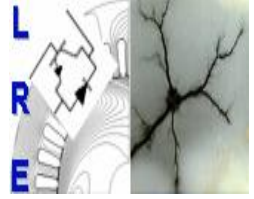




المدرسة الوطنية المتعددة التخصصات
Ecole Nationale Polytechnique

Ecole Nationale Polytechnique
Département d'Electrotechnique
Laboratoire de Recherche en Electrotechnique



Mémoire de Master en Electrotechnique

Présenté par :
CHIHANI Tarek

Intitulé

Elaboration d'un nouveau plan de défense pour le réseau isolé d'Adrar-In Salah avec l'intégration d'énergies éoliennes.

Jury

R.TAHMI	Docteur	ENP d'Alger
A.BOUBAKEUR	Professeur	ENP d'Alger
L.NEZLI	Professeur	ENP d'Alger

ENP 2013

ملخص :

لقد تمثل هذا العمل في وضع مخطط حماية جديد للشبكة الكهربائية المنعزلة بأدرار وعين صالح، بدأنا بدراسة بيблиوغرافية حول الشبكات الكهربائية ثم قمنا بعرض الشبكة الكهربائية المنعزلة بأدرار وعين صالح بصفة عامة بالإضافة إلى خصائصها. ثم بجملة محاكاة على هذه الشبكة بمخطط الحماية الحالي وانطلاقاً من النتائج المتحصل عليها وخصائص الشبكات المنعزلة والإشكاليات التي يطرحها ادخال المولدات الهوائية قمنا باقتراح مخطط جديد وبمقارنة هذا الأخير مع المخطط الحالي.

الكلمات المفتاحية : الشبكات الكهربائية المنعزلة، تردد الشبكات ، مخطط الحماية .

Résumé :

Ce travail a consisté à élaborer un nouveau plan de défense pour le réseau isolé d'Adrar – In Salah. Nous commencerons par une étude bibliographique sur les réseaux isolés et sur leurs plans de défense. Nous passerons ensuite à la présentation du réseau d'Adrar – In Salah et ses caractéristiques. Nous effectuerons ensuite une série de simulations à l'aide des deux logiciels SICRE et ETAP 6.0 sur le réseau d'Adrar – In Salah avec le plan de défense actuel et le nouveau plan de défense et nous comparerons les résultats.

Mots clés :

Réseaux électriques isolés, fréquence du réseau électrique, plans de défense.

Abstract :

This work consisted to elaborate a new defense plan for Adrar – In Salah insulated power system. Firstly we will do a bibliographical study about the power systems and defense plans. After that we will speak about the Adrar – In Salah power system and its characteristics. Finally we will simulate the comportement of this network with the new and the old defense plan and we will cooperate.

Key words.

Insulated power systems, network frequency, defense plans.

TABLE DES MATIERS

INTRODUCTION GENERALE	1
CHAPITRE I.....	
Généralités sur les réseaux électriques et les plans de défense.....	3
Introduction	4
I.1 LES SYSTEMES ELECTRIQUES ISOLE ET LE RACCORDEMENT DES EOLIENNES A CES RESEAUX	4
I.2 STABILITE DES SYSTEMES EN PUISSANCE	5
I.2.1 Définition de la stabilité des systèmes de puissance	5
I.2.2 Différents types de stabilité.....	5
I.3 INCIDENTS POUVANT ENTRAVER LE BON FONCTIONNEMENT DES RESEAUX ELECTRIQUES	5
I.3.1 La perte de stabilité angulaire	5
I.3.2 La perte de stabilité en fréquence	6
I.3.3 La perte de stabilité en tension.....	6
I.4 CONDUITE DES SYSTEMES ELECTRIQUES.....	6
I.4.1 Le réglage de la fréquence	6
I.4.2 Réglage de la tension.....	8
I.5 LES PLANS DE DEFENSE DU RESEAUX	10
I.5.1 Instabilité en fréquence.....	11
I.5.2 Instabilité en tension	12
I.5.3 Perte de synchronisme.....	13
CONCLUSION	13
CHAPITRE II.....	
Présentation du réseau isolé Adrar-In Salah	14
II.1 PRESENTATION GENERALE DU RESEAU	15
II.2. La production d'énergie au niveau du réseau	15
II.3 Le réseau de transport.....	16
II.4 La consommation au niveau du réseau	17
II.5 LE PLAN DE DEFENSE ACTUEL	17

CHAPITRE V	
Proposition d'un nouveaux plan de défense pour le réseau Adrar-In Salah	19
Introduction	20
III.1 PRESENTATION DES CAS SIMULES	20
III.2 PLAN DE DEMARRAGE	21
III.3 METHODOLOGIE D'ELABORATION	22
III.4 SIMULATION DU NOUVEAU PLAN DE DEFENSE ET COMPARAISON AVEC L'ANCIEN	24
III.4.1 Creux d'hiver	24
III.4.1.1 Perte de deux groupes au niveau de la centrale d'Adrar CH 1	24
III.4.1.2 Perte d'un groupe au niveau de la centrale d'Adrar CH 2	25
III.4.1.3 Perte d'un groupe au niveau de la centrale de Timimoune CH 3	27
III.4.2 Creux d'été	28
III.4.2.1 Perte d'un groupe au niveau de la centrale d'Adrar CE 1	28
III.4.2.2 Perte de deux groupes au niveau de la centrale d'Adrar CE 2	29
III.4.2.3 Perte de trois groupes au niveau de la centrale d'Adrar CE 3	30
III.4.2.4 Perte de la centrale d'Adrar CE 4	32
III.4.3 Pointe été	33
III.4.3.1 Perte d'un groupe au niveau de la centrale d'Adrar PE 1	33
III.4.3.2 Perte de deux groupes au niveau de la centrale d'Adrar PE 2	34
III.4.3.3 Perte d'un groupe à Kabertane et d'un groupe à Timimoune PE 3	36
CONCLUSION	37
CONCLUSION GENERALE	38
Bibliographie:	40

INTRODUCTION GENERALE

Dans le but de maintenir l'intégrité du réseau électrique et faire face aux éventuelles avaries l'exploitant se doit de mettre en place des mesures automatiques prédéfinies.

Dans le premier chapitre, nous allons dans un premier temps parler des réseaux électriques de manière générale et de leur stabilité. 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 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 ainsi que du plan de défense en vigueur.

Dans le chapitre trois, , nous proposerons un nouveau plan de délestage tout en comparant les résultats obtenu avec le plan actuel et avec le nouveau plan.

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 les réseaux électriques isolés et leurs caractéristiques :

La principale caractéristique des réseaux isolés est sa taille, très limitée. Nous pouvons distinguer deux types de réseaux isolés : [2]

- 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. [3]
- ✓ 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. [4]
- ✓ 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. [2]

I.2 Stabilité des systèmes en puissance

I.2.1 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.2.2 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

I.3 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.3.1 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.

I.3.2 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.3.3 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.

I.4 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.4.1 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 :

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

Avec :

J_i [Kg.m²] : moment d'inertie de la ligne d'arbre du groupe de production i ,

Ω_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 [7]

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.

b. Le réglage secondaire de la fréquence [7]

L'action de la régulation primaire de vitesse permet de rétablir rapidement l'équilibre offre demande, mais elle conduit à un écart Δf 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 [7]

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.4.2 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 : [5]

- 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. [8]

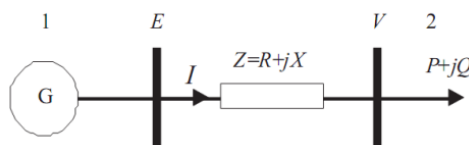


Figure I.4 : Liaison d'un générateur et récepteur à travers une ligne de puissance. [8]

La chute de tension est donnée par l'équation

$$\Delta V = E - V = Z \cdot I = R \cdot I \cos \varphi + X \cdot I \cdot \sin \varphi + j(X \cdot I \cdot \cos \varphi + R \cdot I \cdot \sin \varphi)$$

$$= \frac{RP + XQ}{E} + j \frac{XP - RQ}{E}$$

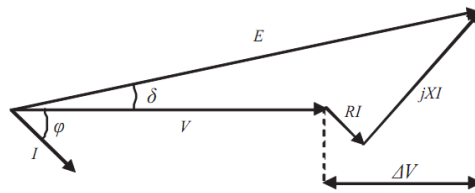


Figure I.5 : Diagramme de Fresnel correspondant à une ligne de puissance.

Expérimentalement, le déphasage δ 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. [8]

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

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 [9]

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 [9]

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 [9]

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.5 Les plans de défense du réseaux [5]

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.5.1 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 liées 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 possibles :

- 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.5.2 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.

Écoulement 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.5.3 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 vu 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.

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

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 centaines de 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 piqués 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.

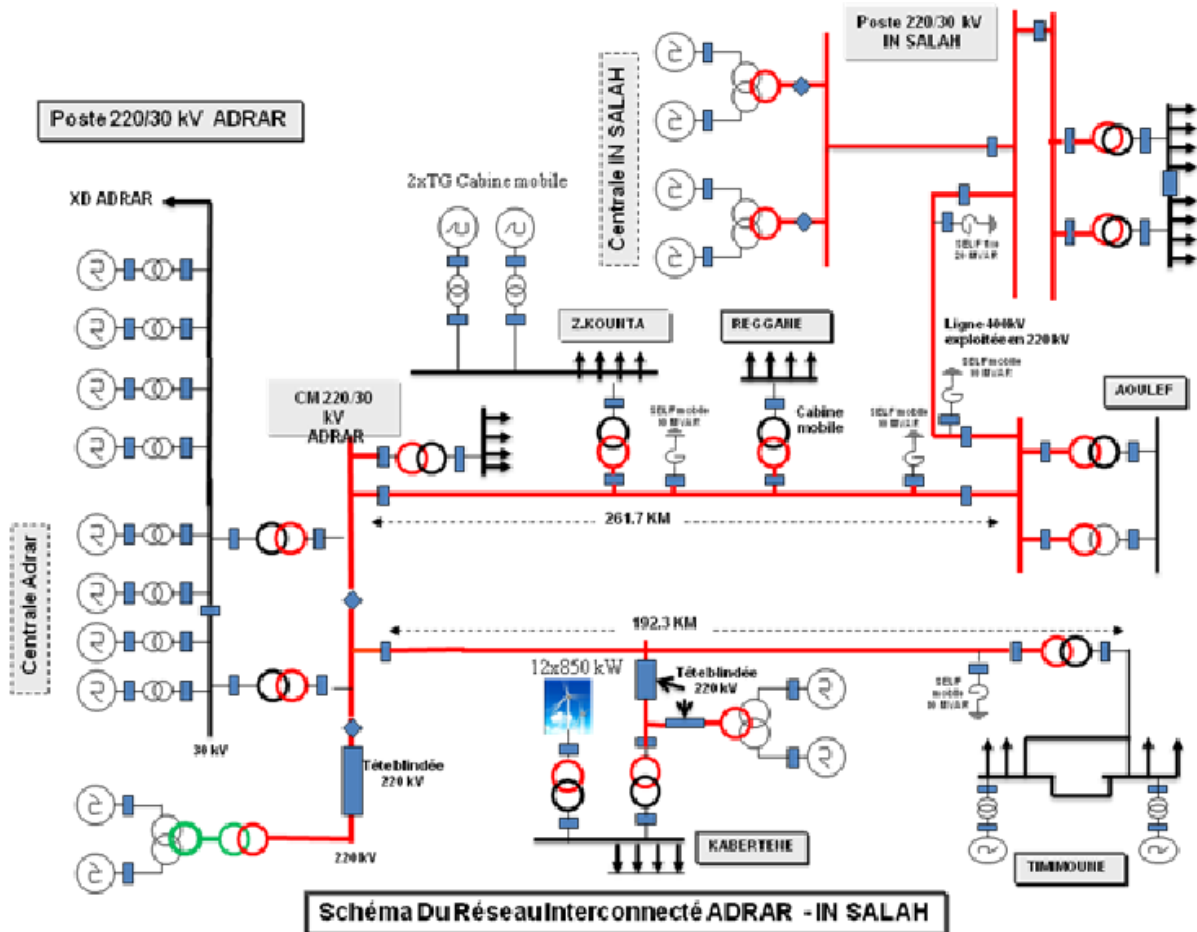


Figure II.1: Schéma global du réseau isolé Adrar –In Salah

II.2. La production d'énergie au niveau du réseau :

Le tableau suivant indique les groupes présents au niveau des différentes centrales du réseau :

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

III.3 Le réseau de transport :

Les caractéristiques des lignes sont indiquées dans le tableau suivant :

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

Tableaux II.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 II.3 :caractéristiques des transformateurs

II.4 La consommation au niveau du réseau :

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

II.5 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%	/
ZaouietKonta	/	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

CHAPITRE III

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.

III.1 Présentation des cas simulés

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 d'un groupe à Kabertane et d'un groupe a Timimoune

III.2 Plan de démarrage

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.1 : 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.2 : 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 III.3 :Plan de démarrage en présence d'éoliennes pour la pointe d'été

III.3 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 , nous préposons un nouveau plan de défense pour le réseau isolé d'Adrar – In Salah.

Les résultats de la simulation avec le plan de défense actuel 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 III.4 : Pourcentages de charge délestée par poste et par seuil de fréquence pour le nouveau plan de défense

III.4 Simulation du nouveau plan de défense et comparaison avec l'ancien

III.4.1 Creux d'hiver

III.4.1.1 Perte de deux groupes au niveau de la centrale d'Adrar CH 1

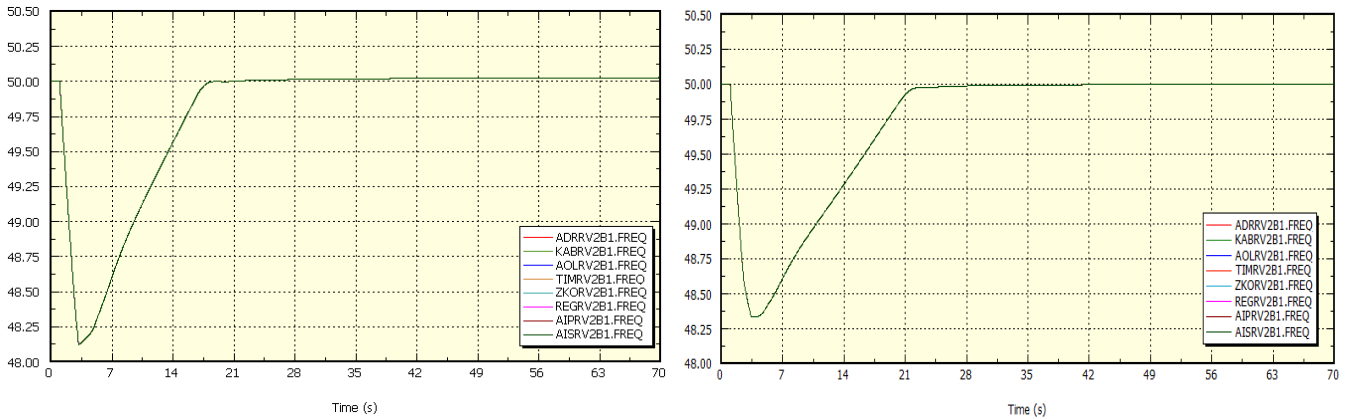


Figure III.1 : Evolution de la fréquence du réseau sous l'effet de l'incident CH 1 avec l'ancien plan de défense (à gauche) et le nouveau plan de défense (à droite)

	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 III.5 : 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 III.6 : 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 III.7 : 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.

III.4.1.2 Perte d'un groupe au niveau de la centrale d'Adrar CH 2

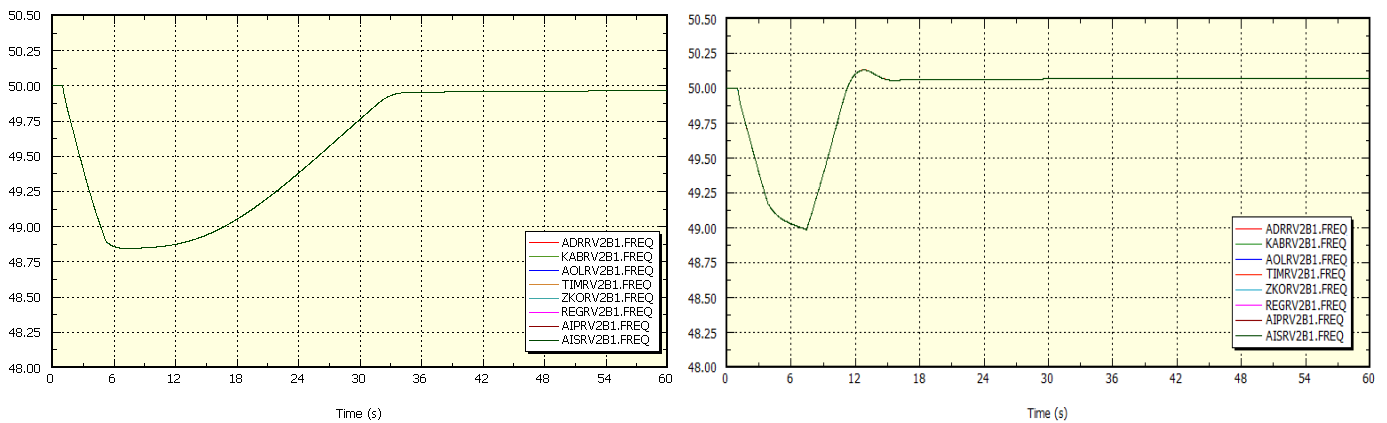


Figure III.2 : Evolution de la fréquence du réseau sous l'effet de l'incident CH 2 avec l'ancien plan de défense (à gauche) et le nouveau plan de défense (à droite)

	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 III.8 : Enclenchement des différents stades de délestage pour le nouveau et l'actuel plan de défense lors de l'incident CH 2

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

Tableaux III.9 : 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 III.10 : 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.

III.4.1.3 Perte d'un groupe au niveau de la centrale de Timimoune CH 3

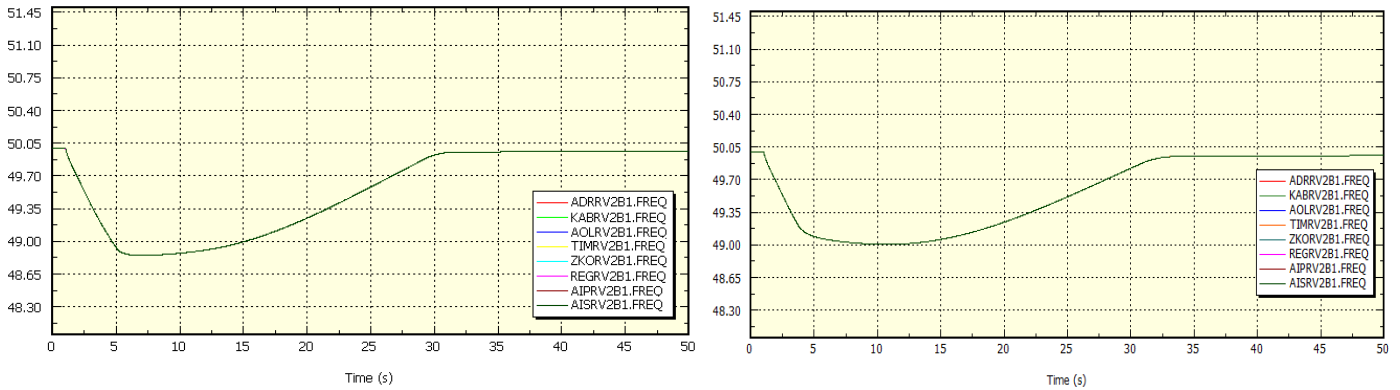


Figure III.3 : Evolution de la fréquence du réseau sous l'effet de l'incident CH 3 avec l'ancien plan de défense (à gauche) et le nouveau plan de défense (à droite)

	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 III.11 : 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 III.12 : 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 III.13 : Taux de délestage pour le nouveau et l'ancien plan de défense sous l'incident CH 3

- le délestage précoce à 49.3 Hz a 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.

III.4.2 Creux d'été

III.4.2.1 Perte d'un groupe au niveau de la centrale d'Adrar CE 1

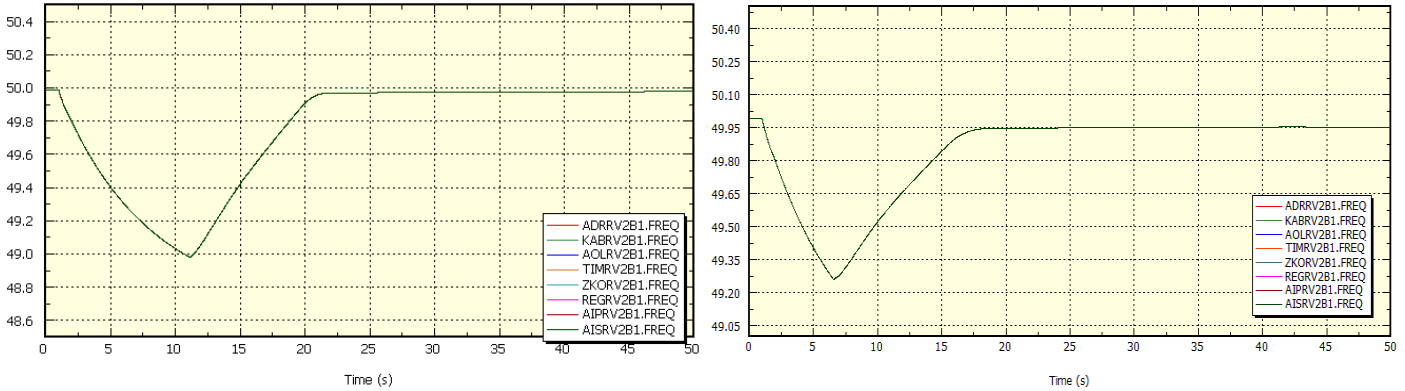


Figure III.4 : Evolution de la fréquence du réseau sous l'effet de l'incident CE 1 avec l'ancien plan de défense (à gauche) et le nouveau plan de défense (à droite)

	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 III.14 : 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 III.15 : 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 III.16 : 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.

III.4.2.2 Perte de deux groupes au niveau de la centrale d'Adrar CE 2

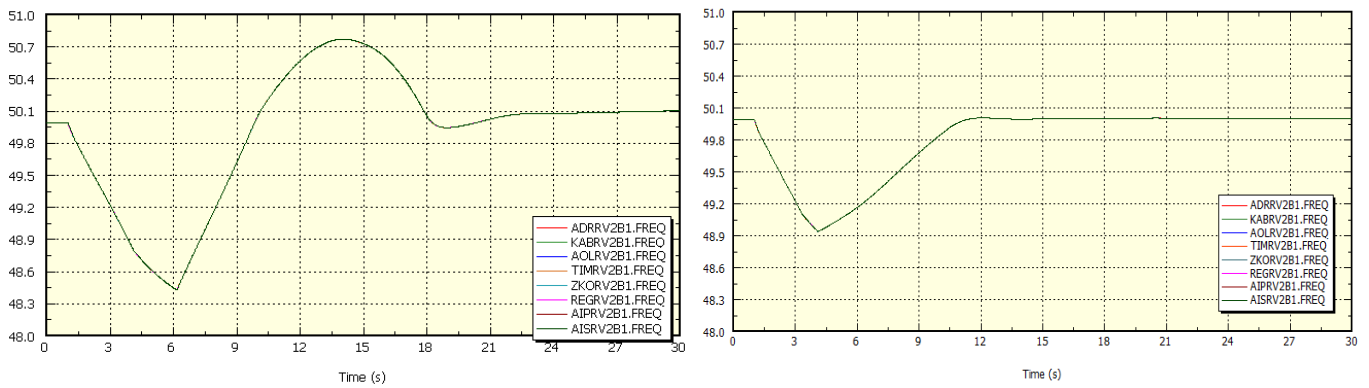


Figure III.5 : Evolution de la fréquence du réseau sous l'effet de l'incident CE 2 avec l'ancien plan de défense (à gauche) et le nouveau plan de défense (à droite)

	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 III.17 : 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 III.18 :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 III.19 :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 a engendré un rallongement de la durée de montée de la fréquence.

III.4.2.3 Perte de trois groupes au niveau de la centrale d'Adrar CE 3

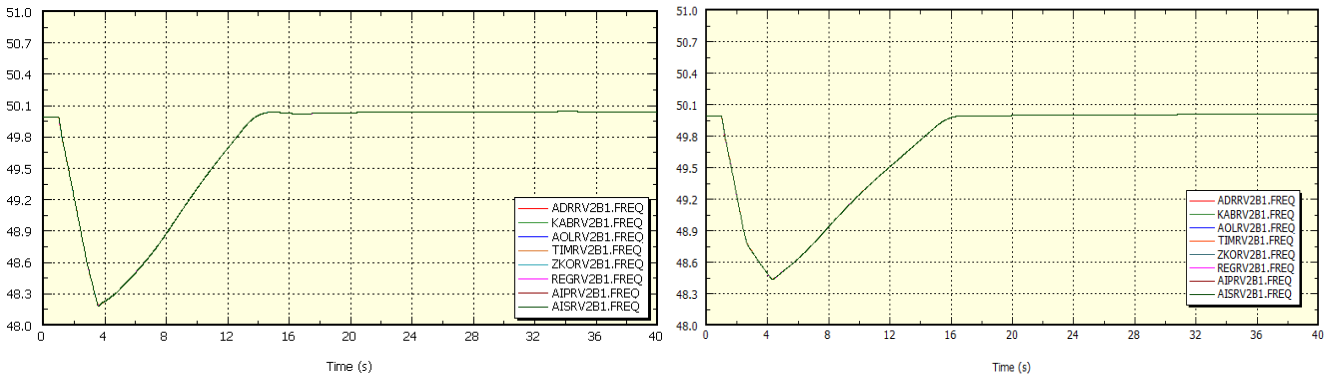


Figure III.6 :Evolution de la fréquence du réseau sous l'effet de l'incident CE 3 avec l'ancien plan de défense (à gauche) et le nouveau plan de défense (à droite)

	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 III.20 : 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 III.21 : 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 III.22 : 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.

III.4.2.4 Perte de la centrale d'Adrar CE 4

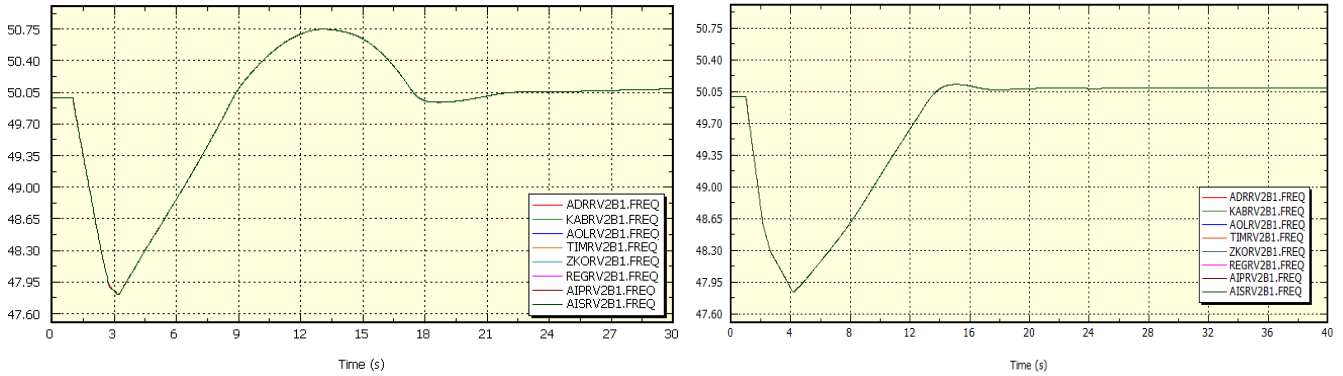


Figure III.7 : Evolution de la fréquence du réseau sous l'effet de l'incident CE 4 avec l'ancien plan de défense (à gauche) et le nouveau plan de défense (à droite)

	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 III.23 : 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 III.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 CE 4.

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

Tableaux III.25 : 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.

III.4.3 Pointe été

III.4.3.1 Perte d'un groupe au niveau de la centrale d'Adrar PE 1

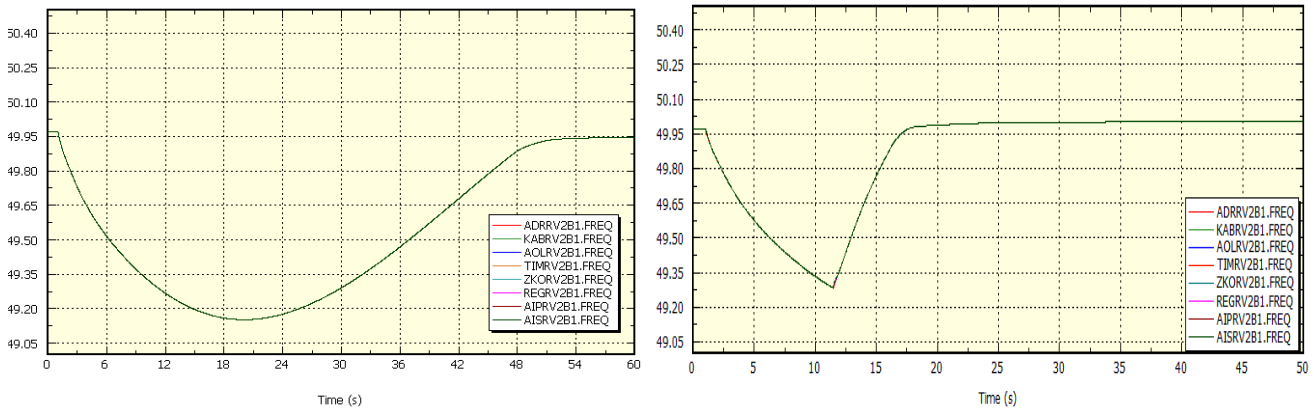


Figure III.8 : Evolution de la fréquence du réseau sous l'effet de l'incident PE 1 avec l'ancien plan de défense (à gauche) et le nouveau plan de défense (à droite)

	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 III.26 : 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 III.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 1.

	Taux de délestage
Ancien plan	0
Nouveau plan	6.29

Tableaux III.28 :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.

III.4.3.1 Perte de deux groupes au niveau de la centrale d'Adrar PE 2

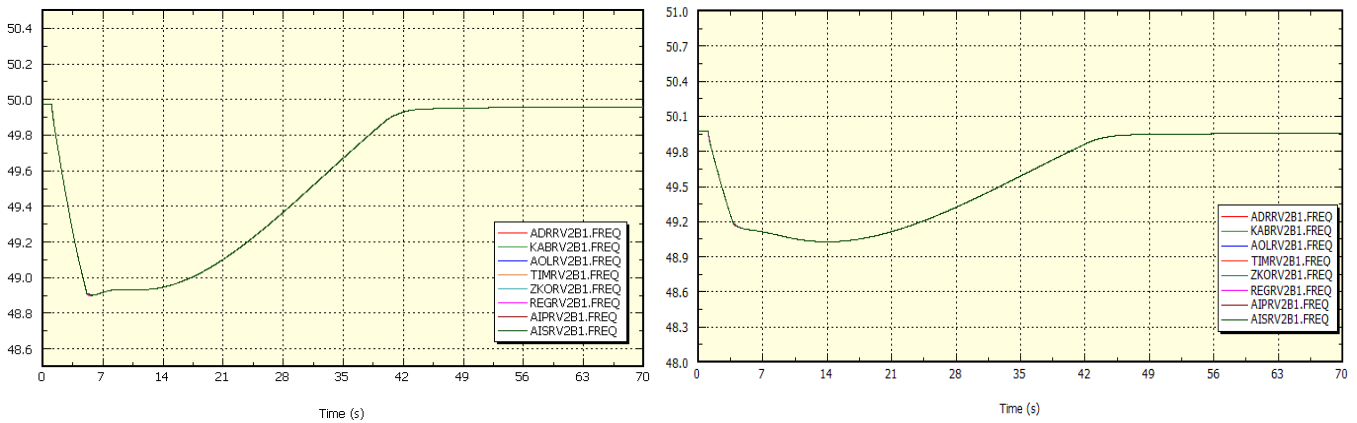


Figure III.9 :Evolution de la fréquence du réseau sous l'effet de l'incident PE 2 avec l'ancien plan de défense (à gauche) et le nouveau plan de défense (à droite)

	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 III.29 : Enclenchement des différents stades de délestage pour le nouveau et l'actuel plan de défense lors de l'incident PE2

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

Tableaux III.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 2.

	Taux de délestage
Ancien plan	6.29
Nouveau plan	6.29

Tableaux III.31 : 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.

III.4.3.3 Perte d'un groupe à Kabertane et d'un groupe à Timimoune PE 3

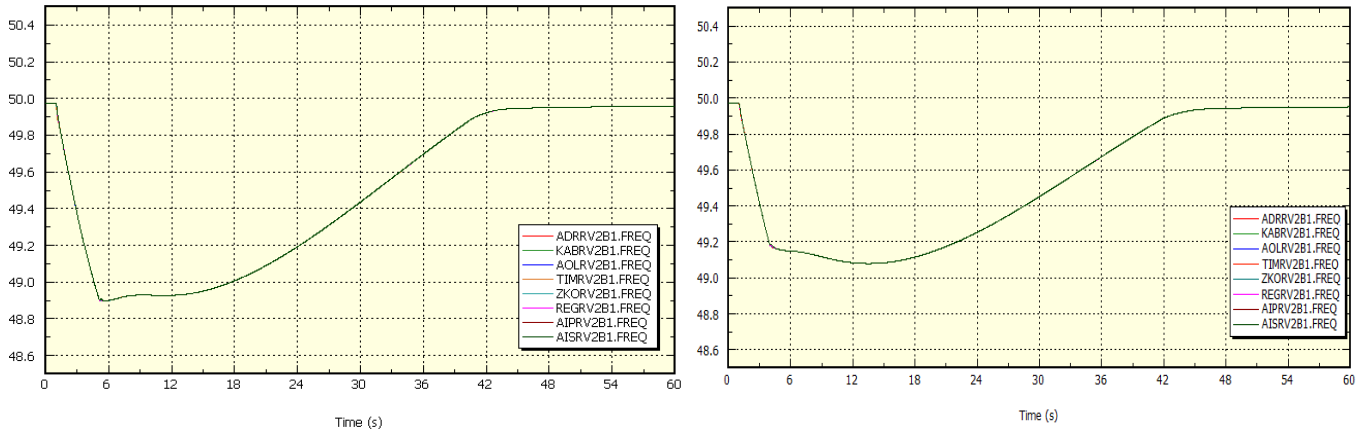


Figure III.10 : Evolution de la fréquence du réseau sous l'effet de l'incident PE 3 avec l'ancien plan de défense (à gauche) et le nouveau plan de défense (à droite)

	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	5.1	Non	/	Non	/
Nouveau plan	Oui	3,98	Non	/	Non	/	Non	/

Tableaux III.32 : Enclenchement des différents stades de délestage pour le nouveau et l'actuel plan de défense lors de l'incident PE 3

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

Tableaux III.33 : 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 3.

	Taux de délestage
Ancien plan	6.29
Nouveau plan	6.29

Tableaux III.34 : Taux de délestage pour le nouveau et l'ancien plan de défense sous l'incident PE 3

- 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.

III.5 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 et ceci en gardant le même taux de délestage. 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

Du fait de l'absence d'interconnexions et de la petite taille des moyens de production, les réseaux isolés comme celui d'Adrar – In Salah sont plus sensibles aux variations de productions. Le décalage du premier stade de délestage de 49 Hz à 49.3 Hz a permis de répondre plutôt aux baisses de fréquence ce qui a permis d'élever la valeur minimale qu'atteint la fréquence sur le réseau. D'autre part, la division du second stade de l'ancien plan de défense en deux et la légère réduction du taux de délestage a permis d'optimiser le délestage en évitant ainsi le dépassement de la valeur de 50 Hz lors de la hausse de fréquence et en assurant ainsi une stabilisation plus rapide de la fréquence. La réduction du taux de délestage a néanmoins dans certains cas ralenti le réglage primaire. En effet l'élaboration d'un plan de délestage est le résultat d'un consensus entre trois paramètres qui sont la valeur minimale qu'atteignent la fréquence, le taux de délestage et la durée du réglage primaire.

Bibliographie

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

[2] 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.

[3] 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.

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

[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] 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.

[9] 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.