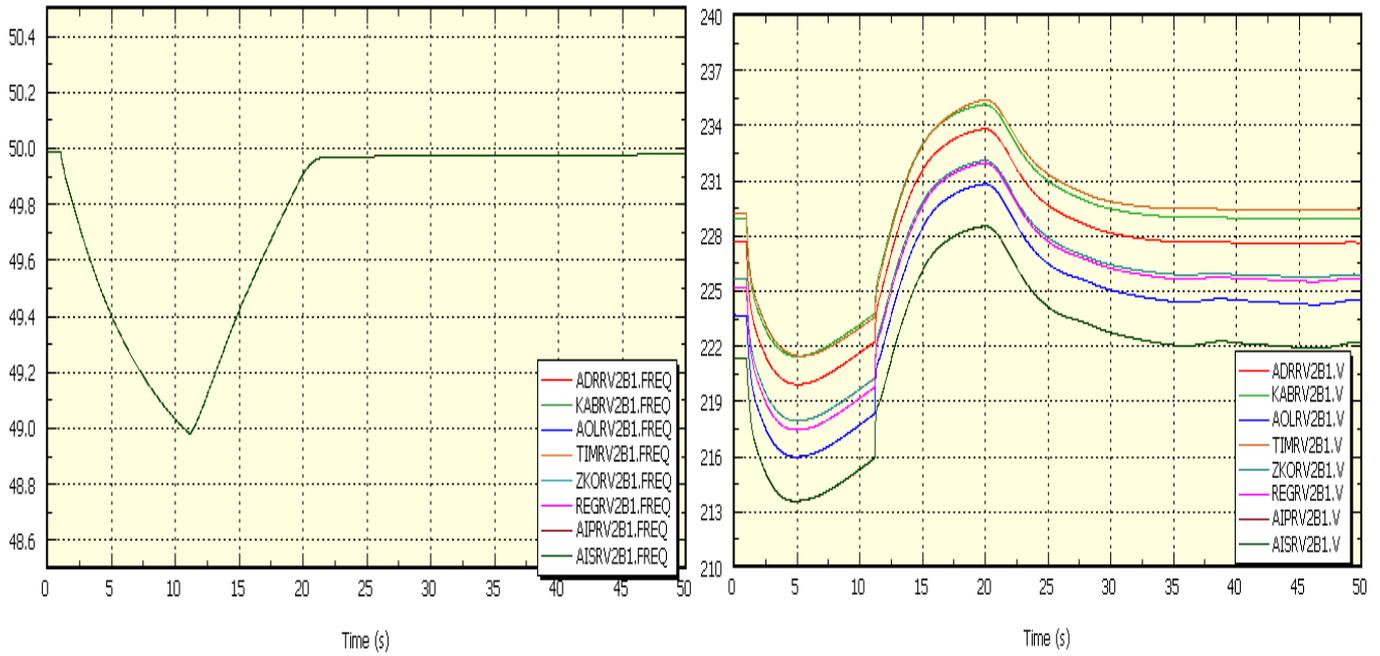


Figure III.10: courbes de (gauche) la fréquence,(droite) de la tension, pour l’incident CE 1 avec éoliennes.

	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 III.11 :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 III.12 :Impact de l’incident CE 1 sur la fréquence .

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

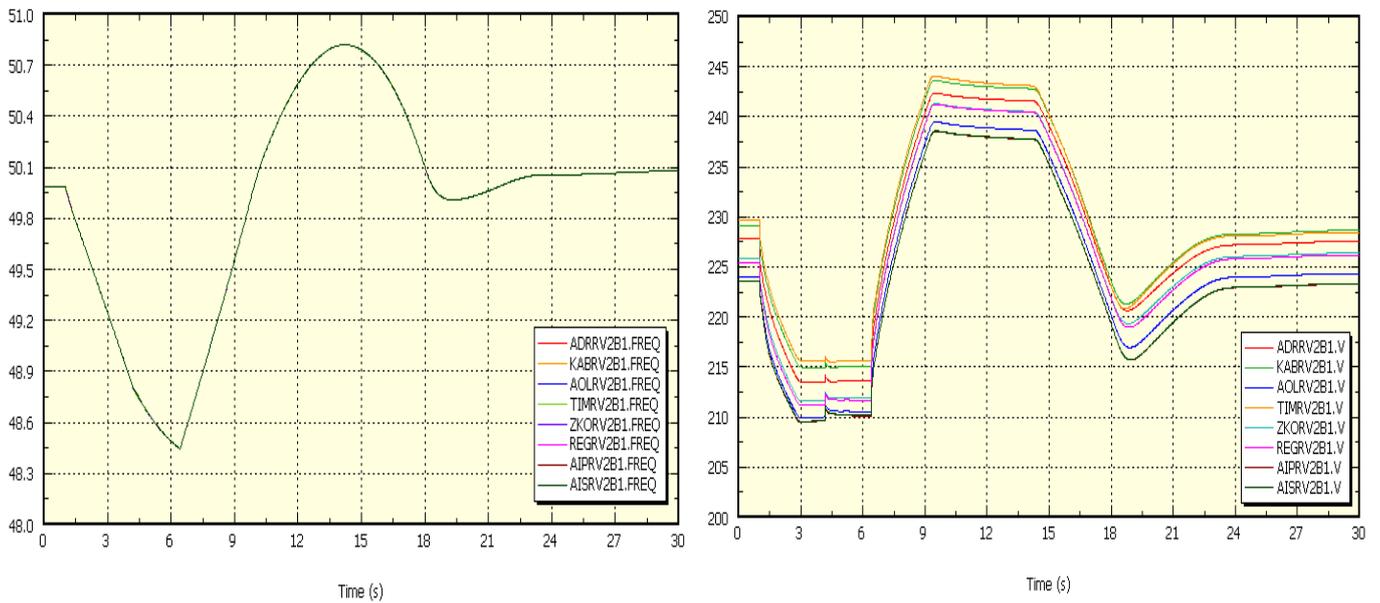


Figure III.11: courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CE 2 sans éoliennes.

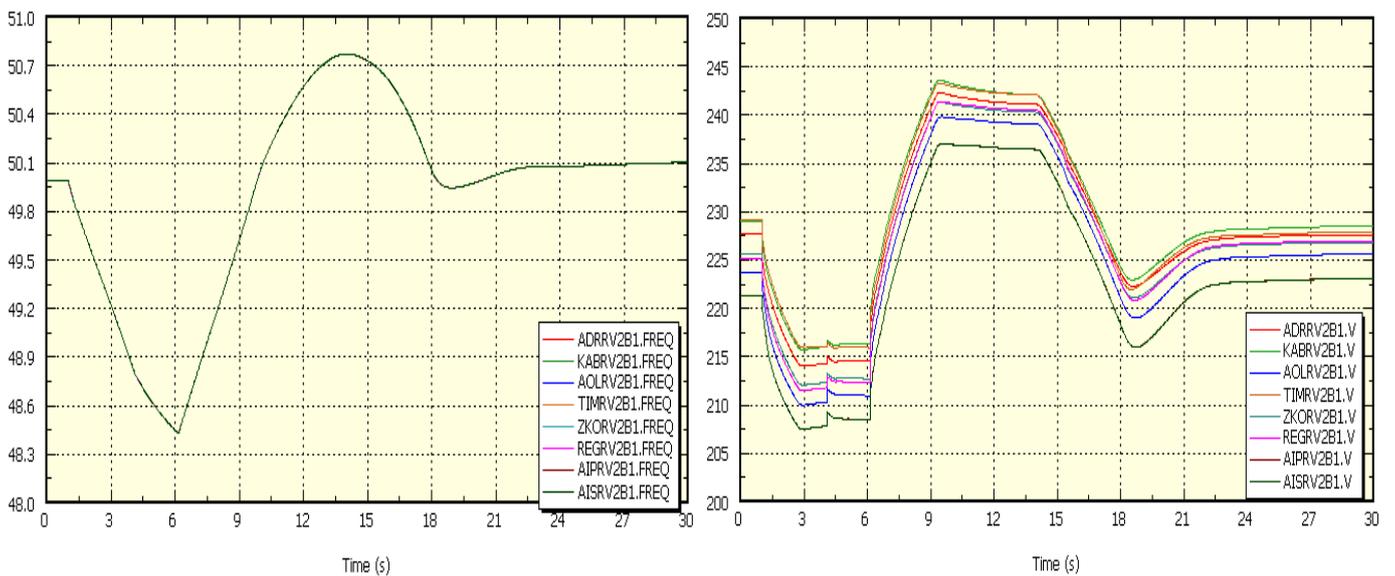


Figure III.12: courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CE 2 avec éoliennes.

	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 III.13 : 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 III.14 : Impact de l'incident CE 2 sur la fréquence .

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

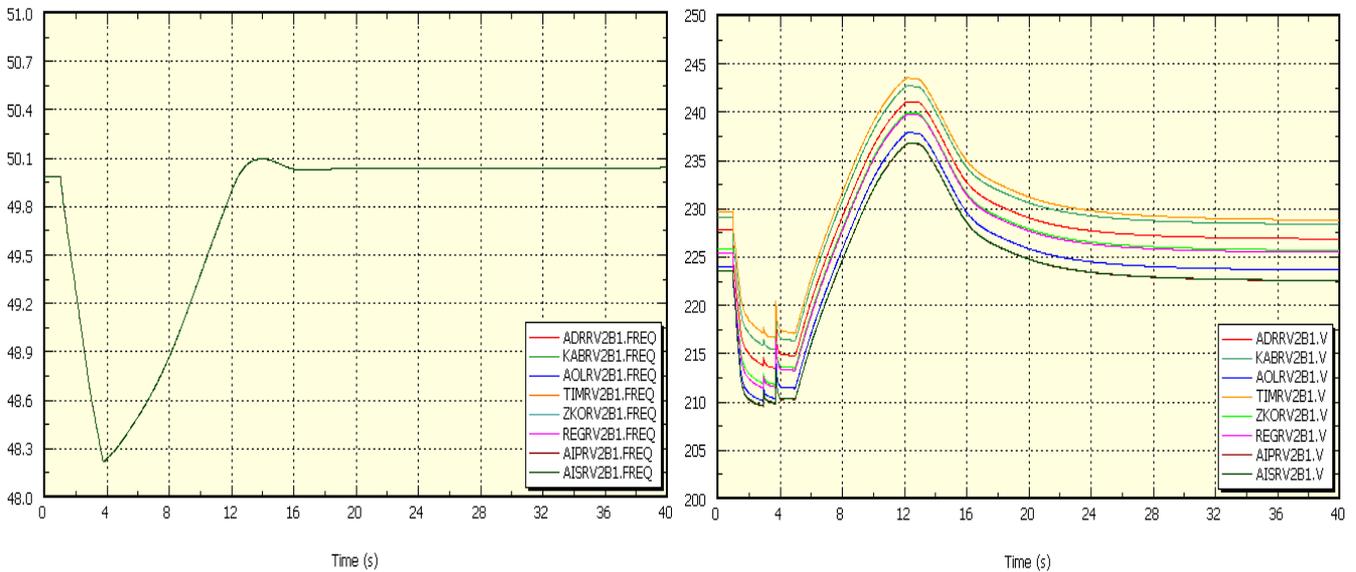


Figure III.13: courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CE 3 sans éoliennes.

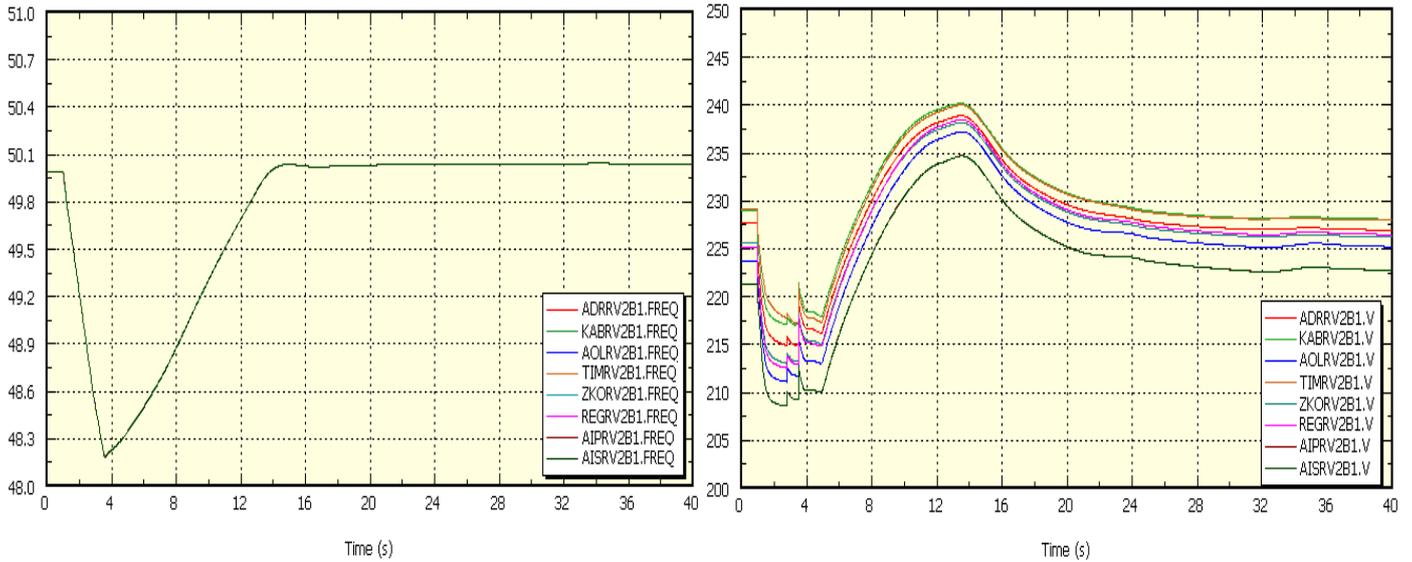


Figure III.14: courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CE 3 avec éoliennes.

	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 III.15 : 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 III.16 : Impact de l'incident CE 3 sur la fréquence .

III.3.2.4 Perte de la centrale d'Adrar CE 4

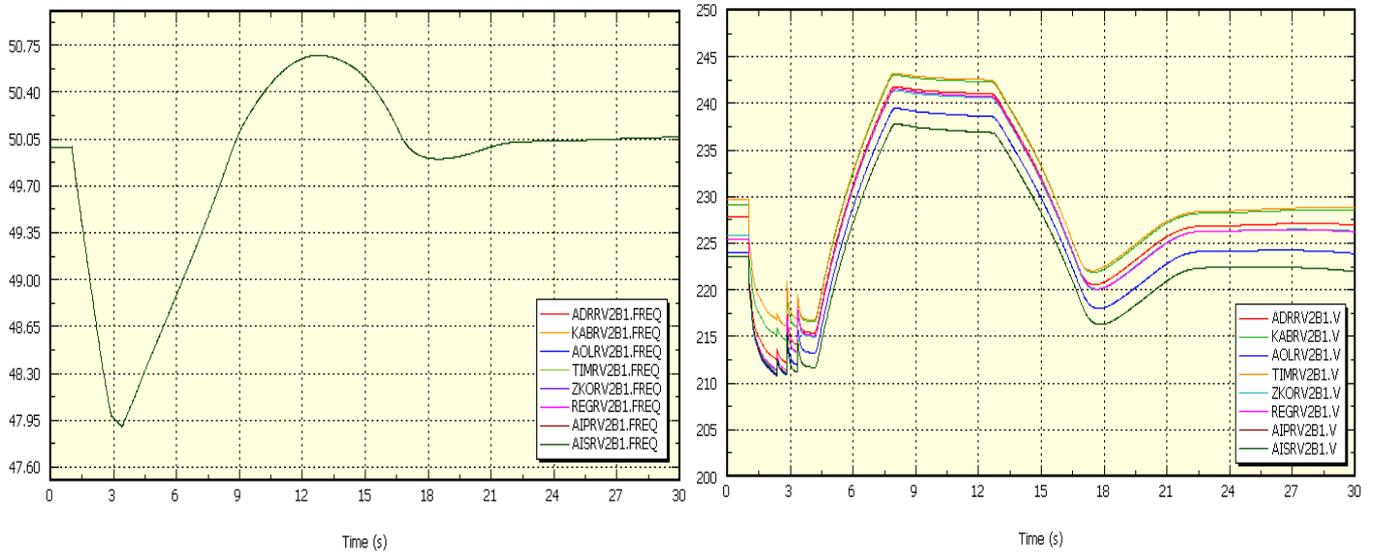


Figure III.15: courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CE 4 sans éoliennes.

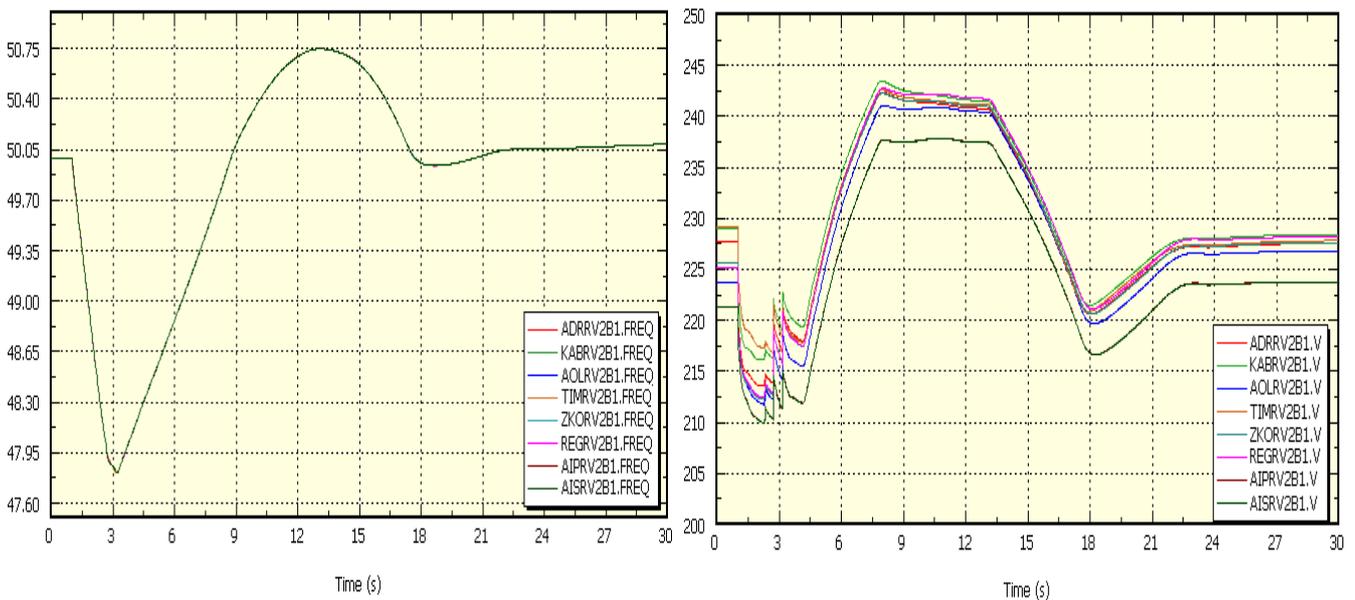


Figure III.16: courbes de (gauche) la fréquence, (droite) de la tension, pour l'incident CE 4 avec éoliennes.

	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 III.17 : 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 III.18 : Impact de l'incident CE 4 sur la fréquence.

III.4 Interprétation et analyse des résultats

III.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 :

$$J \frac{d\Omega}{dt} = T_m - T_e \tag{III.1}$$

Avec :

- J_i [Kg.m²] : moment d'inertie de la ligne d'arbre du groupe de production i , il caractérise notamment l'énergie cinétique stocké par les masses tournantes.

- Ω_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 (III.1) par la vitesse synchrone de la machine ω_{sm} on aura :

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

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

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

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

Sachant que l'expression de l'inertie H est donnée par [13] :

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

On aura :

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

Comme l'indique la relation (III.5) à l'équilibre production consommation Ω est constante.

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

Pour un ΔP 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 :

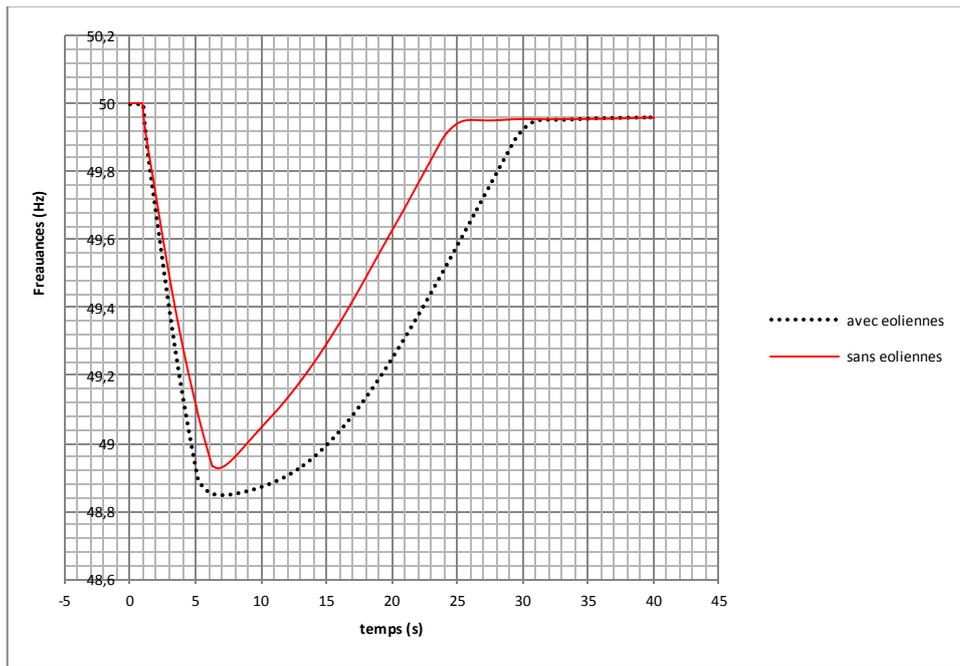


Figure III.17: Courbes de la fréquence sans et avec éoliennes pour l'incident CH 4

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

Tableaux III.19 : 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 :

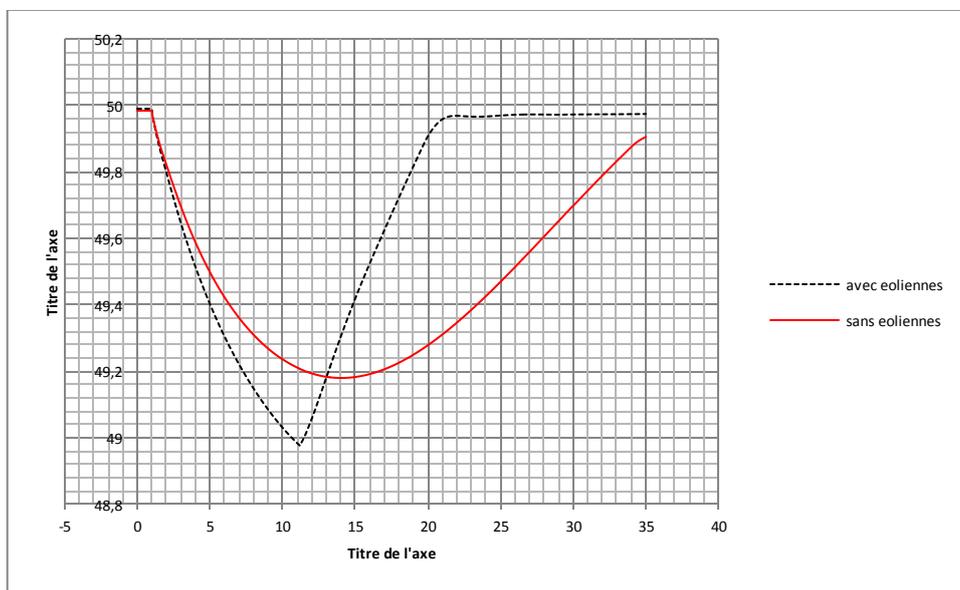


Figure III.18: Courbes de la fréquence sans et avec éoliennes lors de l'incident CE 1

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

Tableaux III.20 : 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 à 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.

III.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.

$$\frac{2 H}{\omega_{sm}} \frac{d\Omega}{dt} = \frac{P_m - P_e}{S_{mach}} \quad (\text{III.6})$$

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 (III.5) on constate que pour une puissance électrique de la charge définie le Δf 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.

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

- t_2 : l'instant où la fréquence atteint les 49.95 Hz.
- Δt : $\Delta t = t_2 - t_1$

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

Cas	P_{eol} (MW)	P_g (MW)	n_g	f_{min} (Hz)	t_1 (s)	t_2 (s)	Δt (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 III.21 :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 Δt est plus petite pour un cas défini sans éoliennes qu'avec éoliennes.
- Ceci est dû au fait que les éoliennes ne participent pas au réglage primaire contrairement aux 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.

III.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 à 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

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.

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

[2] 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.

[3] 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.

[4] 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.

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

[6] 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.

[7] 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.

[8] 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.

[9] 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.

[10] 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.

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

[12] 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.

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