



HAL
open science

Intégration dans le réseau électrique et le marché de l'électricité de production décentralisée d'origine renouvelable : gestion des congestions locales

Arnaud Vergnol

► **To cite this version:**

Arnaud Vergnol. Intégration dans le réseau électrique et le marché de l'électricité de production décentralisée d'origine renouvelable : gestion des congestions locales. Autre. Ecole Centrale de Lille, 2010. Français. NNT : 2010ECLI0014 . tel-00586084

HAL Id: tel-00586084

<https://theses.hal.science/tel-00586084v1>

Submitted on 14 Apr 2011

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

THESE

présentée en vue
d'obtenir le grade de

DOCTEUR

En

Spécialité : Génie électrique

par

Arnaud VERGNOL

DOCTORAT DELIVRE PAR L'ECOLE CENTRALE DE LILLE

Titre de la thèse :

Intégration dans le réseau électrique et le marché de l'électricité de production décentralisée d'origine renouvelable : Gestion des congestions locales

Soutenue le 29 novembre 2010 devant le jury d'examen :

Président du jury & Rapporteur	<i>Jean-Luc Thomas, Professeur, CNAM, Supélec</i>
Rapporteur	<i>Julio Usaola García, Professeur, Université Carlos III de Madrid</i>
Examineur	<i>Bruno François, HDR, Maître de conférences, EC-Lille, L2EP</i>
Directeur de thèse	<i>Benoît Robyns, Professeur, HEI, L2EP</i>
Co-encadrant de thèse	<i>Jonathan Sprooten, Docteur, Enseignant-chercheur, HEI, L2EP</i>
Co-encadrant de thèse	<i>Vincent Rioux, Docteur, Enseignant-chercheur, Supélec</i>

Thèse préparée dans le Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique de Puissance de Lille
Ecole Doctorale SPI 072 (Lille I, Lille III, Artois, ULCO, UVHC, EC Lille)

*« Lorsque souffle le vent du changement,
certains construisent des murs, d'autres des moulins à vent. »*
Proverbe chinois

« C'est un grand art que de vendre du vent. »
Baltasar Gracian Y Morales
Ecrivain espagnol

Remerciements

Le travail présenté dans ce mémoire a été effectué au Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique de Puissance de Lille (L2EP) dans le cadre de l'opération 6 du pôle de recherche et technologique MEDEE (Maîtrise Energétique Des Entraînements Electriques) sur le site de l'école des Hautes Etudes d'Ingénieur. Ce travail a été en partie soutenu par le Conseil régional Nord-Pas de Calais et le Fonds européen de développement régional.

Je tiens à remercier chaleureusement :

Monsieur Jean-Luc Thomas, Professeur Titulaire de Chaire au Conservatoire National des Arts et Métiers de Paris, pour m'avoir fait l'honneur d'être Président de mon jury de thèse et pour avoir accepté d'être rapporteur de ma thèse,

Monsieur Julio Usaola García, Professeur à l'Université Carlos III de Madrid, pour avoir accepté d'être rapporteur de ma thèse et pour avoir consacré du temps à sa lecture,

Monsieur Benoît Robyns, Directeur de la recherche à l'école des Hautes Etudes d'Ingénieur, Responsable de l'équipe « Réseaux » du L2EP, pour avoir dirigé ma thèse et m'avoir accordé sa confiance,

Monsieur Jonathan Sprooten, Docteur, Enseignant-chercheur à l'école des Hautes Etudes d'Ingénieur, pour m'avoir co-encadré et pour son aide importante au moment de la valorisation et de la rédaction de la thèse,

Monsieur Vincent Rious, Docteur, Enseignant-chercheur à Supélec, pour m'avoir prodigué des conseils importants concernant les aspects réglementaires et économiques,

Monsieur Marc Mongenet et Monsieur Jacques Deuse pour la qualité des discussions qui ont ponctué ce travail,

Monsieur Jean-Marc Idoux, Directeur de l'école des Hautes Etudes d'Ingénieur, pour le contexte favorable dans lequel s'est déroulée ma thèse,

Monsieur Francis Piriou, Directeur du L2EP, pour m'avoir accueilli au sein du laboratoire.

Je tiens aussi à remercier :

Messieurs Arnaud Davigny, François Gionco, Antoine Henneton, Mehdi Nasser et Christophe Saudemont, avec qui j'ai passé trois années dans une ambiance chaleureuse et très détendue,

Je n'oublie pas aussi messieurs Vincent Courtecuisse, Stefan Breban, He Zhang, Fabien Mollet, Thang Do Ming et Pascal Monjean pour les moments partagés en leur compagnie et pour les échanges animés sur le plan scientifique et stratégique,

Je remercie également l'ensemble des personnes que j'ai côtoyé pour les bons moments passés en leur compagnie.

Enfin, je tiens à remercier mes parents et ma famille pour leur présence et leur soutien inconditionnel.

Table des matières

Introduction générale	1
Chapitre 1. Caractéristiques générales et modèles des éléments constituant un système électrique	5
I. Introduction	5
II. Caractéristiques générales d'un système électrique.....	5
A. Les groupes de production.....	5
1. Production centralisée.....	5
2. Production décentralisée	8
i. Energie primaire fossile	8
ii. Energie renouvelable.....	9
iii. Modèle d'un générateur éolien.....	10
B. La consommation	13
C. Réseau électrique.....	14
1. Lignes aériennes et câbles souterrains	14
2. Postes de transformation.....	15
III. Gestion du système électrique	16
A. L'écroulement de la fréquence	17
1. Réglage primaire.....	17
i. Contrôle au niveau des groupes centralisés.....	18
ii. Contrôle au niveau des groupes décentralisés	19
2. Réglage secondaire	20
3. Réglage tertiaire.....	22
B. L'écroulement de tension	23
1. Réglage primaire.....	24
2. Réglage secondaire	24
3. Réglage tertiaire.....	25
C. La rupture de synchronisme.....	25
D. Les surcharges en cascade	26
IV. Conclusion.....	27
Chapitre 2. Etat de l'art sur le traitement des congestions	29
I. Introduction	29
II. Limites de transit d'un réseau électrique.....	29
A. Limites physiques d'un réseau électrique.....	29
1. Limites thermiques	30
2. Limites de stabilité angulaire.....	30
B. Limites liées à la sûreté de l'exploitation	32
C. Mesure de l'influence d'actions individuelles	33

D.	Conclusion	34
III.	Méthodes de gestion des congestions	35
A.	Méthode de gestion « non marché ».....	36
1.	Méthodes liées à l'exploitation du réseau électrique	36
i.	Méthodes appliquées par les GRT	36
ii.	Méthodes étudiées dans la littérature.....	37
2.	Méthodes liées à la réglementation	40
i.	Méthodes actuellement employées	40
ii.	Méthodes étudiées dans la littérature.....	41
B.	Méthodes de gestion « marché »	42
1.	Méthodes actuellement appliquées	42
i.	Enchères implicites	42
ii.	Re-dispatching ou Counter-Trading	43
iii.	Enchères explicites	44
2.	Méthodes étudiées dans la littérature.....	44
C.	Conclusion	45
IV.	Traitement spécifique de la production renouvelable en cas de congestion.....	45
V.	Conclusion	50
Chapitre 3. Méthodologie de gestion des congestions locales.....		51
I.	Introduction.....	51
II.	Définition de l'ordre d'efficacité	52
A.	Calcul des PTDFs.....	54
B.	Illustration de l'ordre d'efficacité.....	55
C.	Sensibilité de l'ordre d'efficacité	57
III.	La gestion en temps réel des congestions.....	60
A.	Introduction	60
B.	Etude de la partie centralisée.....	61
1.	Algorithme de décision.....	62
i.	Construction de l'algorithme de décision	62
ii.	Illustration de l'algorithme de décision	64
2.	Boucle de courant	66
3.	Etude de la partie décentralisée	68
i.	Sélection du mode de fonctionnement.....	69
ii.	Etat du générateur	70
iii.	Boucle de puissance.....	70
4.	Etude de la stabilité de la boucle de contrôle	71
C.	Illustration de la gestion en temps réel des congestions	77
1.	Gestion en temps réel des congestions	79
2.	Résultats de simulation.....	80
i.	Sans système de stockage	81
ii.	Avec système de stockage	85

iii. Conclusion	92
D. Conclusion.....	92
IV. Dimensionnement et localisation des réserves	92
A. Introduction	92
B. Algorithme de localisation et de quantification des réserves.....	93
C. Illustration sur le réseau de 4 nœuds.....	95
D. Conclusion.....	97
V. Aspect économique pour le traitement des congestions locales	97
A. Introduction	97
B. Présentation des mécanismes financiers	98
1. Mécanisme de compensation entre les producteurs	98
i. Principe	98
ii. Etude économique.....	100
iii. Conclusion	103
2. Mécanisme basé sur un marché pour la gestion des congestions locales.....	104
i. Mécanisme de marché en utilisant la réglementation actuelle	105
ii. Mécanisme de marché en abrogeant la réglementation actuelle	105
iii. Etude économique.....	106
iv. Conclusion	111
C. Conclusion.....	111
VI. Conclusion.....	111
Chapitre 4. Application de la méthodologie de gestion des congestions locales sur	
un réseau réaliste.....	113
I. Introduction	113
II. Présentation du réseau IEEE-14 nœuds.....	113
III. Réglementation et rémunération des producteurs pour la gestion des congestions	115
A. Règle A.....	116
B. Règle B	116
C. Règle C.....	116
IV. Analyse en « J-1 »	117
A. Analyse des congestions au point critique.....	117
B. Localisation et quantification des réserves suivant la réglementation utilisée.....	121
1. Ordre d'efficacité suivant la réglementation utilisée	122
i. Règle A	122
ii. Règle B.....	123
iii. Règle C.....	124
2. Bilan sur la localisation et la quantification des réserves.....	126
V. Traitement en « J »	129
A. Règle A.....	129
B. Règle B	133
C. Règle C.....	136

VI.	Comparaison entre les réglementations utilisées.....	139
VII.	Conclusion	143
	Conclusion générale et perspectives	145
	Liste des publications	149
	Bibliographie	151
	Annexe A : Modélisation de l'alternateur synchrone.....	161
	Annexe B : Modélisation et commande du générateur éolien.....	165
	Annexe C : Implantation de l'algorithme de décision sous le logiciel EUROSTAG.	173

Introduction générale

La libéralisation du marché de l'électricité et le développement de la production décentralisée induisent de nouveaux problèmes scientifiques et techniques [Ackermann, 2005], [Gautier, 2005] et [Robyns, 2006]. Ces problèmes sont liés aux nouveaux types de sources, distribués géographiquement et se développant rapidement. Mais ils concerneront également, d'ici quelques années, la gestion, voire la structure des réseaux d'énergie. De plus, les engagements pris par l'Union Européenne pour réduire de 20% les émissions de CO₂ d'ici 2020 par rapport à 1990, ont favorisé le développement des énergies renouvelables pour la production d'énergie électrique. Ainsi, le parc éolien européen devra atteindre une puissance installée de 265GW d'ici 2020. Cependant, l'intégration de l'éolien dans le système suppose à la fois une architecture de marché qui lui soit adaptée et des capacités de transport du réseau régional en rapport avec la puissance éolienne installée. Aujourd'hui, pour permettre son entrée sur le marché, l'éolien doit être soutenu vu son coût de production trop élevé. Ce soutien peut prendre différentes formes, entre autres un soutien à l'investissement et un tarif de rachat garanti à un horizon défini. Le tarif de rachat nécessaire pour assurer la rentabilité rend l'éolien particulièrement tributaire du réseau. En effet, le tarif de rachat n'intègre que l'énergie effectivement produite. Il « impose » donc implicitement une maximisation de la production sans considération *a priori* des capacités du réseau. Quoiqu'il en soit, la proportion d'énergie « non produite » induit un manque à gagner pour le producteur éolien qui aura tendance à demander soit l'adaptation du réseau soit une adaptation du marché, ou les deux simultanément.

Cependant, le renforcement du réseau est basée sur une sécurité préventive souvent définie via la sécurité « N-1 ». Ce qui signifie que le réseau demeure exploitable en sécurité en cas de perte d'un élément quelconque de celui-ci. Or, la production éolienne présente une disponibilité faible ce qui rend la prise en compte de l'incident « N-1 » vis-à-vis de celle-ci extrêmement onéreuse. En conséquence, il se peut que l'accès au réseau de la production éolienne ne soit garanti que dans le cadre d'une structure en « N », c'est-à-dire quand tous les ouvrages constituant le réseau sont présents. Ainsi, en Irlande, l'opérateur de réseau, avec l'accord de l'autorité de régulation, considère que le réseau doit être capable d'accueillir la production éolienne seulement à l'état « N ». Les propositions récentes du régulateur anglais et de NGET, l'opérateur de ce réseau, seraient plus restrictives dans la mesure où même à l'état « N » la capacité de transport ne serait pas

nécessairement garantie. Il est à noter que si le réseau ne respecte plus structurellement la sécurité préventive de niveau « N-1 » en toutes circonstances, l'exploitation en sécurité suppose que l'on ait déployé les techniques nécessaires pour néanmoins garantir celle-ci. La gestion de la sécurité devient alors corrective puisqu'elle est implantée *via* un réglage *a posteriori*. Il s'agit d'un changement fondamental apporté à la gestion du système. Vu la nature de l'énergie renouvelable, ce changement devrait être concomitant à toute augmentation significative du taux de pénétration de ce type de source dans le système électrique.

Dans ces travaux, les critères de dimensionnement et la structure du réseau ne seront pas remis en cause. En effet, cela relève d'une décision politique qui se situe nécessairement en amont de la recherche telle que considérée ici. Ce qui est par contre visé, c'est l'utilisation optimale d'un réseau existant face à une pénétration croissante de sources exploitant l'énergie éolienne. L'objectif est alors de gérer les contraintes pouvant survenir sur le réseau en coordonnant entre elles différentes productions distribuées en s'appuyant sur des sources primaires dites « renouvelables », mais aussi sur des sources primaires différentes. Cela n'est pas sans effet sur la rentabilité des unités de production décentralisées. Ainsi, il est indispensable de mettre sur pied des méthodes permettant de traiter de façon équitable le partage des revenus entre les sources durant les périodes de contrainte. En effet, durant celles-ci, des réductions de production seraient imposées à différentes unités en partie en fonction de leur localisation dans le système, guidant ainsi les investissements en production vers des sites susceptibles de réduire les risques de surcharge.

En se plaçant dans le contexte d'un développement significatif de cette production décentralisée, les objectifs visés dans ces travaux sont les suivants :

- D'un point de vue technique, la mise sur pied d'une optimisation intégrée de la production et du réseau régional. Cela suppose l'optimisation des différentes participations des sources de production durant les périodes où des contraintes de réseau sont actives.
- D'un point de vue économique, la proposition de méthodes permettant de compenser le manque à gagner des producteurs locaux résultant des congestions. Ces développements seront considérés dans le contexte actuel, mais aussi dans un contexte où l'énergie éolienne serait compétitive sans subventionnement.

Ces objectifs doivent contribuer au maintien de la sûreté du système électrique dans le cadre d'une augmentation significative du taux de pénétration de la production renouvelable dans les réseaux électriques.

Le rapport de thèse sera divisé en quatre chapitres.

Le premier chapitre présentera les caractéristiques des éléments du système électrique nécessaire à l'étude de la gestion des congestions. De plus, les modèles de ces éléments nécessaires pour les simulations seront détaillés. Enfin, la gestion du système électrique et l'impact de la production décentralisée sur celle-ci seront exposés.

Le second chapitre sera consacré à un état de l'art des méthodes de gestion des congestions. Tout d'abord, la problématique des congestions sera présentée, suivi des méthodes de gestion des congestions. Enfin, les méthodes spécifiques au traitement des congestions locales partiellement créées par la production décentralisée seront analysées.

Le troisième chapitre développera la méthodologie proposée pour la gestion des congestions locales. Tout d'abord, la méthode utilisée pour le traitement des congestions en « J » sera présentée. Une procédure de planification du système électrique en « J-1 » sera ensuite proposée. La dernière partie de ce chapitre traitera des méthodes permettant la compensation financière des producteurs locaux.

Le quatrième chapitre présentera l'application de la méthodologie de gestion des congestions locales sur le réseau IEEE 14 nœuds afin d'analyser l'apport de la gestion des congestions proposée sur un réseau réaliste. Ainsi, des simulations numériques seront réalisées à l'aide du logiciel EUROSTAG et permettront d'analyser le comportement des sources de production. Ensuite, une étude économique montrera les interdépendances entre les résultats financiers liés au traitement des congestions et les réglementations employées pour la gestion des congestions.

Chapitre 1. Caractéristiques générales et modèles des éléments constituant un système électrique

I. Introduction

Un « système électrique » est un ensemble constitué d'unités de production, d'unités de consommation, de réseaux électriques et de centres de contrôle. Sa taille peut être faible pour les réseaux insulaires dans les DOM-TOM par exemple ou s'étendre à l'échelle d'un pays pour les plus grands réseaux. L'exploitation d'un système électrique est assurée par un GRT (Gestionnaire du Réseau de Transport). L'objectif de son exploitation est de garantir sa sûreté, favoriser les performances économiques et satisfaire les engagements contractualisés [RTE, 2004].

Dans ce chapitre, les caractéristiques générales des éléments constituant un système électrique seront présentées. Les modèles qui seront utilisés dans cette thèse seront présentés. Ensuite, les moyens mis en place par les GRT, permettant de garantir la sûreté du système électrique, seront détaillés. Finalement, l'impact de la production décentralisée sur la gestion du système électrique sera analysé.

II. Caractéristiques générales d'un système électrique

Les éléments constituant le système électrique sont : les charges, les générateurs et le réseau électrique. Les sous-sections suivantes présenteront chacun des éléments et leurs modèles qui seront utilisés dans la suite de la thèse.

A. Les groupes de production

La production d'énergie électrique a pour objectif de couvrir les besoins en énergie électrique d'un pays ou d'un territoire géographique défini par transformation d'une énergie primaire en énergie électrique. Les groupes de production peuvent être classés en deux catégories, la production dite centralisée et celle dite décentralisée. Les sous-sections suivantes présentent les caractéristiques de ces deux types de production.

1. Production centralisée

Les productions dites centralisées sont généralement des installations de grande taille unitaire, raccordées au niveau du réseau de transport. De plus, elles disposent d'une commande centralisée leur permettant de participer à la sûreté du système électrique. Les

technologies les plus largement utilisées sont les groupes thermiques à flamme, les groupes nucléaires et les grands groupes hydrauliques. La localisation de ces moyens de production est fonction de la disponibilité de l'énergie primaire ou de la nécessité d'une source froide pour les centrales à cycle thermodynamique, telles que celle illustrée à la figure 1.1.

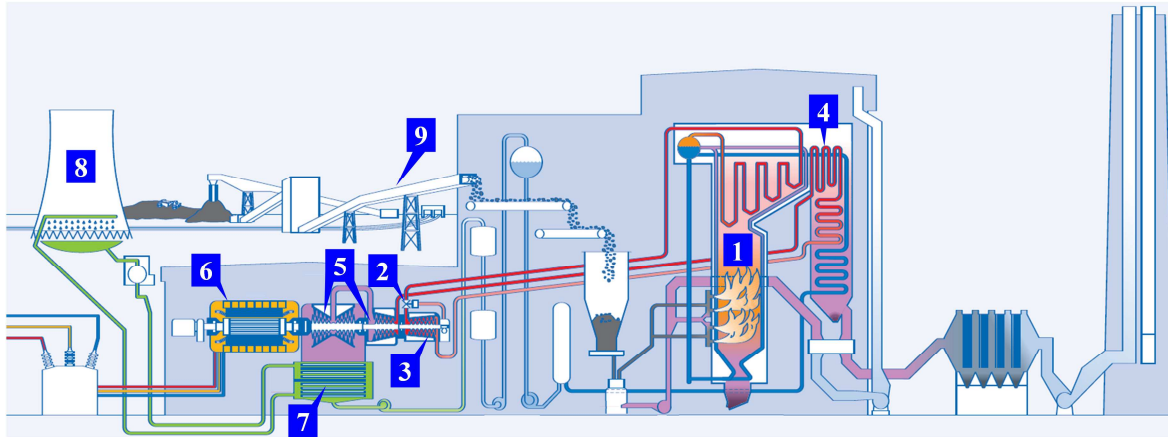


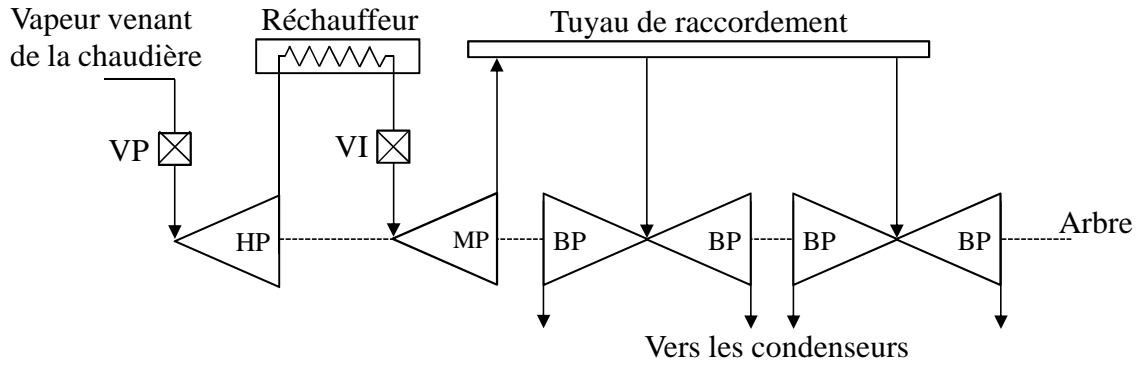
figure 1.1 : Fonctionnement d'une centrale conventionnelle à chaudière [RWE, 2009].

- 1) Chaudière, 2) Vanne, 3) Turbine HP, 4) Réchauffeur, 5) Turbines MP et BP, 6) Alternateur, 7) Condenseur, 8) Tour de refroidissement, 9) Charbon.

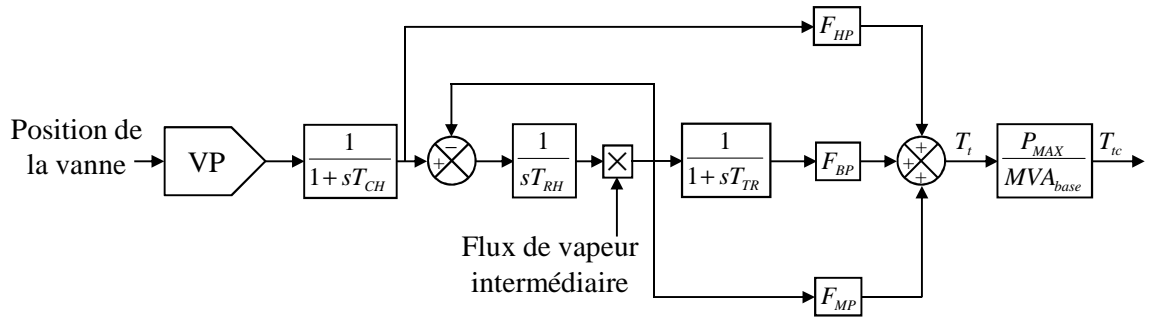
La figure 1.1 illustre le principe de fonctionnement d'une centrale conventionnelle à chaudière. La centrale fonctionne selon le cycle thermodynamique de Hirn.

L'eau liquide pressurisée est chauffée dans la chaudière (1) par combustion du charbon. L'eau, ainsi chauffée, est vaporisée et envoyée à la turbine (3) HP (Haute Pression). Le contrôle du débit de vapeur envoyée à la turbine est réalisé par l'intermédiaire d'une vanne (2). La détente de la vapeur dans la turbine permet de fournir de l'énergie mécanique. La vapeur est ensuite réchauffée (4) et renvoyée aux turbines (5) MP (Moyenne Pression) et BP (Basse Pression). L'énergie mécanique produite par l'ensemble des turbines est transmise à l'alternateur (6) qui génère de l'énergie électrique. Enfin, grâce au condenseur (7) et à la source froide (8), la vapeur se condense afin d'être réinjectée dans la chaudière.

Dans le cadre de cette thèse, seules des variations de puissance autour d'un point de fonctionnement seront considérées, ainsi la pression et la température dans la chaudière sont considérées constantes. Le contrôle de la puissance se faisant par l'intermédiaire de la vanne (2), seules les parties allant de la vanne jusqu'à l'alternateur seront modélisées. La figure 1.2 présente le modèle d'une turbine à vapeur [Kundur, 1994].



a) Diagramme schématique de la turbine.



b) Schéma bloc.

figure 1.2 : Modèle d'une turbine à vapeur [Kundur, 1994].

Le passage de la vapeur à travers la vanne d'admission principale (VP) est modélisé par une fonction de transfert du premier ordre dont T_{CH} en est la constante de temps ($T_{CH} = 0.3s$). Le réchauffeur (4) est modélisé par un intégrateur pur dont T_{RH} en est la constante de temps ($T_{RH} = 7s$). Le transit de l'étage MP à l'étage BP est modélisé une fonction de transfert du premier ordre dont T_{TR} en est la constante de temps ($T_{TR} = 0.3s$). Les turbines HP, MP et BP sont couplées sur un même arbre et la somme des couples de chaque turbine définit le couple mécanique total T_i . F_{HP} , F_{MP} et F_{BP} représentent respectivement les fractions du couple de la turbine générées par les sections HP, MP et BP. La somme de ces trois termes est égale à 1. Pour la modélisation, un changement de base permettant de passer de la base de la turbine à la base de l'alternateur est effectué, ainsi P_{MAX} représente la puissance maximale de la turbine et MVA_{base} est la puissance apparente de l'alternateur.

Le schéma bloc peut être simplifié par une fonction de transfert en négligeant T_{TR} par rapport T_{RH} et en supposant que la vanne a un comportement linéaire. L'équation (1.1) présente cette fonction de transfert :

$$\frac{\Delta T_i}{\Delta V_{VP}} = \frac{F_{HP}}{1 + sT_{CH}} + \frac{1 - F_{HP}}{(1 + sT_{CH})(1 + sT_{RH})} = \frac{1 + sF_{HP}T_{RH}}{(1 + sT_{CH})(1 + sT_{RH})} \quad (1.1)$$

où V_{VP} est la position de la vanne d'admission et s est l'opérateur de Laplace.

Ainsi, la vanne permet de contrôler directement le couple de la turbine. Le couple de la turbine est transmis à l'alternateur afin qu'il puisse produire de l'électricité. La modélisation de l'alternateur se fait à l'aide de la théorie classique de Park [Canay, 1969] et [Kundur, 1994]. Dans ces travaux, le modèle complet, détaillé dans EUROSTAG, est utilisé [EDF-Tractebel, 2004]. Le rotor du modèle est représenté par 4 enroulements équivalents : l'enroulement d'excitation et un amortisseur dans l'axe direct avec couplage magnétique entre ces enroulements et deux amortisseurs dans l'axe en quadrature (Annexe A).

Les moyens de contrôle centralisés, permettant aux centrales de participer à la sûreté du système électrique, sont le contrôle de la puissance active par l'intermédiaire de la vanne (VP) et le contrôle de la puissance réactive par action sur la tension d'excitation de l'alternateur. Le détail de ces contrôles sera présenté à la section III de ce chapitre.

2. Production décentralisée

Après la libéralisation du marché de l'électricité, de nouveaux investisseurs ont pu investir dans la production d'électricité. Cependant, la construction de productions centralisées demande un investissement important et la fluctuation sur les prix de l'électricité a incité les investisseurs à privilégier les investissements qui présentent les risques minima. De plus, en Europe, dans le cadre du développement durable [Directive, 2009], l'accent est mis sur la cogénération et les énergies renouvelables ce qui passe par le développement d'une production plus répartie que la production centralisée de grande puissance. Tout ceci a favorisé le développement de nouvelles technologies de production de petite capacité (< 50MW), raccordées au réseau de basse ou de moyenne tension. Ces différentes technologies sont regroupées sous le terme de « production décentralisée » [Crappe, 2003]. De nombreux types de production décentralisée existent et utilisent des énergies primaires très variées, d'origine renouvelable ou fossile [Crappe, 2003] et [Robyns, 2004]. Un panel des principales technologies est proposé ci-dessous.

i. Energie primaire fossile

- Les unités de production traditionnelle décentralisée, utilisant les énergies fossiles (gaz, charbon, pétrole), sont nombreuses et bien éprouvées, Les principales technologies sont : le thermique à flamme, basé sur des turbines ou micro turbines à vapeur ; les turbines à gaz et cycles combinés de cogénération ou trigénération ; les moteurs atmosphériques, diesel, etc. Le modèle de la turbine utilisant le thermique à flamme est identique à celui de la production centralisée présentée à la figure 1.2.

- La technologie des piles à combustible est un dispositif électrochimique produisant de l'électricité et de la chaleur par réaction chimique. Différents types de piles à combustible existent mais le combustible principalement utilisé est l'hydrogène [Hatziargyriou, 2000]. Les avantages de cette technologie sont un rendement pouvant atteindre 75% en cogénération et la possibilité d'utiliser cette technologie comme moyen de stockage d'énergie [Crappe, 2003]. Cependant, à l'heure actuelle, la production d'électricité à partir des piles est marginale.

ii. Énergie renouvelable

Les énergies renouvelables sont celles provenant de l'énergie produite par le soleil, l'eau des fleuves ou de la mer, le vent et la biomasse. Le terme renouvelable indique que ces énergies se renouvellent en permanence dans le temps, soit en continu, soit selon un cycle journalier, annuel, ou sur plusieurs années (bois des arbres) [Multon, 2003].

- L'énergie hydraulique est l'énergie renouvelable qui apporte la plus grande contribution à la production d'électricité dans le monde [Fridleifsson, 2008].
- L'énergie de la biomasse provient de la décomposition de produits d'origine végétale et animale ou de la combustion du bois ou d'autres végétaux.
- La géothermie utilise la chaleur latente de la terre. A grande profondeur, la géothermie est utilisée pour la production d'électricité alors qu'à faible profondeur, la géothermie est utilisée pour le chauffage.
- L'énergie solaire est utilisée de deux façons différentes pour produire de l'électricité [Sabonnadière, 2006]. La première, le photovoltaïque produit de l'électricité à partir de la lumière (photons) et la seconde, sous forme thermodynamique, dans des centrales solaires à concentration où le rayonnement du soleil est concentré par des miroirs pour chauffer un fluide à haute température. La chaleur de celui-ci entraîne la production de vapeur à haute pression, utilisée pour produire de l'électricité comme dans une centrale thermique classique.
- L'énergie éolienne utilise la force du vent pour produire de l'électricité au moyen d'aérogénérateurs. Cette énergie est d'autant plus importante que le vent est puissant [Sabonnadière, 2006].

Les productions décentralisées d'origine renouvelable n'ont pas toutes les mêmes caractéristiques. Ainsi, la production décentralisée à base d'énergie éolienne et solaire est difficilement prévisible et très fluctuante en raison de la nature de leur source primaire. Ce

type de source est considéré comme fatal et non dispatchable. Les anciennes installations ne disposaient pas de moyens de contrôle centralisé. Cependant, des centres de contrôle pour ces énergies sont envisagés avec de plus en plus d'attention

Dans la cadre de cette thèse, seuls les générateurs éoliens seront considérés, car la capacité installée de la production éolienne vis-à-vis de la production solaire est plus importante, 75 GW contre 16 GW fin 2009 dans l'UE [Euroserv'er, 2010 a] et [Euroserv'er, 2010 b]. La section suivante illustre le modèle d'un générateur éolien.

iii. Modèle d'un générateur éolien

Les générateurs éoliens actuellement raccordés sur les réseaux électriques sont généralement de deux types [Robyns, 2006] : les éoliennes à vitesse fixe composées d'une machine asynchrone à cage (MAS) ; les éoliennes à vitesse variable composées soit d'une machine asynchrone à double alimentation (MADA), soit d'une machine synchrone à aimants permanents (MSAP). Ces dernières seront utilisées dans le cadre de cette thèse car elles présentent deux avantages principaux. Le premier est que la machine électrique peut être couplée directement à la turbine évitant ainsi l'utilisation d'un multiplicateur et le second est d'éliminer le système de bagues et de balais qui induisent des coûts significatifs de maintenance.

La structure du générateur éolien utilisé est illustrée à la figure 1.3. Il a fait l'objet de plusieurs études [Leclercq, 2004], [Cimuca, 2005], [Davigny, 2007] et [Courtecuisse, 2008]. Afin d'extraire le maximum de la puissance disponible du vent, le couple de référence de la MSAP est adapté en fonction de la vitesse du vent. En effet, la dépendance entre la puissance mécanique de la turbine et la vitesse du vent est donnée par (1.2) :

$$P_t = \frac{\rho \cdot S \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot v^3}{2} \quad (1.2)$$

où ρ est la densité de l'air ($kg.m^{-3}$), S est la surface du rotor (m^2), v est la vitesse moyenne du vent au niveau des pales de la turbine ($m.s^{-1}$) et C_p est le coefficient de puissance de la turbine, en fonction de λ , la vitesse spécifique, et de β , l'angle d'inclinaison des pâles. La figure 1.4 illustre les variations du facteur de puissance en fonction de la vitesse spécifique et ce pour plusieurs valeurs de l'angle d'inclinaison des pales.

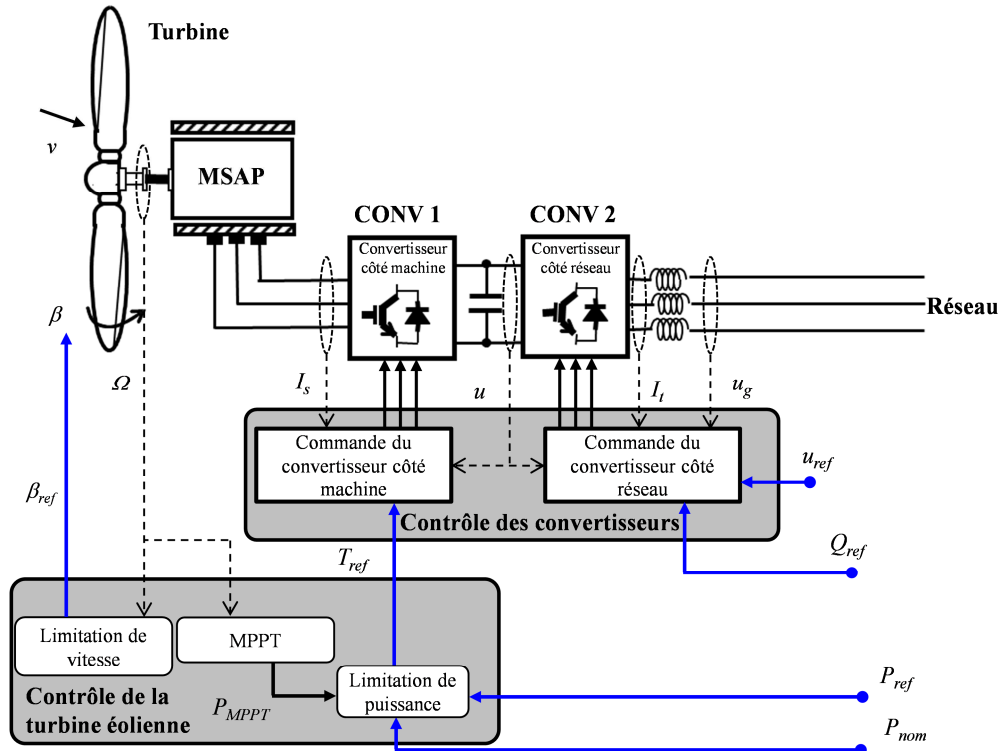


figure 1.3 : Générateur éolien considéré.

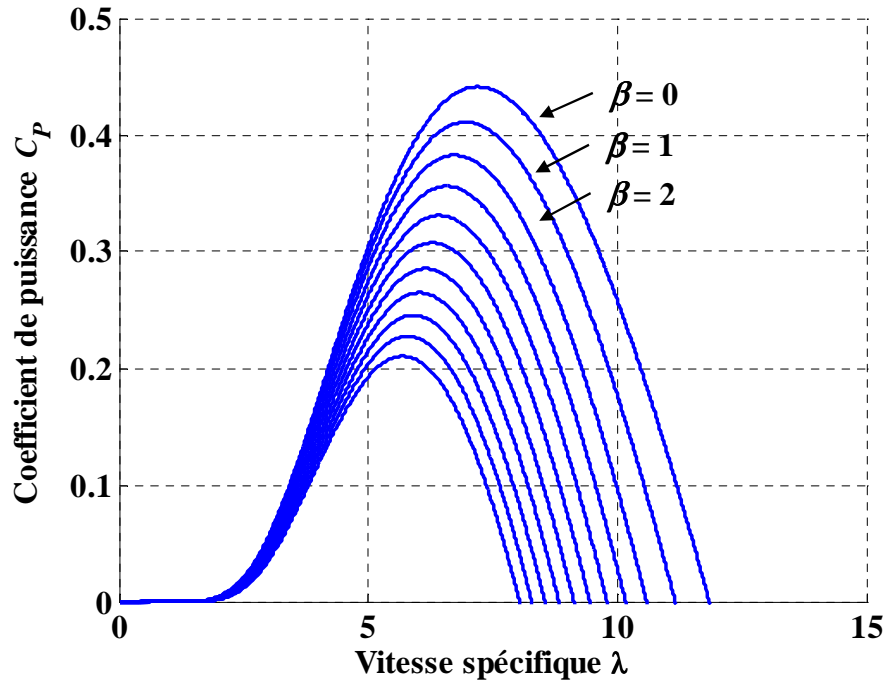


figure 1.4 : Variation de C_p en fonction de λ et de β .

La vitesse spécifique λ est donnée par (1.3) :

$$\lambda = \frac{R_t \cdot \Omega_t}{v} \quad (1.3)$$

où R_t est le rayon de la turbine (m) et Ω_t est la vitesse de la turbine ($rad.s^{-1}$). Afin d'extraire le maximum de puissance du vent, la turbine éolienne doit fonctionner à son coefficient

maximale (C_{pmax}) ce qui correspond à une vitesse spécifique optimale (λ_{opt}). Ce point de fonctionnement correspond au point situé au sommet de la courbe, lorsque β est égale à 0. La valeur de C_{pmax} dépend du modèle dynamique de la turbine [Ackermann, 2005]. Ainsi, le maximum de la puissance disponible du vent (P_{MPPT}) est obtenu en remplaçant dans (1.2), C_p par sa valeur maximale C_{pmax} et la vitesse du vent par l'expression (1.3). L'équation (1.4) présente l'expression de la puissance P_{MPPT} .

$$P_{MPPT} = \frac{\rho \cdot \pi \cdot R_t^5 \cdot C_{pmax} \cdot \Omega_t^3}{2 \cdot \lambda_{opt}^3} \quad (1.4)$$

Toutefois, comme la MSAP possède une puissance nominale (P_{nom}), P_{MPPT} ne sera pas toujours suivie. Ainsi, le couple de référence est donc (1.5) :

$$\begin{cases} \text{si } P_{MPPT} > P_{nom} \Rightarrow T_{ref} = P_{nom}/\Omega_t \\ \text{si } P_{MPPT} > P_{ref} \Rightarrow T_{ref} = P_{ref}/\Omega_t \\ \text{si } P_{MPPT} < P_{ref} \Rightarrow T_{ref} = P_{MPPT}/\Omega_t \end{cases} \quad (1.5)$$

Le contrôle du couple de la MSAP est réalisé par l'intermédiaire d'un onduleur MLI AC/DC (CONV 1) afin de suivre le couple de référence (T_{ref}). Pour éviter les excès de vitesse des pales Ω_t , le contrôle de l'angle d'inclinaison des pales (Pitch control) est utilisé. L'utilisation principale du pitch control se produit quand P_{MPPT} est supérieure à P_{nom} . De plus, l'onduleur (CONV 1) régule la partie en quadrature du courant de la MSAP à 0 afin d'éviter des pertes joules supplémentaires. Le second convertisseur (CONV 2) permet de contrôler la tension du bus continu et la puissance réactive du point de connexion afin de suivre respectivement u_{ref} et Q_{ref} . Le détail des modèles du générateur éolien et de sa commande est donné en Annexe B. Afin de simuler des fermes éoliennes, le modèle du générateur a été converti en per unit. Dans le cadre de la thèse, les constantes de temps électrique sont négligées devant les constantes de temps électromécanique, ce qui permet de simplifier le modèle du générateur. La figure 1.5 présente le modèle simplifié, ainsi seules les parties mécaniques et électromécaniques ont été conservées.

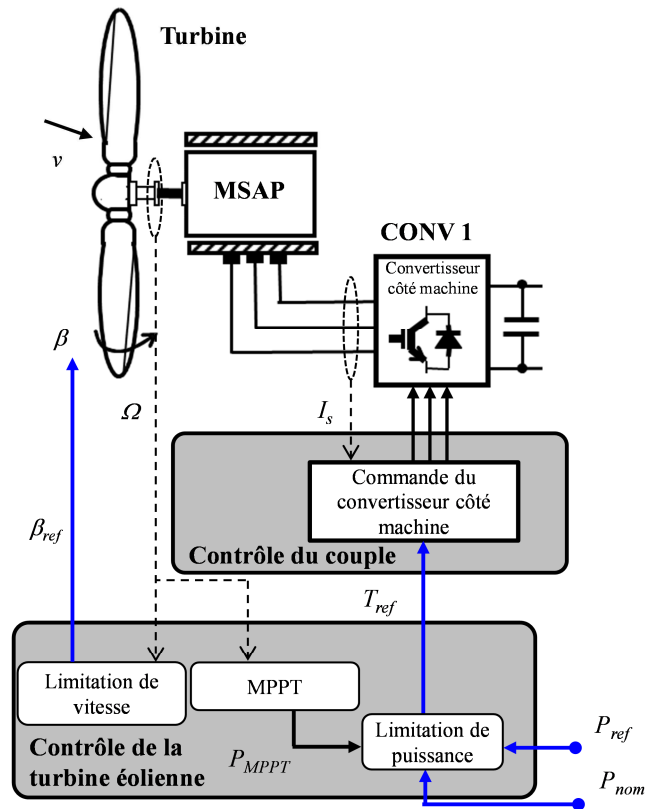


figure 1.5 : Modèle simplifié du générateur éolien.

B. La consommation

La consommation électrique correspond au besoin en énergie électrique d'un territoire. La prévision de la consommation est nécessaire pour l'exploitation du système électrique et généralement, la courbe de consommation d'un territoire est relativement bien caractérisée avec des creux et des pointes au sein d'une journée, comme le montre la figure 1.6.

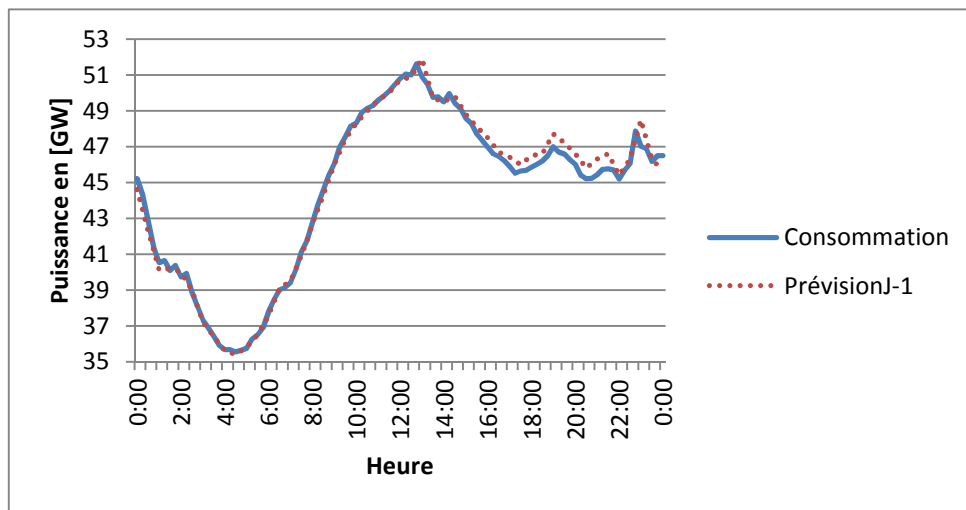


figure 1.6 : Fluctuation de la consommation en « J » et en « J-1 » en France le 18/08/10, [RTE, 2010 a].

Pour suivre les fluctuations de la consommation, étant donnée le peu de flexibilité de la consommation, la production doit être contrôlable. Cependant, l'insertion massive des productions éolienne et solaire dans certaines zones du réseau peut entraîner une surproduction locale et nécessiter des capacités de transport adéquates. Pour représenter ce phénomène, les creux et les pics de charge seront simulés. Les charges peuvent être modélisées par la représentation à charges agrégées, illustrées par (1.6) :

$$S_{Ch} = P_{Ch0} \left(\frac{u}{u_0} \right)^\alpha \left(\frac{f}{f_0} \right)^\gamma + jQ_{Ch0} \left(\frac{u}{u_0} \right)^\beta \left(\frac{f}{f_0} \right)^\delta \quad (1.6)$$

où S_{Ch} est la puissance apparente de la charge, P_{Ch0} et Q_{Ch0} sont respectivement la puissance active et réactive initiale de la charge, u_0 la tension initiale, f_0 la fréquence initiale et α , β , γ , δ sont des coefficients liés au comportement des charges. Pour ces travaux, la dépendance par rapport à la fréquence n'est pas prise en compte, ainsi γ et δ sont pris égaux à zéro. Néanmoins, celle vis-à-vis de la tension est considérée, ainsi les coefficients α et β sont respectivement égaux à 1.75 et 3.5 ; ces valeurs modélisent le comportement des charges de type résidentiel et commercial [Price, 1995].

C. Réseau électrique

Le réseau électrique a pour mission d'acheminer l'énergie des centres de production vers les lieux de consommation. Le réseau électrique est essentiellement composé de lignes et de postes de transformation.

1. Lignes aériennes et câbles souterrains

Les lignes aériennes sont composées de pylônes, de conducteurs, d'isolateurs et de câbles de garde. Le dimensionnement de ces composants peut être divisé en trois catégories : le dimensionnement géométrique, le dimensionnement mécanique et le dimensionnement électrique [Chanal, 2000].

Le dimensionnement géométrique doit permettre de garantir les distances d'isolement entre les conducteurs ou celles par rapport à un objet situé au sol. Le dimensionnement mécanique doit permettre à la ligne de ne pas rompre en cas d'efforts appliqués sur ces composants. Le dimensionnement électrique doit permettre de garantir la tenue de la ligne en cas de court-circuit. Les trois dimensionnement permettent de calculer la limite thermique de la ligne. La limite thermique est appelée l'Intensité Maximale Admissible en régime Permanent (I_{MAP}). L' I_{MAP} est calculée en faisant le bilan thermique des puissances [Gaudry, 1997] et [Standards-IEEE, 2007]. Les puissances provoquant l'échauffement de

la ligne sont la puissance émise par effet Joule et la puissance apportée par l'ensoleillement. Les puissances permettant la dissipation de la chaleur sont les puissances par convection et par rayonnement, ainsi suivant les saisons la valeur de I_{MAP} d'une ligne peut être différente.

Les câbles souterrains sont des conducteurs entourés d'une gaine qui assure l'isolation du câble par rapport à son environnement extérieur. Ainsi, son dimensionnement est lié à la puissance transportée, aux pertes diélectriques, aux propriétés mécaniques et à la capacité linéique des câbles.

Dans ces travaux de recherche, seules des lignes aériennes seront considérées. La modélisation utilisée est le modèle en Π [Sabonnadière, 2007 b].

2. Postes de transformation

Les postes de transformation permettent de faire le lien entre les différents niveaux de tension du réseau électrique (400kV, 225kV,...). La figure 1.5 illustre un poste électrique 225/90kV. Les postes électriques sont composés de différents appareils électriques : des transformateurs ; des dispositifs de sécurité et de mesure et des jeux de barre. Les jeux de barres sont des éléments importants en raison de la possibilité qu'ils apportent de modifier la topologie du réseau afin d'obtenir une meilleure répartition des flux de puissance sur celui-ci.

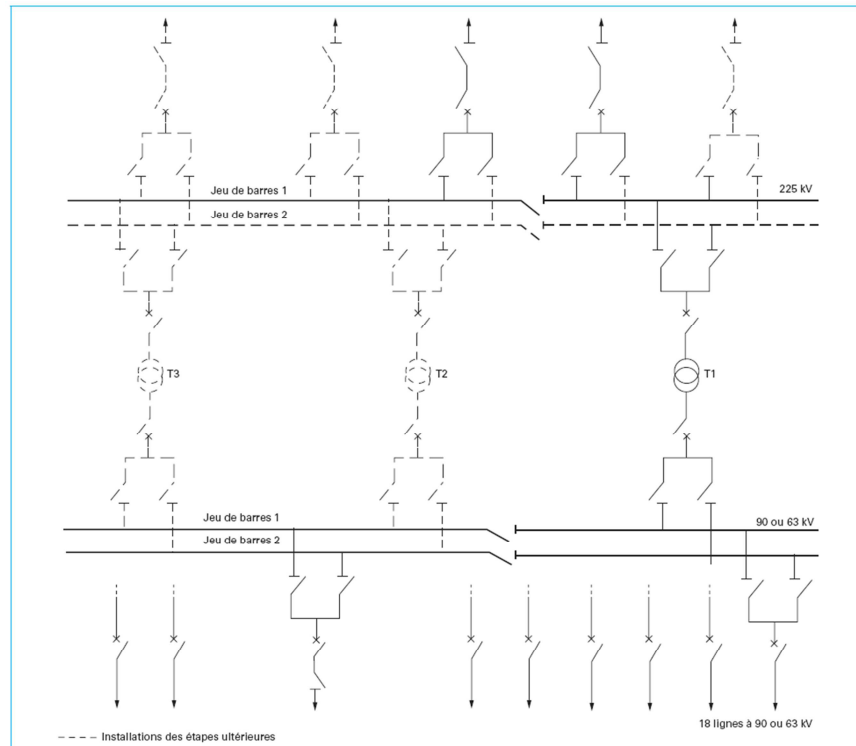


figure 1.7 : Postes de transformation [Devatine, 2009].

Cependant, dans le cadre de la thèse, la topologie du réseau ne sera pas volontairement modifiée en exploitation et seuls les transformateurs sont modélisés. Le modèle des transformateurs utilisé est le modèle en Π [Kundur, 1994] et [EDF-Tractebel, 2004].

III. Gestion du système électrique

La gestion du système électrique est assurée par les gestionnaires du réseau de transport (GRT) et vise à atteindre trois objectifs [RTE, 2004] :

- Garantir la sûreté de fonctionnement ;
- Satisfaire les engagements contractuels pris auprès des clients, notamment en matière de qualité de fourniture ;
- Favoriser les performances économiques et l'ouverture du marché de l'électricité.

Afin de garantir la sûreté de fonctionnement, le GRT doit se prémunir des différents aléas pouvant survenir afin de réduire le risque de coupure généralisé. Les risques pouvant apparaître sont de quatre types [RTE, 2004] :

- L'écroulement de la fréquence ;
- L'écroulement de tension ;
- La rupture de synchronisme ;
- Les surcharges en cascade.

Ainsi, les GRT doivent prévoir des marges de sécurité, sur base de prévision de la consommation et sur base des plans de production en « J-1 ». Cependant, ces marges peuvent être augmentées par accroissement de la part des sources décentralisées d'origine renouvelable dans la production d'énergie électrique. En effet, les sources d'origine renouvelables sont souvent intermittentes (éolien, photovoltaïque,...) et représentent une part importante de la production décentralisée [EDF, 2009]. Le problème de ces sources est l'incertitude de la prévision de leur source primaire (vitesse du vent, ensoleillement,...), qui induit une incertitude de la production électrique. La prévision est globalement bonne en ce qui concerne l'amplitude mais présente une incertitude sur le moment où ce niveau de production sera atteint [Holttinen, 2004]. Ainsi, au Danemark, des erreurs de prévisions à 24h sur la production éolienne peuvent être de 50%, du à la difficulté de définir le moment des pics de production [Ackermann, 2005]. Afin de compenser les erreurs de prévision, des réserves en capacités de production contrôlables sont nécessaires. Le GRT

doit également disposer de capacité de transport supplémentaire à ce moment pour l'évacuation de cette production [EON, 2005].

Les sous-sections suivantes présentent les moyens de contrôle mis en place par les GRT pour se prémunir des quatre risques. De plus, l'impact de la production décentralisée sur ces moyens de contrôle sera exposé.

A. L'écroulement de la fréquence

Le dimensionnement des appareils générateurs et récepteurs tient compte de la valeur de la fréquence d'utilisation. En conséquence, la fréquence doit être maintenue dans des plages de fonctionnement définies par la norme européenne EN50160 :

- 50Hz \pm 1 Hz pour 99,5% du temps sur une année.
- 50Hz + 4Hz / - 6Hz pendant 100% du temps.

La stabilité de la fréquence représente l'équilibre entre la production et la consommation et est fixée par la vitesse de rotation des alternateurs. L'équation (1.7) représente l'équation des masses tournantes décrivant la variation de vitesse des alternateurs (Ω_t) en fonction des variations des couples des centrales de production (T_p) et celui exercé par la consommation et par les pertes (T_c) :

$$J_s \frac{d\Omega_t}{dt} = T_p - T_c \quad (1.7)$$

où J_s est l'inertie globale du réseau qui est la somme des inerties des groupes de production.

Pour une perte de production ou une augmentation de consommation, Ω_t va diminuer ce qui entraînera une diminution de la fréquence. La chute de fréquence sera plus ou moins élevée suivant la valeur de l'inertie. Afin de stabiliser la fréquence, l'équilibre entre les couples doit être assuré, c'est pourquoi des réglages ont été établis : le réglage primaire, le réglage secondaire et le réglage tertiaire.

1. Réglage primaire

Lors d'un incident majeur, le déclenchement d'un groupe par exemple, pour éviter une variation importante de la fréquence, il est nécessaire de rétablir rapidement l'équilibre entre les puissances. Pour cela, le réglage primaire de fréquence a été mis en place. Ce réglage est une boucle de régulation au niveau de chaque alternateur, permettant de réguler la production électrique en fonction des variations de fréquence. La régulation est réalisée

grâce à un régulateur de vitesse de type proportionnel qui agit sur les organes d'admission du fluide moteur de la turbine. La droite de statisme idéale d'un groupe de production est donnée à la figure 1.8.

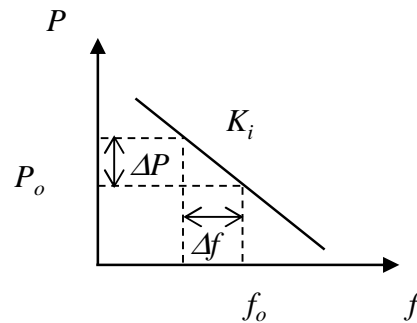


figure 1.8: Droite de statisme pour un groupe.

La caractéristique du réglage primaire appelée droite de statisme est donnée par (1.8) :

$$\Delta P = K_i \cdot \Delta f \quad (1.8)$$

où Δf est l'écart en fréquence par rapport à f_0 qui est la fréquence de référence, P_0 et ΔP est l'écart en puissance par rapport à P_0 qui est la puissance de référence du groupe et K_i est le statisme du groupe. Pour l'ensemble des groupes du réseau électrique, la relation (1.8) devient :

$$\Delta P_{res} = K \cdot \Delta f \quad (1.9)$$

$$\text{Avec } K = \sum K_i \quad (1.10)$$

où ΔP_{res} est la réserve primaire nécessaire pour faire face à une variation de fréquence Δf . En 2004, L'UCTE (Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité), remplacé par l'ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), préconisait pour son réseau, une réserve primaire minimale de 3000 MW. Ceci correspond à la perte simultanée des deux plus groupes de production et une énergie réglante primaire égale à 20000 MW/Hz [RTE, 2004].

i. Contrôle au niveau des groupes centralisés

La figure 1.9 illustre le réglage primaire de fréquence au niveau des groupes de production classique. Le modèle de la turbine ayant été détaillé précédemment, la figure 1.10 illustre celui du régulateur. Ainsi, lorsqu'une variation de fréquence se produit, un écart sur la vitesse de rotation de l'alternateur ($\Delta \Omega$) apparaît. Le relais de vitesse permet de contrôler la vanne. Et le servomoteur permet d'agir sur cette vanne. Le relais de vitesse est modélisé par une fonction de transfert du premier ordre dont T_{SR} est la constante de temps ($T_{SR} = 0.1s$).

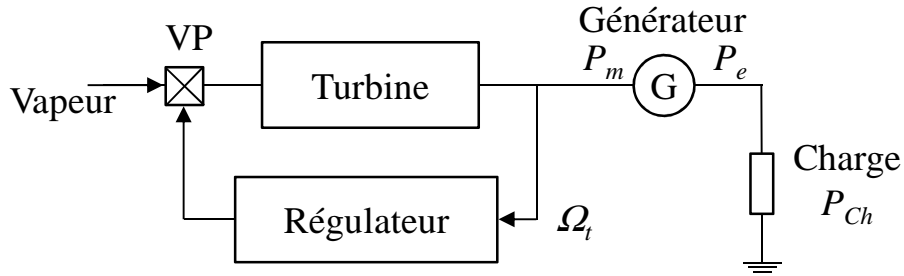
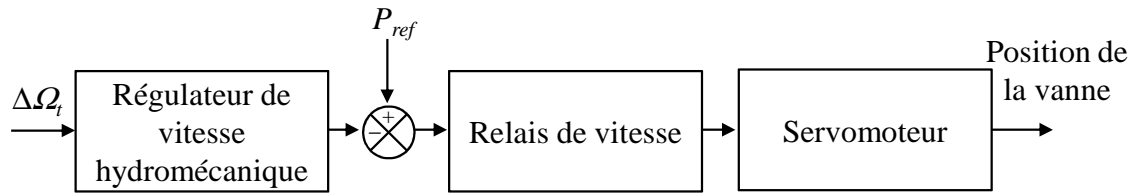
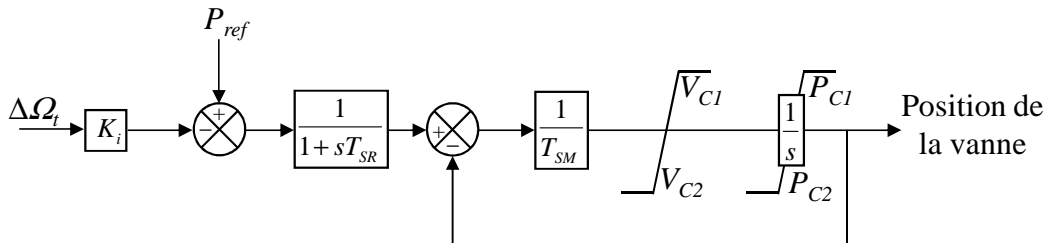


figure 1.9 : Principe de fonctionnement du réglage primaire de fréquence [Kundur, 1994].



a) Diagramme du régulateur.



b) Schéma bloc du régulateur.

figure 1.10 : Modèle du régulateur de vitesse [Kundur, 1994].

Le servomoteur est muni d'un asservissement en boucle fermée de la position de la vanne, avec un gain intégral T_{SM} ($T_{SM} = 0.3s$), des limites sur la vitesse d'ouverture V_{C1} ($V_{C1} = 0.1p.u./s$) et de fermeture V_{C2} ($V_{C2} = -1p.u./s$) et des limites de position P_{C1} et P_{C2} , respectivement égales à 1 et 0 p.u.

ii. Contrôle au niveau des groupes décentralisés

Les groupes décentralisés étant de faible puissance, ils ne participent généralement pas au contrôle de la fréquence. Cependant, les groupes décentralisés doivent rester connectés au réseau électrique en cas de variation de la fréquence. Ainsi, en France, l'arrêté ministériel de avril 2008 sur les prescriptions techniques pour le raccordement prévoit que les productions décentralisées doivent être déconnectées si la fréquence sort de la plage 49,5-50,5 Hz (pour une puissance installée < 5MW) ou de la plage 47-52 Hz (pour une puissance installée > 5 MW).

Cependant, lors de l'incident du 4 novembre 2006, le délestage de la production éolienne, lorsque la fréquence a chuté, a conduit à amplifier cette chute de fréquence

[UCTE, 2007]. Ainsi, certains GRT dont le GRT irlandais imposent aux fermes éoliennes de participer au réglage de la fréquence selon la caractéristique de la figure 1.11 [EIRGRID, 2009].

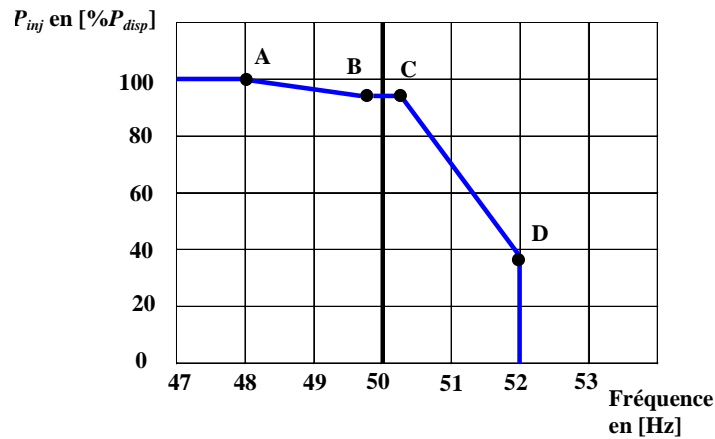


figure 1.11: Caractéristique statique du réglage de fréquence.

Ainsi, lorsque la fréquence est comprise entre 49.8 et 50.2 Hz, la puissance de la ferme éolienne est inférieure à sa puissance disponible. Si la fréquence est inférieure à 48 Hz, la ferme peut produire son maximum et pour une fréquence supérieure à 52 Hz, la ferme éolienne est déconnectée du réseau. Néanmoins, la participation des fermes éoliennes au réglage primaire de fréquence est limitée à celles raccordées au niveau du réseau de transport.

L'action du réglage primaire seul ne suffit pas car il n'annule pas l'erreur statique au niveau de la fréquence. De plus pour un incident en France, les groupes de production européens participent au réglage primaire de fréquence, ce qui entraîne une modification les échanges au niveau des lignes d'interconnexion.

2. Réglage secondaire

Pour pouvoir rétablir les échanges internationaux et annuler l'erreur statique, le réglage secondaire de fréquence a été mis en place. Le réglage secondaire est automatique et peut prendre de trois formes : centralisé, pluraliste ou hiérarchique [UCTE, 2006].

- **Centralisé** : Le réglage secondaire est réalisé par un seul contrôleur (cas de la France).
- **Pluraliste** : Le pays est découpé en plusieurs zones électriques, chaque zone ayant un réglage indépendant (cas de l'Allemagne).
- **Hiérarchique** : Ce réglage est basé sur un réglage de type pluraliste muni d'un contrôleur centralisé qui coordonne les différentes zones (cas de l'Espagne).

Le principe du réglage secondaire de fréquence sera expliqué dans le cadre d'un réglage secondaire du type centralisé, illustré par la figure 1.12.

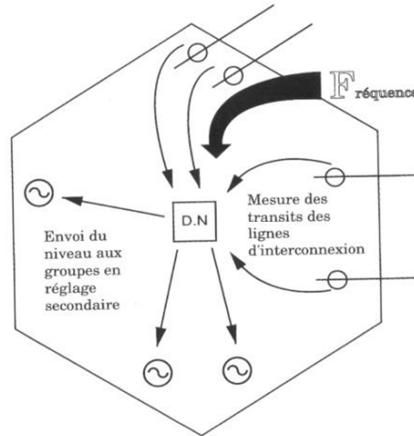


figure 1.12: Réglage secondaire centralisé [RTE, 2004].

Le réglage a pour but de maintenir proche de zéro l'écart de réglage G fourni par :

$$G = \Delta P_i + \lambda \cdot \Delta f \quad (1.11)$$

$$\text{Avec } \Delta P_i = P_{éch} - P_{prog} \quad (1.12)$$

$$\text{Et } \Delta f = f - f_0 \quad (1.13)$$

où $P_{éch}$ est le bilan des échanges de puissance sur les lignes d'interconnexion, P_{prog} est l'échange de puissance programmé, ΔP_i est l'erreur sur les échanges et λ est un coefficient appelé énergie réglante secondaire [MW/Hz].

En France, un contrôleur centralisé situé au Dispatching National (DN) modifie les programmes de production des groupes afin d'annuler l'écart G . Pour cela, il élabore un niveau de télé réglage nommé $N(t)$, compris entre -1 et 1, et le transmet à l'ensemble des groupes de production participant au réglage secondaire [RTE, 2006]. Le niveau $N(t)$ est donné par :

$$N(t) = -\frac{\alpha}{P_r} \cdot \int_{-1}^{+1} \left(\frac{G}{\lambda} \right) \cdot dt + \frac{\beta}{P_r} \cdot \frac{G}{\lambda} \quad (1.14)$$

où α est la pente du réglage en [MW/tour], β est le gain proportionnel en [MW/Hz] et P_r correspond à la réserve secondaire de la zone de réglage [MW]. P_r est la somme des réserves secondaires (p_r) de chacun des groupes de production participant au réglage secondaire. A titre d'exemple, pour une tranche nucléaire de 900MW, p_r est égale à 5% de la puissance nominale. La réserve secondaire recommandée par l'UCTE dépend de la consommation (L_{max}) de la zone de réglage suivant la courbe de la figure 1.13.

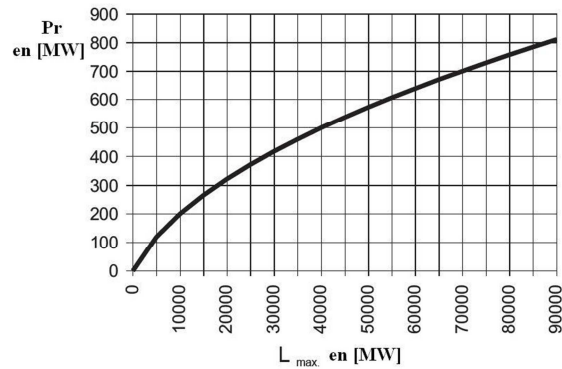


figure 1.13: Réserve secondaire recommandée [UCTE, 2006].

Le niveau $N(t)$, envoyé au groupe, est alors multiplié par p_r puis est ajouté à l'entrée P_{ref} de la figure 1.10. Pour limiter la sollicitation des groupes de production, la pente de variation du niveau $N(t)$ peut être régulée. Ainsi, en fonctionnement normal, le passage de $N(t) = -1$ à $N(t) = +1$ s'effectue en 13min, ce qui correspond pour une tranche nucléaire de 900MW à 7MW/min. Dans le cas d'un écart de réglage G important, le passage de $N(t) = -1$ à $N(t) = +1$ peut être effectué en 2min.

Dans le cadre de la thèse, une seule zone de réglage sera utilisée, ainsi les échanges commerciaux seront nuls et seule l'erreur statique de la fréquence devra être corrigée. Pour cela, un groupe sera utilisé uniquement pour le réglage secondaire. La puissance active de ce groupe sera régulée par un simple intégrateur dont la consigne sera l'écart en fréquence afin de maintenir la fréquence à 50Hz. Le gain intégral est choisi afin de corriger l'erreur statique en quinze minutes.

3. Réglage tertiaire

Dans le cas d'un incident majeur, les réserves primaire et secondaire peuvent être entamées voire épuisées, il est alors nécessaire de les reconstituer. Pour cela, en « J-1 », une réserve de disponibilité est établie et appelée réserve tertiaire afin de reconstituer les réserves pour réagir en cas de nouvel incident. La réserve est contractualisée entre le GRT et les producteurs. Elle est répartie sur plusieurs groupes de production. Les différentes réserves sont décomposées selon leur délai de mobilisation et leur durée d'utilisation. La mobilisation de cette puissance s'effectue manuellement par le dispatcheur (agent qui « conduit » le réseau).

B. L'écroulement de tension

Le maintien de la tension dans des plages de variation est essentiel pour la qualité de fourniture de l'énergie électrique. Pour le réseau de transport et de répartition, les plages de variation de la tension sont données par le tableau 1.1.

tableau 1.1: Plages de variation de la tension du réseau de transport et de répartition [Décret, 2003].

	Niveau de tension [kV]	Fonctionnement normal		Fonctionnement exceptionnel	
		Min [kV]	Max [kV]	Min [kV]	Max [kV]
Réseaux de transport	400	380	420	320	440
	225	200	245	180	250
Réseaux de répartition	90	78	100	72	102
	63	55	72	50	73.5

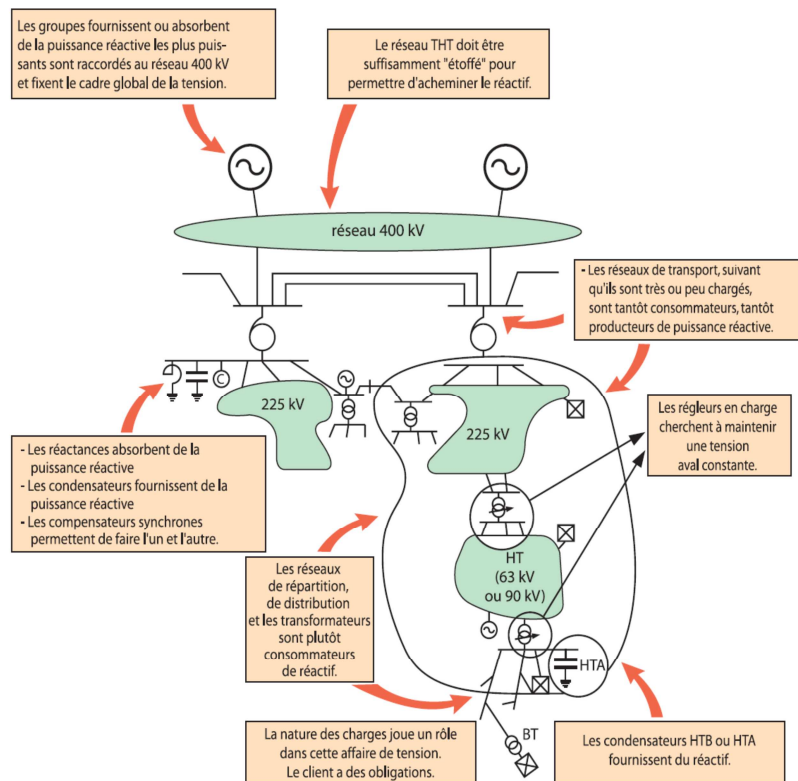


figure 1.14: Positionnement des différents moyens de réglage de la tension [RTE, 2004].

Dans le cas des réseaux de transport et de répartition, les variations de tension sont principalement dues à la circulation d'énergie réactive. Le réglage de la tension étant local, il est nécessaire de compenser l'énergie réactive en amont et en aval.

En aval, au niveau de la consommation les clients ont des obligations au niveau de leur consommation de réactif. Comme le montre la figure 1.14, au niveau du réseau de distribution, près de la charge, des moyens de compensation statique permettent de maîtriser le flux de puissance réactive. De plus, en France, l'arrêté ministériel de avril 2008 prévoit que toutes les productions raccordées en HTA doivent pouvoir fournir une

puissance réactive minimale égale à $0.4 \cdot P_{MAX}$ (P_{MAX} correspond à la puissance installée) absorber une puissance réactive égale à $0.35 \cdot P_{MAX}$. De plus, elles doivent être déconnectées si la tension sort de la plage 90-100 % de la tension nominale.

En amont, les groupes de production fournissent ou absorbent la puissance réactive. Des transformateurs à prise variable régulent la tension en aval. Enfin, des compensateurs peuvent absorber ou fournir de la puissance réactive.

Comme pour la fréquence, le réglage de la tension est hiérarchisé suivant trois types comme le montre la figure 1.15 : les réglages primaire, secondaire et tertiaire.

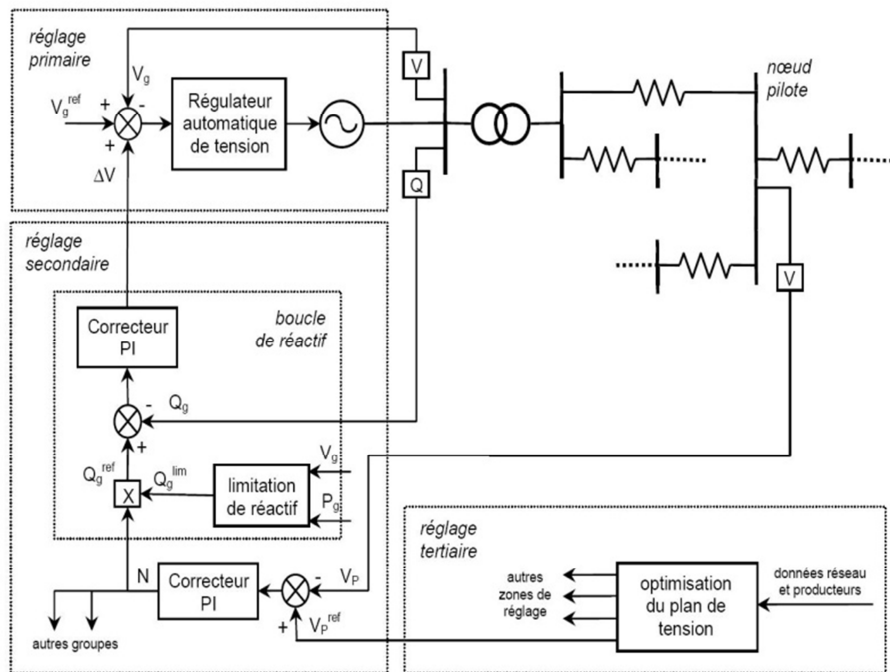


figure 1.15: Hiérarchisation du réglage de la tension [Richardo, 2006].

1. Réglage primaire

Le réglage primaire est automatique et décentralisé au niveau des groupes de production. Il permet de réguler la tension V_g (tension du générateur) à la consigne ($V_g^{ref} + \Delta V$) où V_g^{ref} est la tension de référence du générateur et ΔV est la correction définie par le réglage secondaire. La constante de temps du réglage primaire est de l'ordre de 100ms.

2. Réglage secondaire

Le réglage secondaire de tension doit permettre de réguler la tension V_p d'un nœud spécifique à une grandeur de référence fixée par le GRT (figure 1.15). Ce nœud spécifique est représentatif de la tension d'une zone et est appelé nœud pilote. Dans le cadre du réglage secondaire, le réseau électrique est divisé en différentes zones de réglage possédant chacune un nœud pilote, comme l'illustre la figure 1.16.

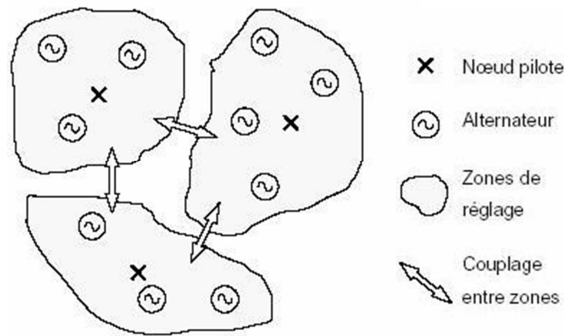


figure 1.16: Réglage secondaire de tension [Richardo, 2006].

Comme le montre la figure 1.15, le régulateur est divisé en deux parties : l'une est centralisée au niveau du dispatching régional et l'autre est décentralisée au niveau des groupes. Un correcteur PI, centralisé au dispatching de chaque zone, définit un niveau N à envoyer aux groupes de production de la zone, comme le montre la figure 1.15 pour régler la tension du nœud pilote.

Ensuite, la partie décentralisée du régulateur définit la contribution de chaque groupe de production au réglage secondaire de tension. La contribution est déterminée par le niveau N et une puissance réactive limite Q_g^{lim} calculée à l'aide de la tension V_g et la puissance active produite P_g .

Afin, d'éviter des perturbations entre le réglage primaire et secondaire, le temps de réponse du réglage secondaire est plus lent et de l'ordre de la minute.

3. Réglage tertiaire

Le réglage tertiaire est centralisé au niveau du dispatching national. Il consiste à réévaluer tous les quarts d'heure les valeurs des tensions des nœuds pilotes (V_p^{ref}), à l'aide d'un Optimal Power Flow (OPF), afin de garantir une bonne tenue globale de la tension.

C. La rupture de synchronisme

Le synchronisme est le fait que l'ensemble des centrales interconnectées au réseau électrique fonctionne à la même fréquence. Cependant, à la suite d'un court-circuit sur le réseau, les centrales proches du lieu du court-circuit peuvent voir une accélération de la vitesse de rotation de leur alternateur [Kundur, 1994]. Si l'alternateur ne peut pas se resynchroniser, il y a rupture de synchronisme. Afin d'éviter ces ruptures ; il est important d'éliminer les défauts le plus rapidement possible et de disposer de systèmes de régulation de tension et de vitesse robustes [RTE, 2004]. Néanmoins, en cas de désynchronisation d'une zone du réseau, des protections de débouclage sur rupture de synchronisme (DRS) permettent de l'isoler du reste du réseau.

D. Les surcharges en cascade

Dans le système électrique, la répartition du transit de puissance dépend de la localisation de la production, de la consommation et des moyens de compensation de l'énergie réactive. Elle dépend également des impédances des ouvrages de transport. Cependant, les ouvrages constituant le réseau électrique ont des limites de transit, la principale limite étant l' I_{MAP} présentée à la section II.C.1. Une congestion apparaît lors d'un dépassement de l' I_{MAP} . Une congestion risque d'endommager le conducteur et d'allonger la ligne réduisant ainsi les distances de sécurité par rapport au sol (végétation ou construction) et ainsi entraîner des risques d'amorçage d'un arc électrique et compromettre la sécurité des personnes ou des biens. Pour ce prémunir de ces risques, des protections de surcharge sont utilisées. Néanmoins, des surcharges temporaires peuvent être autorisées mais dans la situation où le dispatcheur n'a pas pu trouver une parade permettant de diminuer la surcharge dans la ligne avant un temps donné, l'ouvrage est déconnecté automatiquement à l'aide de sa protection de surcharge. La puissance qui transitait sur la ligne qui a été déconnectée, va se répercuter sur les autres ouvrages qui pourront alors se retrouver en surcharge. Si des mesures ne sont pas prises rapidement, d'autres déclenchements et de nouveaux reports de charge vont apparaître : c'est le phénomène de surcharge en cascade. Ce phénomène a été souvent à l'origine d'incidents généralisés tels que l'incident du 19 décembre 1978 en France [RTE, 2004], l'incident du 4 novembre 2006 sur le réseau UCTE [UCTE, 2007] et l'incident du 28 septembre 2003 en Italie [UCTE, 2004].

Le nombre de congestions peut être augmenté en raison de la multiplication des projets de production décentralisée et de l'accroissement de la puissance installée. Ce phénomène apparaît déjà au niveau des lignes d'interconnexion entre l'Allemagne et les pays limitrophes, à cause de la concentration importante d'énergie éolienne dans le nord de l'Allemagne [EON, 2005]. Afin d'éviter la congestion des lignes de transport et d'assurer la sécurité du réseau, de nouvelles lignes devraient être construites. Il faut cependant noter que le délai de renforcement d'un poste peut atteindre 5 ans et le délai de construction d'une nouvelle ligne peut atteindre 10 ans comprenant le temps de construction et le temps pour les démarches administratives. Par contraste, le temps de construction d'une ferme éolienne peut atteindre deux ans mais est généralement de cinq ans en France [Rious, 2007]. Ainsi pendant la période de transition, il est important de mettre en place des méthodes permettant d'éviter les congestions.

Ainsi, la gestion des congestions est primordiale pour garantir la sûreté du système électrique et la sécurité des personnes. Une synthèse des différentes méthodes de gestion des congestions sera présentée dans le prochain chapitre.

IV. Conclusion

Dans ce chapitre, une présentation des systèmes électriques a fait l'objet d'une première section. Cette section a présenté brièvement les caractéristiques des éléments constituant le système électrique et notamment leurs modélisations. Ensuite, la gestion du système électrique et l'impact de la production décentralisée sur cette gestion ont été présentés. Pour minimiser leur impact, les GRT ont mis en place des solutions. Cependant, la multiplication des projets éoliens et l'accroissement de la puissance installée engendrent des risques de congestion des lignes. De plus, le réseau électrique étant de type centralisé, il n'est pas toujours adapté pour accueillir la totalité des projets d'implantation de fermes éoliennes dans les zones rurales, zones où le dimensionnement du réseau était auparavant adapté aux seules consommations électriques locales. Ces travaux de thèse proposent de mettre en place une gestion des congestions pour coordonner la production décentralisée afin d'éviter les surcharges en cascade.

Dans le chapitre suivant, un état des lieux des différentes méthodes utilisées pour la gestion des congestions sera présenté.

Chapitre 2. Etat de l'art sur le traitement des congestions

I. Introduction

Le phénomène de congestion apparaît lors du dépassement des limites de capacité des infrastructures du réseau (ligne, transformateur,...). En effet, le dépassement du flux électrique admissible dans une ligne peut présenter des risques importants pour le système en provoquant des déclenchements de lignes, qui entraînent des reports de charge et peuvent causer des écroulements de tension tels que ceux constatés lors de l'incident du 19 décembre 1978 [RTE, 2004]. Afin d'assurer la sûreté du système électrique, des méthodes de gestion des congestions tant technique qu'économique ont été mises en place.

L'organisation de ce chapitre est la suivante : en première section, la problématique de la détermination des capacités de transport est présentée. Une seconde section présente un état de l'art des différentes méthodes de gestion des congestions et enfin la gestion spécifique de la production renouvelable intermittente pendant les périodes de congestion est détaillée.

II. Limites de transit d'un réseau électrique

Les limites de transit de chaque ouvrage composant le réseau électrique sont déterminées par les GRT en fonction des caractéristiques de chaque ouvrage et des marges de sécurité prises par le GRT pour se prémunir d'éventuels incidents. En général, les limites en cas d'incident sont plus contraignantes en raison de la difficulté de prédiction des transits sur un ouvrage et donc des reports de charge suite à un incident.

Les deux prochaines sections présentent les deux types de limite et la dernière section présente les coefficients d'influence de la localisation de la production et de la consommation sur le réseau sur la quantification du transit sur les lignes.

A. Limites physiques d'un réseau électrique

Les ouvrages électriques ont des capacités de transport physiquement limitées. On distingue deux types de limites physiques : les limites thermiques et les limites de stabilité angulaire.

1. Limites thermiques

Les limites thermiques sont liées à l'échauffement des conducteurs lors du passage du courant électrique. Le changement de température de la ligne entraîne une dilatation des conducteurs. Cette dilatation va augmenter la flèche de la ligne, et ainsi diminuer la distance d'isolement entre la ligne et le sol et créer un risque d'amorçage d'un arc électrique.

Afin de garantir à tout instant la sécurité du matériel et des personnes, le GRT doit surveiller que le courant transitant sur les ouvrages se situe au dessous d'un seuil limite appelé I_{MAP} . L' I_{MAP} est l'Intensité Maximale Admissible en régime Permanent et est fonction du bilan thermique des ouvrages (voir Chapitre 1.II.C.1). En cas de dépassement, et en raison de la constante de temps thermique (environ 15 min) d'une ligne aérienne [Standards-IEEE, 2007], le GRT dispose d'un temps limité, variable selon l'ampleur du dépassement pour ramener le transit à une valeur acceptable. La figure 2.1 illustre les différents seuils de déclenchement pour les lignes aériennes 400 kV. Sur le réseau 90 kV, la surcharge peut être de une minute pour un dépassement inférieur à 15% de l' I_{MAP} .

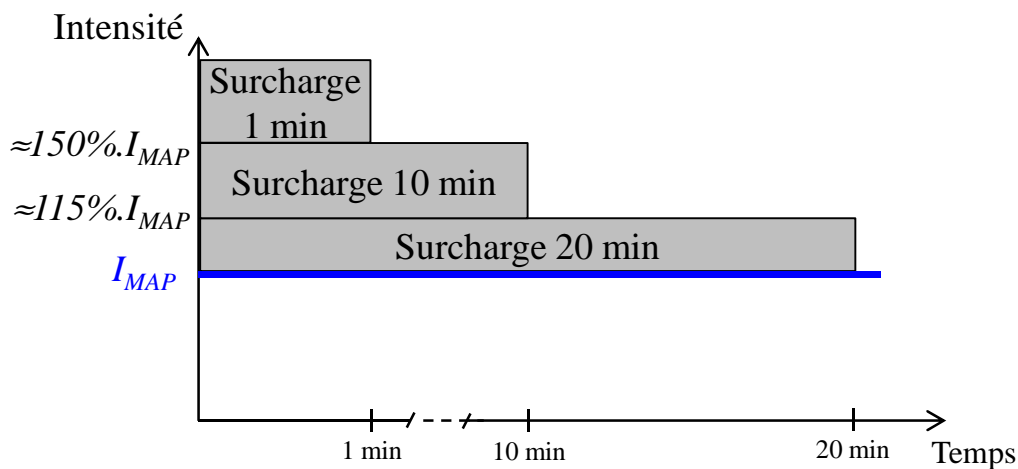


figure 2.1 : Représentation des délais de surcharge.

Si la surcharge est encore présente après l'écoulement du délai, une protection de surcharge déclenche automatiquement l'ouvrage. Les limites thermiques de transport sont variables suivant les conditions météorologiques [Chanal, 2000]. Ainsi, l' I_{MAP} est réduite en été du fait de la température élevée qui limite la dissipation de l'énergie thermique.

2. Limites de stabilité angulaire

La puissance pouvant être transitée sur une ligne de transport est limitée par les caractéristiques électriques de la ligne. En considérant, la ligne représentée par une

inductance pure, telle que montré à la figure 2.2, les puissances active (P_l) et réactive (Q_l) sont données par (2.1) :

$$\begin{cases} P_l = \frac{V_1 \cdot V_2}{X} \sin(\theta_2 - \theta_1) \\ Q_l = \frac{V_1 \cdot V_2}{X} (1 - \cos(\theta_2 - \theta_1)) \end{cases} \quad (2.1)$$

où V_1 et V_2 sont les amplitudes et θ_1 et θ_2 sont les angles des tensions aux bornes de la ligne et X est la réactance de la ligne.

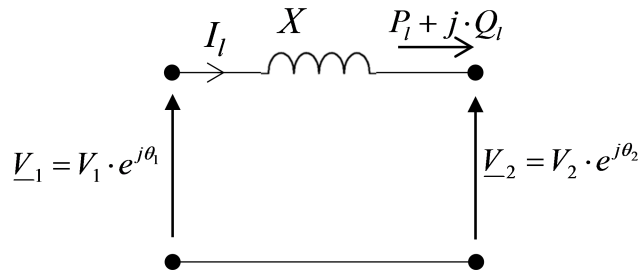


figure 2.2 : Ligne électrique représentée par une réactance.

Les puissances transitant sur la ligne dépendent de la réactance de la ligne, des niveaux de tension et des angles des tensions. En supposant que les deux tensions sont égales à V et en notant δ , l'angle de transport qui est le déphasage entre les tensions. Les puissances active et réactive deviennent (2.2) :

$$\begin{cases} P_l = \frac{V^2}{X} \sin(\delta) \\ Q_l = \frac{V^2}{X} (1 - \cos(\delta)) \end{cases} \quad (2.2)$$

En supposant que la tension et la réactance soient fixes, la figure 2.3 montre l'évolution des puissances active et réactive en fonction de l'angle de transport. Le flux de puissance active dans une ligne croît jusqu'à ce que l'angle de transport atteigne 90° . Ceci est la limite théorique de puissance pouvant circuler au travers d'une ligne. Ainsi, la valeur maximale de la puissance active transmissible est obtenue pour un angle de 90° et seule la partie correspondante à un angle de transport compris entre 0 et 90° représente le fonctionnement stable. La valeur de 90° correspond à la limite de stabilité statique. En pratique, une marge est considérée afin de tenir compte des instabilités transitoires, ainsi la valeur maximale admissible pour l'angle de transport est généralement de 30° .

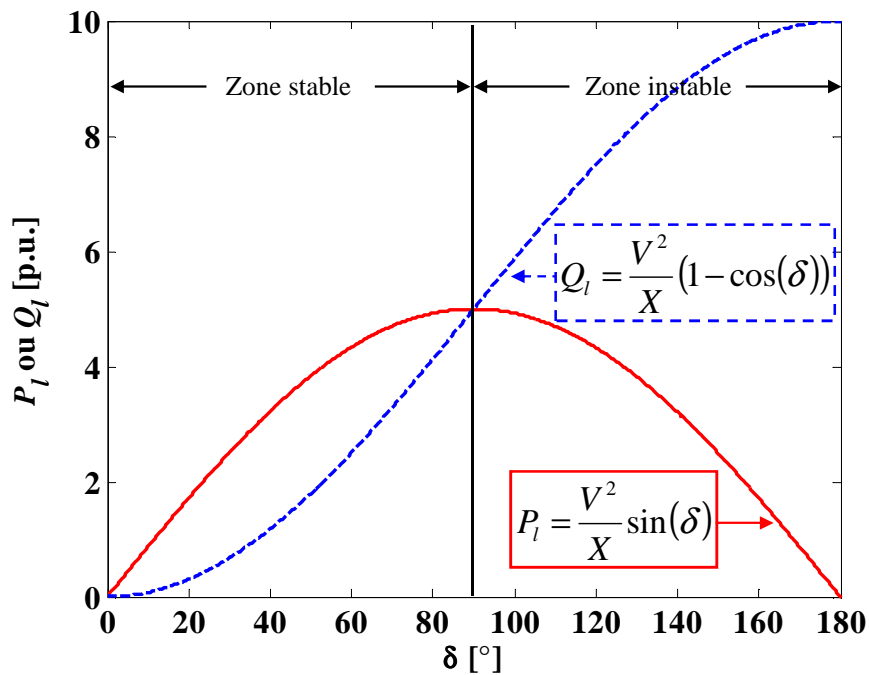


figure 2.3 : Variation des puissances active et réactive en fonction de l'angle de transport (δ), pour une ligne représentée par une inductance.

La puissance maximale dépend de la réactance de la ligne et de son niveau de tension. Ainsi, pour un même niveau de tension, plus la ligne est longue, plus sa réactance est importante ce qui réduit la puissance maximale. Dans le cas des lignes longues, la limite de stabilité angulaire est prépondérante devant la limite thermique. Pour les lignes courtes c'est l'inverse.

Dans le cadre de la thèse, seules les congestions sur le réseau de répartition (63 ou 90 kV) seront considérées. Les lignes sur ce réseau étant courtes, seule la limite thermique (I_{MAP}) sera prise en compte [Sabonnadière, 2007 b].

B. Limites liées à la sûreté de l'exploitation

En plus de l' I_{MAP} , des limites de sûreté d'exploitation sont considérées car l'exploitation des lignes électriques à leur capacité maximale peut entraîner lors du déclenchement d'une des lignes des risques de surcharge en cascade. Comme le montre la figure 2.4, le transit de puissance entre deux zones reliées par trois lignes identiques se répartit uniformément sur l'ensemble des lignes. En cas de déclenchement d'une ligne, les puissances transitant sur les deux lignes restantes augmentent de 50% sur chacune d'entre elles.

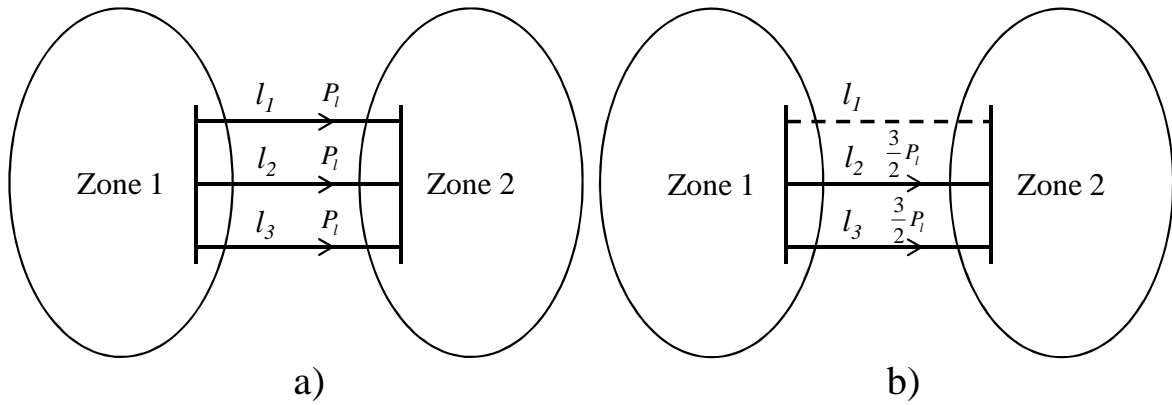


figure 2.4 : Répartition des flux de puissance dans le cas de trois lignes identiques. a) Les trois lignes sont présentes. b) Après le déclenchement de la ligne l_1 .

Si les trois lignes étaient à leur capacité maximale lors du déclenchement, les deux lignes restantes seraient en surcharge après l'incident. Pour se prémunir de ce phénomène, une marge de sécurité est nécessaire. La règle du « N-1 » est couramment utilisée pour quantifier cette marge. Cette règle impose que le réseau reste exploitable en cas de perte éventuelle de n'importe quel mais d'un seul des éléments du réseau. Ainsi, la marge de sécurité est telle qu'après la perte d'un ouvrage, aucune limite physique ne soit dépassée sur les ouvrages restants.

Néanmoins, lorsque plusieurs systèmes électriques sont interconnectés, la marge est difficile à définir car elle dépend des injections et des soutirages actuels de l'ensemble des systèmes électriques.

C. Mesure de l'influence d'actions individuelles

Pour évaluer l'influence des injections et des soutirages sur la répartition des flux de puissance sur les lignes, un coefficient d'influence est couramment utilisé. Ce coefficient appelé PTFDF (Power Transfer Distribution Factor) permet de représenter le fonctionnement complexe du réseau en un facteur qui relie les injections et les soutirages et les flux physiques [Zhou, 2005], [Fradi, 2001] et [ETSO, 2007].

Ainsi, lors d'un transfert de puissance entre deux zones d'un réseau alternatif, les lignes du réseau reliant ces zones ne sont pas utilisées de manière identique. L'exemple de la figure 2.5 illustre la répartition des flux de puissance lors d'un échange de puissance entre le Nord de la France et l'Italie. Cette répartition des flux de puissance dans le réseau européen est représentée en pourcentage de la puissance échangée, ici 1000MW [Haubrich, 1999].

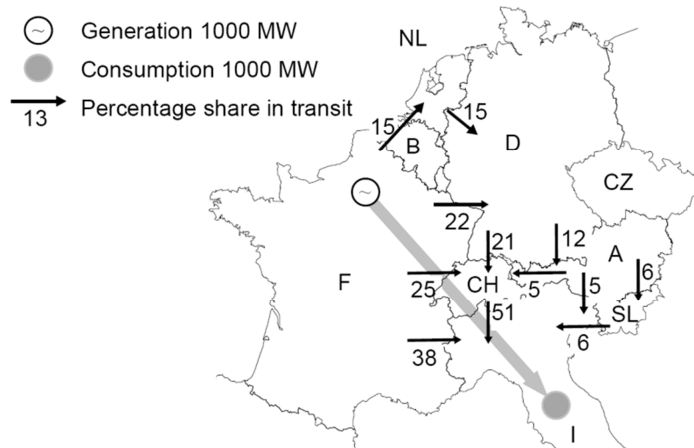


figure 2.5 : Répartition des principaux flux de puissance pour un échange de 1000 MW entre le Nord de la France et l'Italie [Haubrich, 1999].

L'échange de puissance entre le Nord de la France et l'Italie est réparti entre différents pays. Cette répartition dépend des impédances des lignes d'interconnexion entre les pays et des lignes internes à chaque pays interconnecté. Le PTDF détermine la proportion de puissance passant dans une ligne lors d'un échange de puissance entre deux nœuds. L'interprétation des PTDFs peut être résumée par l'équation (2.3) :

$$PTDF_{l,(i,j)}[\%] = \frac{S_{l,finale} - S_{l,initiale}}{P_{transaction(i,j)}} \cdot 100 \quad (2.3)$$

où $P_{transaction(i,j)}$ est la puissance échangée entre un producteur connecté au nœud i et un consommateur connecté au nœud j , $PTDF_{l,(i,j)}$ est le PTDF de la transaction entre les nœuds i et j pour la ligne l , $S_{l,initiale}$ et $S_{l,finale}$ sont respectivement la puissance apparente initiale et finale transitant sur la ligne avant et après la transaction. Ainsi, chaque transaction sur le marché de l'électricité se répercute sur l'ensemble des lignes du réseau et le PTDF permet de connaître la répartition de ces transactions sur le réseau. Cet indicateur est utilisé pour l'allocation des capacités de transport et par les méthodes de gestion des congestions.

D. Conclusion

Les différentes limites de capacité sont illustrées à la figure 2.6. Le calcul de l' I_{MAP} et l'étude de la stabilité angulaire définissent les limites maximales des lignes. De plus, des marges de sûreté d'exploitation sont prises pour se prémunir des incidents hypothétiques.

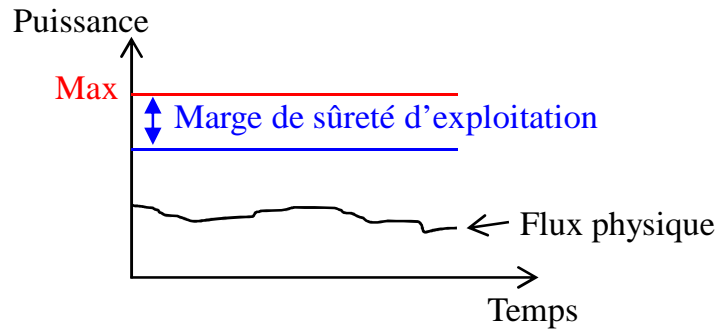


figure 2.6 : Représentation des différentes limites de capacité.

Afin de garantir que le flux sur les ouvrages ne dépasse pas la limite maximale, des méthodes de gestion des congestions ont été mises en place en « J-1 » et en « J ». En « J-1 », elles prévoient que les marges de sûreté d'exploitation soient respectées par tous les ouvrages et en « J », elles permettent de lever d'éventuelles congestions liées aux incidents hypothétiques. La section suivante présente les méthodes de gestion des congestions.

III. Méthodes de gestion des congestions

Les méthodes de gestion des congestions peuvent être classées en différentes catégories en fonction des moyens d'action choisis. Le tableau 2.1 présente ces différentes catégories.

tableau 2.1 : Catégories pour les méthodes de gestion des congestions.

Méthode de gestion « non marché »		Méthode de gestion « marché »
Liée à l'exploitation du réseau électrique	Liée à la réglementation	
<ul style="list-style-type: none"> • Modification de la topologie du réseau • Modification du plan de tension • OPF 	<ul style="list-style-type: none"> • Pro rata • Règle du « Premier arrivé Premier servi » • Par contrat 	<ul style="list-style-type: none"> • Re-dispatching • Enchères explicites • Enchères implicites

Il y a deux grandes catégories de gestion des congestions. Les méthodes de gestion « non marché » et celle « marché ». Les gestions « non marché » regroupent les actions techniques liées à l'exploitation du réseau développées lorsque le système électrique était centralisé et les actions réglementées. Les méthodes liées à la réglementation correspondent à la mise en place d'un droit d'accès privilégié à la capacité de transport. Cependant, ces réglementations ne permettent pas l'équité entre les producteurs. Ainsi depuis la libéralisation du marché de l'électricité, les GRT doivent être indépendants vis-à-vis des producteurs. C'est pourquoi des méthodes de gestion « marché » ont été proposées dont certaines sont déjà appliquées. Les méthodes « marché » sont nombreuses et

dépendent de l'interface existant entre les marchés d'énergie et le mécanisme d'allocation des capacités de transport [Pérez-Arriaga, 2004]. Les sections suivantes détaillent l'ensemble de ces méthodes.

A. Méthode de gestion « non marché »

Les méthodes « non marché » sont couramment utilisées par les gestionnaires de réseau et sont de deux types. Les méthodes liées à l'exploitation du réseau électrique permettent de déterminer un schéma d'exploitation garantissant la stabilité et la fiabilité du système électrique. Les réglementations permettent de gérer les capacités de transport et leurs droits d'accès. Les sections suivantes présentent ces deux types.

1. Méthodes liées à l'exploitation du réseau électrique

Cette section est divisée en deux parties, la première détaillant la procédure mise en place par les GRT et la seconde présentant les dispositifs proposés dans la littérature.

i. Méthodes appliquées par les GRT

Les GRT, qui garantissent la sûreté du système, ont mis en place des procédures pour la gestion des congestions. Ces procédures ont différents horizons temporels afin d'anticiper les risques.

Ainsi, le GRT français (RTE) a défini une ligne de défense sur trois niveaux : Prévention/Préparation, Surveillance/Action et Parades ultimes [RTE, 2004].

- La Prévention/Préparation consiste, suivant une étude prévisionnelle effectuée en « J-1 », à définir une topologie de réseau respectant la règle du « N-1 ». L'étude prévisionnelle se base sur un calcul de Load Flow qui permet d'établir la répartition des flux de puissance sur le réseau électrique suivant les lieux de production et de consommation. En comparant la répartition des flux de puissance et les limites des lignes de transport, le GRT peut prévoir les congestions éventuelles. L'étude prévisionnelle est réalisée généralement pour un point temporel de la journée. Souvent, ce point temporel correspond au moment le plus critique pour le réseau. Dans le cadre de la prévention, le gestionnaire du réseau peut imposer des contraintes d'exploitation aux différents groupes de production ou modifier son schéma d'exploitation afin de garantir la sûreté du système électrique.
- La Surveillance/Action consiste à effectuer des actions de conduite en temps réel permettant de lever les surcharges sur les lignes. Les actions peuvent être principalement de trois types ; la modification de la topologie du réseau, la

modification du plan de tension ou la modification des plans de production des groupes. La modification de topologie se fait soit par l'intermédiaire des jeux de barre (voir Chapitre 1.II.C.2), soit par ouverture ou fermeture de ligne. Ces actions modifient les valeurs de PTDF et entraînent donc une modification des transits sur les lignes. De plus, pour une même puissance, une augmentation (resp. diminution) de la tension diminue (augmente) le courant dans les ouvrages, ce qui accroît (resp. diminue) la capacité disponible.

- Les Parades ultimes consistent à délester la consommation et la production pour éviter des surcharges en cascade.

Ainsi, les méthodes employées par les GRT permettent de hiérarchiser les moyens afin d'éviter les congestions. Cependant, un meilleur contrôle de la puissance transitant sur les lignes pourrait permettre d'obtenir une meilleure utilisation des capacités des lignes. La section suivante propose une description de ces moyens de contrôle.

ii. Méthodes étudiées dans la littérature

Ces nouveaux moyens de contrôle permettent d'améliorer le contrôle des transits sur les liaisons et d'accroître les capacités de transport des réseaux. Ils exploitent au maximum les infrastructures existantes grâce aux nouvelles possibilités offertes par l'électronique de puissance. Ces possibilités sont généralement appelées FACTS, acronyme de « Flexible Alternative Current Transmission Systems ».

Les FACTS ont vu le jour dans les années 70 et certaines technologies sont actuellement installées sur le réseau électrique. Ainsi, les SVC (Static Var Compensator) et leurs améliorations, les STATCOM (Static Synchronous Compensator) sont les technologies les plus matures. Le but de leur développement est de permettre un meilleur contrôle de la tension en fonctionnement normal et en cas de défauts. D'après l'équation (2.2), un meilleur contrôle de la tension permet d'agir indirectement sur le flux de puissance. D'autres FACTS ont été développés et permettent d'agir sur les autres grandeurs (X ou δ).

[Yao, 2005] utilise le système SSSC (Static Synchronous Series Compensator) afin de modifier la réactance de la ligne, permettant ainsi de modifier le transit de la ligne. [Yao, 2005] montre que cela permet d'augmenter le taux de pénétration éolien sur un réseau existant. La méthode employée est l'utilisation d'un OPF qui détermine la localisation optimale du SSSC. La simulation du réseau IEEE 30 nœuds montre qu'un seul SSSC permet d'accroître la puissance éolienne installée de 15%.

[Gyugyi, 1991] propose un FACTS appelé UPFC (Unified Power Flow Controller) qui regroupe un STATCOM et un SSSC au sein d'un même dispositif permettant de contrôler la tension, l'angle de transport et la réactance de la ligne pour permettre un contrôle optimal du transit de puissance sur une ligne. Le schéma de principe de l'UPFC est présenté à la figure 2.7.

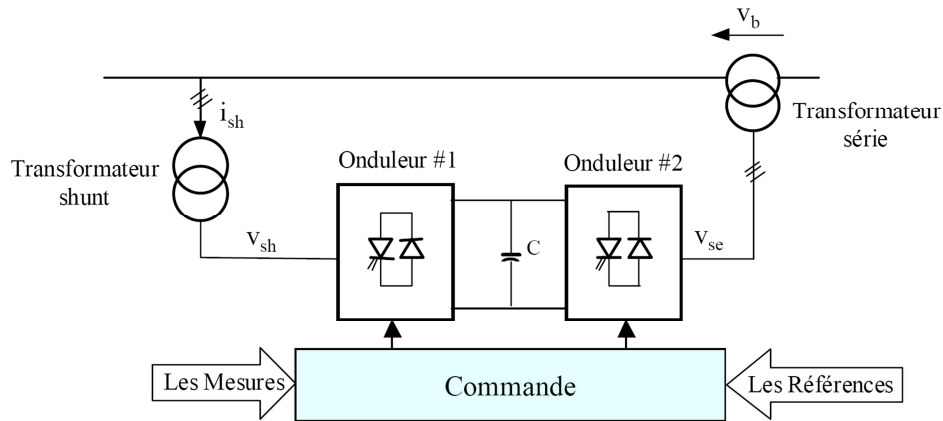


figure 2.7 : Schéma de principe de l'UPFC [Shahraki, 2003].

L'UPFC ne pouvant que contrôler le flux sur une ligne, [Gyugyi, 1999] a proposé un dispositif global permettant de contrôler le flux de toutes les lignes arrivant sur un même poste électrique. Ce dispositif s'appelle IPFC (Interline Power Flow Controller) et est illustré à la figure 2.8. L'IPFC peut être contrôlé en temps réel et directement par le GRT. Le GRT transmet les consignes de puissance pour chacune des lignes et l'IPFC régule la puissance dans les lignes.

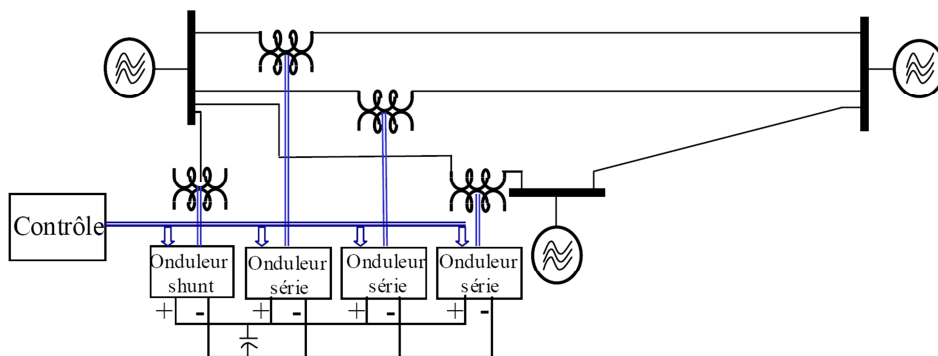


figure 2.8 : Schéma de principe de l'IPFC [Shahraki, 2003].

En conclusion, les FACTS permettent d'accroître les capacités de transport grâce à l'exploitation au maximum des limites du réseau. Néanmoins, si la capacité globale de transport est en deçà de la capacité nécessaire pour l'évacuation de la production les FACTS ne sont d'aucune utilité. Ainsi, les FACTS peuvent améliorer la répartition des flux de puissance sur lignes électriques. Mais en cas de surproduction importante dans une zone, le renforcement du réseau ou la réduction de la production restent les méthodes les plus efficaces pour éviter les congestions.

Des méthodes proposées dans la littérature analysent l'apport des systèmes de stockage pour reporter l'évacuation de la surproduction lorsque les capacités de transport le permettent, [Barton, 2004] et [Sabonnadière, 2007 a]. [Stanojevic, 2009] étudie l'apport d'un système de stockage dans le cadre de l'insertion de la production éolienne dans un réseau de distribution. L'étude est réalisée par un Optimal Power Flow en continu (DC-OPF). Ainsi, une ferme éolienne dont la capacité installée est de 5.9MW voit sa production d'énergie réduite de 160.7MWh/an en raison de la limite de transit. L'intégration d'un système de stockage de 0.3MW et d'une capacité de 1MWh au même nœud que la ferme éolienne permet de réduire l'énergie perdue par l'éolienne à 127.5MWh, représentant ainsi une baisse de 20%. Néanmoins, à l'heure actuelle, le coût des systèmes de stockage ne permet pas la généralisation de ce dispositif. De plus, l'utilisation d'un système de stockage pour gérer les congestions supposent que ce dispositif soit mis en place uniquement par les GRT. En effet, un producteur gérant un système de stockage aura pour seul but d'utiliser le différentiel entre les prix de l'électricité entre les heures creuses et les heures de pointe [Sabonnadière, 2007 a] pour obtenir un gain financier sans se soucier des problèmes de capacité.

Dans le cadre d'un développement important de la production intermittente, [Lenoir, 2009] préconise l'utilisation d'un Opérateur Automatique des Réseaux Electriques (OARE) afin d'aider à la prise de décision. L'opérateur proposé utilise la logique floue pour définir les actions à réaliser pour gérer les congestions. Cet opérateur peut être utilisé à la fois en planification et en temps réel. Les actions proposées par l'OARE sont soumises à l'opérateur pour décision finale (application ou non). L'algorithme de la logique floue est basé sur le PTDF. La comparaison de la méthode avec d'autres méthodes montre que la méthode proposée permet de diminuer les pertes et d'avoir une meilleure répartition du transit sur les ouvrages après la levée de la congestion. Cependant, la modification des injections des groupes de production en temps réel sont réalisées par le dispatcheur. Ainsi la procédure, regroupant l'OARE et l'action du dispatcheur, demande un certain temps pour lever la surcharge ainsi la méthode proposée par [Lenoir, 2009] s'applique que pour des surcharges de 20min ou de 10min. Elle ne peut pas s'appliquer pour les surcharges d'une minute. De plus, le coût de congestion n'est pas pris en compte dans la détermination des modifications des injections au niveau des groupes de production.

2. Méthodes liées à la réglementation

Les méthodes administrées [Consentec, 2004] sont basées sur la publication des capacités de transport. La première section décrit les règles les plus communes, et identifie leurs avantages et leurs inconvénients. La seconde section présente une amélioration de ces règles afin d'accroître le profit des producteurs.

i. Méthodes actuellement employées

Les méthodes actuellement employées par les GRT permettent de lier les capacités à un producteur particulier. Ainsi, trois méthodes existent et sont décrites dans les sections suivantes.

Contrat

Un contrat passé entre le GRT et un producteur permet à celui-ci d'utiliser la ligne comme s'il en était le locataire. Le contrat fixe les conditions d'utilisation et la durée d'utilisation. Cette méthode n'est pas transparente et est de moins en moins appliquée.

Pro rata

La méthode du « Pro rata » permet au GRT d'allouer les capacités de transport suivant les demandes faites par les producteurs. Si les demandes sont inférieures à la capacité restante sur la ligne alors toutes les demandes sont acceptées. En cas de congestion, l'ensemble des demandes est restreinte. L'équation (2.4) définit cette restriction :

$$Cap_{\text{Recue par A}} = \frac{Cap_{\text{Restante}}}{\sum Cap_{\text{Demandée}}} Cap_{\text{Demandée par A}} \quad (2.4)$$

où Cap est la capacité. La méthode est transparente pour les utilisateurs. Cependant elle est économiquement inefficace car tous les producteurs voient leur demande de capacité de transport réduite, quelle que soit la valeur qu'ils y accordent. Ainsi, les producteurs ne sont pas incités à participer à la réduction des congestions.

Règle du « Premier arrivé, Premier servi »

La méthode utilisant la règle du « Premier arrivé, Premier servi » permet à la première demande de réservation de capacité faite pour une période de temps donnée de posséder la priorité sur les réservations suivantes. Une fois que la capacité d'interconnexion est atteinte, les transactions ne sont plus acceptées par le GRT. Cette méthode encourage les participants à faire des prévisions, permettant aux GRT de mieux évaluer les échanges. L'inconvénient est que, dans certains cas, la méthode ne laisse pas assez de place pour les

opérations à court terme, qui est une exigence pour assurer le dynamisme du marché [Consentec, 2004]. Les réservations à long terme peuvent bloquer les capacités de transport pour de longues périodes, au cours desquelles peu d'activité à court terme du marché aura lieu. Plusieurs solutions sont disponibles pour éviter cela. Des pénalités peuvent être facturées aux utilisateurs qui n'utilisent pas la totalité de leur capacité. Certaines capacités peuvent être réservées pour les opérations à court terme. Des capacités peuvent être libérées en vertu du principe « utilisez-la ou perdez-la » (Use-it or lose-it). Si, le producteur n'utilise pas la totalité de la capacité demandé, la capacité non utilisée être réallouée à un autre producteur.

Dans la littérature, des méthodes améliorant ce principe sont proposées. Elles permettent aux producteurs de se céder mutuellement les capacités de transport contre rémunération permettant d'augmenter mutuellement leur profit. La section suivante présente une de ces méthodes.

ii. Méthodes étudiées dans la littérature

L'étude de [Matevosyan, 2006] se place dans le contexte où un producteur hydraulique possédant 250MW de puissance installée et une ferme éolienne de 60MW sont raccordés au même nœud. Cependant, le producteur hydraulique est prioritaire sur la seule ligne de transport de 250MW. Le producteur hydraulique et le producteur éolien sont tous deux soumis au prix du marché. Le marché utilisé par l'auteur est le marché spot et le prix de marché est défini pour une heure. Le producteur hydraulique doit gérer les réserves en eau dont il dispose.

Cette étude consiste à optimiser le profit du producteur hydraulique sur une semaine. Pour cela, deux cas sont analysés et comparés.

Dans le premier cas, le plan de production du producteur hydraulique est défini sur la journée suivant les prévisions des prix spot et les contraintes de réserve en eau. Le producteur éolien ne produit que quand une capacité de transport est disponible.

Le second cas optimise le plan de production du producteur hydraulique mais en intégrant les prévisions de la production éolien. Ainsi, sur la base des prévisions de vent, le producteur hydraulique propose au producteur éolien de lui acheter des capacités de transport. Ainsi, le producteur éolien achète le droit d'utiliser la ligne si son prix du MWh est inférieur au prix sur le marché. Cela permet au producteur hydraulique d'être payé tout en économisant de la ressource primaire.

Les résultats de simulation montrent que le producteur hydraulique économise de l'énergie au début de la semaine et produit cette énergie à la fin de la semaine. Ainsi, le producteur hydraulique augmente son profit de 590k€ entre le cas sans prise en compte des prévisions de vent et celui avec. De plus, la réduction de puissance imposée au producteur éolien est diminuée de 50% en faveur du second cas.

Cette étude montre qu'il est possible d'échanger les capacités de transport entre les producteurs afin qu'ils puissent augmenter leur profit.

B. Méthodes de gestion « marché »

Avec la libéralisation du marché de l'électricité, les producteurs peuvent participer à la gestion des congestions dans le cadre d'un marché de gestion des capacités. Ainsi, les producteurs sont directement concernés par la gestion des congestions. Les sections suivantes présentent les différentes méthodes basées sur un marché.

1. Méthodes actuellement appliquées

Ces méthodes permettent de traiter de façon non discriminatoire l'ensemble des producteurs. Les méthodes présentées dans cette section sont celles mises en place pour le traitement des congestions entre les systèmes électriques. De plus, ces méthodes permettent de générer des revenus qui pourront être réinvestis pour l'extension des capacités [Consentec, 2004].

i. Enchères implicites

Le terme « enchères implicites » est employé pour les mécanismes de marché qui intègrent simultanément le marché de l'énergie et celui des capacités de transport.

Ainsi, le prix local de l'énergie d'une zone spécifique intègre le prix de l'énergie et le coût d'utilisation du réseau. Le coût d'utilisation du réseau regroupe les pertes et les coûts des congestions. Pour calculer le prix local de l'énergie, des algorithmes d'optimisation sont utilisés dont l'objectif est de minimiser le coût de production en fonction des contraintes de capacité et d'équilibre entre la production et la consommation (les charges et les pertes).

Les zones spécifiques peuvent correspondre à un nœud électrique, ainsi les « enchères implicites » sont connues sous les noms de « prix nodal » ou « Location Marginal Pricing ». La différenciation des prix au niveau de chaque nœud est utilisée sur le système électrique de PJM (Pennsylvania–Jersey–Maryland) au nord-est des Etats-Unis.

Les zones spécifiques peuvent être plus étendues en regroupant plusieurs nœuds électriques. Cette méthode appelée « prix zonal » est utilisée au niveau du Nordic Power Market regroupant la Norvège, la Finlande, la Suède et le Danemark et pour gérer les capacités de transport entre la France, la Belgique et les Pays-Bas.

Les méthodes appelées « Prix zonal » nécessitent la mise place de méthodes de traitement des congestions à l'intérieur de chaque zone.

ii. Re-dispatching ou Counter-Trading

Le re-dispatching ou le Counter-Trading sont des méthodes pouvant être employées en « J-1 » et en « J ».

Le re-dispatching est une méthode permettant aux GRT de gérer les congestions suivant les offres faites par les groupes de production (resp. les consommateurs) pour leur modification de production (resp. consommation). L'objectif du GRT, donné à l'équation (2.5), est de minimiser le coût du re-dispatching :

$$\min \sum_k \text{Offre}_k (\Delta P_k) \quad (2.5)$$

où Offre_k sont les offres à la hausse ou à la baisse des acteurs et ΔP_k est la quantité de puissance offerte à la hausse ou à la baisse. Sous les contraintes :

$$\begin{aligned} \sum_k \Delta P_k &= 0 \\ \forall l \in \mathcal{L}, P_{l,MAX} &\geq |P_l + \Delta P_l| \text{ avec } \Delta P_l = \sum_k PTDF_{k,l} \cdot \Delta P_k \end{aligned} \quad (2.6)$$

où l est une ligne du réseau appartenant à l'ensemble des lignes du réseau \mathcal{L} , ΔP_l est la variation de la puissance transitant sur la ligne l et $PTDF_{k,l}$ est le coefficient d'influence de la ligne l pour une variation de puissance au nœud k .

Le re-dispatching est souvent utilisé en complément des méthodes « zonales » afin de traiter les congestions se produisant dans une même zone. L'inconvénient du re-dispatching est que le GRT interagit directement avec les producteurs, ce qui peut mettre en cause son indépendance.

iii. Enchères explicites

Les méthodes utilisant un marché dédié uniquement à l'allocation des capacités de transport sont regroupées sous le terme « enchères explicites ». Ces enchères peuvent se faire de façon annuelle, journalière ou infra-journalière. Par exemple, les capacités de la liaison IFA2000 entre la France et l'Angleterre sont allouées en utilisant la méthode des « enchères explicites ».

Les « enchères explicites » sont très efficaces dans le cas où les capacités des lignes sont facilement calculables comme dans le cas d'IFA2000. Cependant, au sein d'un réseau fortement maillé, il est plus difficile de déterminer les capacités cela rend la méthode moins efficace.

2. Méthodes étudiées dans la littérature

Dans la littérature, de nombreux articles analysent l'interaction entre le marché de l'électricité et les méthodes de gestion des congestions. Une compilation de ces articles est réalisée par [Kumar, 2005]. Une étude intéressante est proposée par [Lommerdal, 2004] sur la combinaison de deux méthodes de gestion des congestions qui sont la méthode du « prix zonal » et celle du « Counter-trading ». L'étude montre que l'utilisation simultanée des deux méthodes permet d'unifier les prix de l'énergie dans les zones même en cas de limite de transit entre les zones. Cependant, le coût supporté par les utilisateurs du réseau est très élevé du fait de l'utilisation du Counter-trading. Ce coût peut être multiplié par dix entre l'utilisation ou non de la méthode du Counter-trading.

Enfin des articles proposent des nouvelles approches pour la gestion des congestions en présence de sources intermittentes. [Kaptue Kamga, 2009] présente une gestion des congestions en utilisant à la fois les actions venant du réseau (modification de la topologie), les méthodes de gestion des congestions (re-dispatching) et les moyens de contrôle de la production éolienne. Un algorithme génétique, permettant de combiner les différentes actions, est utilisé afin d'éviter les congestions. Cet article se concentre sur la gestion de la congestion à court terme. Elle est faite après la clôture du marché sur la base de la prévision du vent et des plans de production et de la consommation. L'objectif de [Kaptue Kamga, 2009] est de minimiser le coût de congestion. Si des congestions sont prévues en « J-1 » alors une séquence de décisions est mise en place. Les premières actions prises sont celles liées à l'exploitation du réseau (la modification de la topologie, l'ajustement des plots des transformateurs, etc.). Dans un deuxième temps, des re-dispatchings sont effectués entre les producteurs conventionnels. Enfin, la réduction de la

production éolienne est utilisée. Le réseau utilisé pour l'étude est composé de 165 nœuds, 145 lignes, 25 centrales conventionnelles et 5 fermes éoliennes. Dans cet article, l'apport de la gestion de congestion n'est pas comparé avec d'autres méthodes de gestion, il est seulement possible de dire que la prise en compte du changement de topologie sur le réseau permet de réduire le coût de congestion de 57.7%.

C. Conclusion

Les méthodes de gestion des congestions sont nombreuses et très variées. Elles sont basées sur la réglementation permettant d'anticiper les éventuelles congestions. Néanmoins, la proximité entre le GRT et les producteurs n'apporte pas de transparence. De plus, l'obligation imposée au GRT d'être indépendant vis-à-vis des producteurs a imposé l'élaboration de nouvelles méthodes de gestion des congestions qui permettent de traiter l'ensemble des producteurs de façon non discriminatoire. Ainsi, des méthodes de gestion des congestions basées sur le marché ont été mises en place. Ces méthodes sont fortement liées aux types de marché de l'énergie mis en place [Kumar, 2005].

Les méthodes liées à l'exploitation du réseau électrique permettent la gestion des congestions tant en « J-1 » qu'en temps réel alors que les méthodes basées sur la réglementation et sur le marché ne s'appliquent pas en temps réel. Du fait, du développement massif de la production renouvelable, une gestion des congestions en temps réel s'impose car ces sources sont difficilement prévisibles et très fluctuantes.

Cependant, actuellement en raison d'un soutien fort pour le développement de la production d'origine renouvelable, les gestions des congestions sont très limitées. La prochaine section présente les méthodes pour la gestion des congestions mises en place par les GRT afin de prendre en compte les spécificités de ces sources renouvelables.

IV. Traitement spécifique de la production renouvelable en cas de congestion

Le développement important de la production décentralisée surtout d'origine éolienne modifie les transits sur les lignes [Rious, 2008] et peut engendrer des risques de congestions des lignes [EON, 2005], en raison d'une surproduction dans les zones à fort potentiel éolien. En France, RTE a évalué la capacité d'accueil du réseau français, sans adaptation importante, entre 6000 et 7000 MW d'éolien [Merlin, 2005], sous réserve que les projets soient placés sur des sites « favorables » du point de vue du réseau de transport. Néanmoins, le développement de l'éolien est souvent très localisé. Ainsi une étude réalisée

par RTE pour la préfecture du Pas de Calais pour l'élaboration du « cadre de référence départementale de l'éolien » a évalué la capacité d'accueil du réseau électrique du département à environ 1000MW. Actuellement, 505MW de production éolienne sont installés ou sont en cours de raccordement dans le département du Pas de Calais [Le Jannic, 2010]. De plus, le potentiel supplémentaire à raccorder à terme dans le cadre des ZDE (Zones de Développement Eolien) est estimé entre 750 et 1500MW dont des projets conséquents de fermes éoliennes off-shore. Ces zones sont déterminées en tenant compte du potentiel éolien de la région, la capacité d'accueil du réseau électrique et de la protection de l'environnement [Décret, 2007]. Sur la base de ces critères, pour une zone géographique donnée, la puissance minimale et maximale de toutes les installations (existantes et/ou futures), sont définies. Ceci permet au GRT d'anticiper le renforcement du réseau électrique.

Cependant, de tels volumes de raccordement de production éolienne au niveau des ZDE d'un département conduisent à rechercher des solutions permettant de faciliter l'intégration de l'éolien dans le réseau et d'optimiser la gestion des contraintes potentielles. L'évacuation de ce flux de puissance est difficile car les lignes et les postes du réseau de distribution ont des capacités limitées. Cette limitation peut constituer, dans le cas de l'éolien, un problème aigu. En effet, les lieux de production (sites ventés) sont souvent éloignés des lieux de consommation. En effet, les éoliennes nécessitent une importante surface au sol. Leur densité est d'environ 10MW/km² à raison de 5 éoliennes de 2MW par km². Ainsi, des règles pour le traitement des congestions en présence de production d'origine renouvelable ont été mises en place par les acteurs des systèmes électriques.

Cette section propose une analyse comparative des méthodes de gestion des congestions qui sont en partie dues à la présence d'éolienne, en Allemagne, en Espagne et en France. Ces trois pays sont représentatifs de l'éventail des méthodes utilisées en Europe pour le traitement de ce type de congestions [Centeno-Lopez, 2008]. La réglementation de l'énergie éolienne dans les trois pays est présentée au tableau 2.2. Comme le montre ce tableau, le régime de soutien pour l'énergie éolienne en Allemagne, en Espagne et en France est basé sur les tarifs de rachat. La caractéristique la plus pertinente du tarif de rachat est d'assurer un certain revenu au cours d'un horizon temporel fixe. Toutefois, en Espagne, les producteurs d'électricité utilisant des énergies renouvelables peuvent choisir entre deux régimes de soutien, le tarif de rachat ou le marché « option ».

tableau 2.2 : Comparaison des différentes régulations pour l'énergie éolienne [Bundesgesetzblatt, 2004], [Royal-decree, 2007], [Arrêté, 2008].

	Régime de soutien	Prix pour l'énergie éolienne	Influence de la taille des fermes éoliennes		Quand peut-on restreindre la production ?	Compensation financière pour l'énergie réduite ?
			Sur le régime de soutien	Sur la connexion sur le réseau		
Allemagne	Tarif de rachat	83.6€/MWh pour les 5 premières années, après le tarif de rachat dépend du rendement	Tarif de rachat varie suivant la taille	Non	Oui si inclus dans le contrat entre la ferme et le GRT	Non
Espagne	Tarif de rachat ou marché « option »	Tarif de rachat : 73.23€/MWh pour les 20 premières années, après 61.2€/MWh. Marché « option » : Prime plus prix du marché	Tarif de rachat varie suivant la taille	Le raccordement au niveau de tension dépend de la taille	Oui quand des restrictions apparaissent sur le réseau électrique.	Pour une réduction en « J » : 15% du prix du marché. Pour une réduction planifiée : Non
France	Tarif de rachat	82€/MWh pour les 10 premières années, après le tarif de rachat dépend du rendement	Non	Le raccordement au niveau de tension dépend de la taille	Oui si inclus dans le contrat entre la ferme et le GRT	Non

Le marché « option » est basé sur le prix du marché auquel on ajoute une prime pour le caractère renouvelable de l'énergie éolienne. La figure 2.9 illustre le prix de vente de l'énergie éolienne en Espagne en fonction du régime de soutien choisi par les producteurs.

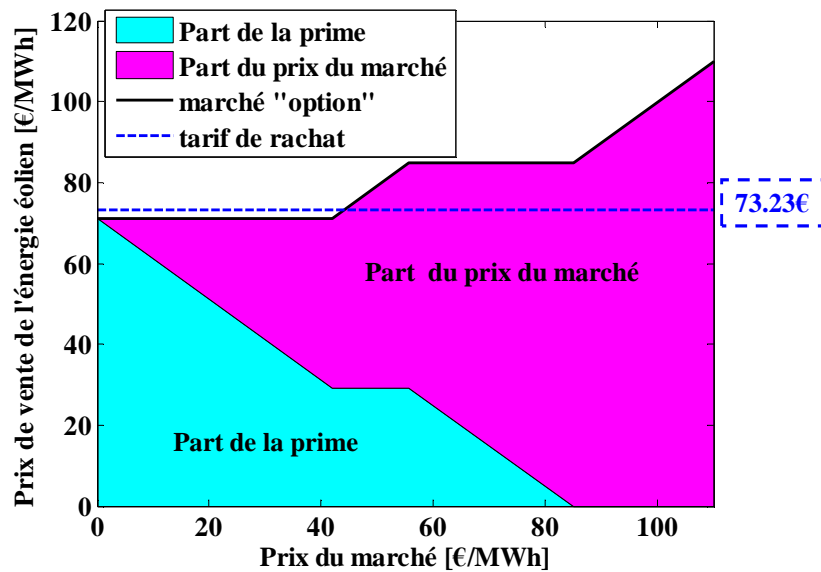


figure 2.9 : Prix de vente de l'énergie éolienne en fonction du régime de soutien en Espagne [Royal-decree, 2007].

En 2008, 87% des producteurs éoliens espagnols avaient choisi le marché « option » [OMEL, 2008], car les risques associés sont faibles. Un prix minimum de 71€/MWh est garanti lorsque le prix du marché est faible. Un avantage du marché « option » pour les consommateurs est que la prime versée au producteur éolien diminue lorsque le prix du marché est élevé. Ainsi les producteurs éoliens ne sont plus soutenus entièrement.

L'Allemagne et la France ont également établi des critères différents afin de limiter le niveau des subventions à l'énergie éolienne. L'Allemagne a défini pour chaque

emplacement un potentiel de production de référence. Après 5 ans, chaque installation est comparée à son potentiel de référence. Au cas où la production a atteint plus de 150% de la production de référence, le tarif de rachat de cette installation est diminué à 52.8€/MWh. De plus, si le parc éolien n'atteint pas 60% du potentiel de référence, le tarif de rachat peut être supprimé [Centeno-Lopez, 2008]. Le potentiel de référence est la production d'énergie estimée dans 5 ans en considérant un vent moyen de 5.5m/s à 30m de hauteur. En France, 10 ans après la mise en services, le tarif de rachat peut être réduit suivant la production annuelle par MW installé. La figure 2.10 illustre cette réduction du tarif de rachat. Si les éoliennes terrestres produisent moins de 2400MWh par an et par MW installé (ce qui correspond à un facteur de charge de 27.4%), elles conservent leur tarif de rachat. Pour une production annuelle de 2800MWh (facteur de charge de 32%), la baisse du tarif de rachat est de 17% et de 66% pour une production supérieure à 3600MWh (facteur de charge de 41%) [Arrêté, 2008].

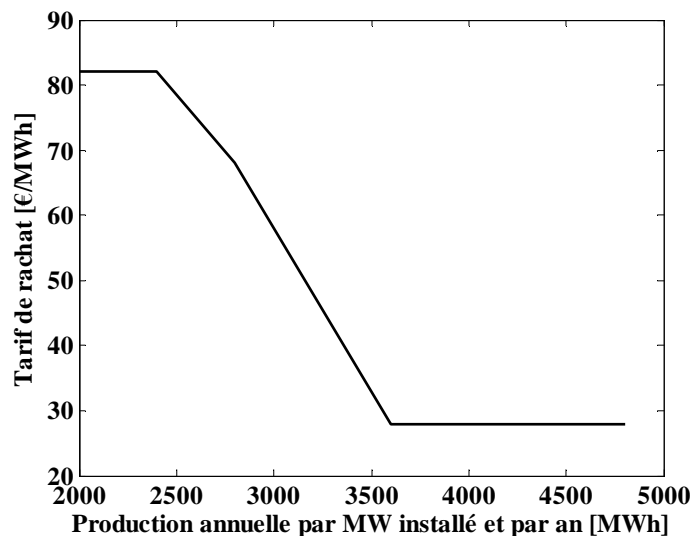


figure 2.10 : Evolution du tarif de rachat en fonction de la production annuelle.

Les sites éoliens français pouvant être soumis à cette diminution seront peu nombreux car le facteur de charge annuel de l'éolien en France était de 22% selon le bilan électrique de [RTE, 2010 b].

Le tableau 2.2 montre également l'influence de la taille des projets éoliens. Ainsi, la taille des projets est utilisée tant pour définir des niveaux de tension de raccordement (Espagne et France) que pour permettre de différencier les tarifs de rachat (Allemagne et Espagne). En Allemagne, la priorité est donnée à la production d'origine renouvelable pour le raccordement et pour l'utilisation du réseau électrique. En France, les parcs éoliens doivent être connectés dans des ZDE pour être admissible au tarif de rachat [Arrêté, 2008].

En Espagne et en Allemagne, en cas de restrictions de capacité sur le réseau électrique, la production renouvelable est définie comme prioritaire. Ainsi la production conventionnelle doit alors modifier son injection. En Allemagne, la production d'énergie renouvelable n'est pas affectée par une congestion, indépendamment de l'emplacement réel des sources d'énergie renouvelable. Toutefois, comme le renforcement du réseau peut prendre des années, les nouvelles sources d'énergie renouvelable sont mises dans des files d'attente car la capacité du réseau existant n'est pas suffisante pour assurer la priorité à ces nouvelles sources. Par conséquent, les producteurs peuvent établir avec le GRT un contrat autorisant la réduction de l'énergie renouvelable dans des situations où toutes les capacités de transport sont déjà utilisées par d'autres sources d'énergie renouvelable. Cela signifie qu'un tel accord permet de connecter de nouveaux systèmes de production d'énergie renouvelable avant le renforcement du réseau. Mais, ces nouvelles unités peuvent être réduites sans aucune compensation financière [Centeno-Lopez, 2008]. En Espagne, un accord pour la réduction de production entre les GRT et les producteurs n'est pas nécessaire. La production d'énergie renouvelable peut être réduite en dernier recours. Néanmoins, en cas de restriction de l'exploitation en temps réel, le producteur renouvelable est partiellement compensé pour sa perte de production à hauteur de 15% du prix de marché de l'électricité. Pour une restriction prévue, les producteurs ne reçoivent pas de compensation financière. En France, la situation est différente parce que l'énergie renouvelable n'est pas prioritaire. En cas de congestion, celle-ci peut être réduite suivant la règle dite « dernier arrivé, premier coupé ». Cette règle signifie que la dernière installation raccordée au réseau sera la première réduite. Cette règle est similaire à la règle « premier arrivé, premier servi ». Néanmoins, la durée de réduction ne peut pas excéder le nombre d'heures défini dans leur contrat de raccordement. Les producteurs ne sont pas compensés pour leur réduction de production.

Les trois pays étudiés disposent de différentes méthodes pour la gestion de congestion en présence de production renouvelable. Cependant, en Espagne et en Allemagne, le résultat est le même, c'est à dire que les sources d'énergie renouvelable sont généralement les dernières sources à être réduites. En France, le résultat peut être inversé à cause de la règle dite du « dernier arrivé premier coupé ». Toutefois, dans les trois pays, les producteurs d'énergie renouvelable ne sont pas compensés en cas de restriction (sauf en Espagne pour la réduction de l'exploitation en temps réel). Ceci impacte fortement les producteurs éoliens, car ils sont payés en fonction de leur énergie produite (sauf en Espagne, pour les producteurs choisissant le marché) et perdent leur source primaire

d'énergie, contrairement à la production conventionnelle qui peut stocker sa source primaire en cas de congestion. Par conséquent, les producteurs d'énergie éolienne sont doublement touchés en cas de congestion.

Des mécanismes de compensation des producteurs (incluant les producteurs renouvelables) participant à la gestion des congestions locales seront proposés dans le chapitre 3 et comparés avec la réglementation actuelle dans le chapitre 4.

V. Conclusion

Ce chapitre a présenté la problématique des congestions qui sont liées aux limites thermiques des ouvrages, aux limites de stabilité angulaire et des réserves nécessaires pour faire face aux incidents.

Dans un deuxième temps, les méthodes de gestion des congestions ont été présentées. Les méthodes appliquées pour les congestions entre pays, adaptées au réseau de transport sont difficilement applicables pour les congestions locales en raison de la nécessité d'établir des zones. Car, les zones seraient trop nombreuses dans le cadre des réseaux de répartition ou de distribution. Ainsi, dans le cadre de cette thèse, une seule zone est considérée. Et, c'est la méthode du «Re-dispatching» qui sera utilisée pour calculer les coûts de congestions.

Enfin, les méthodes actuellement utilisées par les GRT français, allemand et espagnol pour le traitement des congestions dues à la présence de production décentralisée ont été présentées. Néanmoins, ces méthodes pénalisent la production d'origine renouvelable. En effet leur rémunération est liée à leur production réelle, or en cas de congestion les producteurs renouvelables ne peuvent pas stocker leur source primaire.

Dans le chapitre suivant, une méthode de gestion des congestions locales en « J-1 » et en « J » sera proposée. La gestion automatique en « J » agira directement sur les moyens de production afin de soulager l'opérateur. Le module en « J-1 » permettra de s'assurer de la possibilité de lever les congestions en temps réel. De plus, des méthodes permettant de rémunérer les producteurs, participant à la gestion des congestions, seront proposées pour compenser la perte de leur source primaire.

Chapitre 3. Méthodologie de gestion des congestions locales

I. Introduction

Les méthodes actuelles pour gérer les congestions locales ont été développées à une époque où le taux de production décentralisée était encore faible. Cependant, le fort développement de la production décentralisée, en particulier la production éolienne, entraîne l'apparition de congestions de plus en plus fréquentes sur le réseau local. Ceci rend les méthodes mises en place par les acteurs du système électrique de plus en plus difficile à appliquer. En effet, les méthodes actuelles sont basées sur des prévisions et une forte capacité installée de production difficilement prévisible impose au GRT d'effectuer des études prévisionnelles plus nombreuses pour garantir la sûreté du système électrique. De plus, le GRT doit prendre des marges de sécurité plus importantes, ceci peut entraîner des restrictions de production plus contraignantes pour les générateurs. En outre, si une congestion apparaît en temps réel et en raison du grand nombre de générateurs connectés au réseau local, le nombre de manœuvres à effectuer par le dispatcheur peut être augmenté. Afin de réduire les besoins d'études prévisionnelles en « J-1 » ainsi que les manœuvres à effectuer manuellement en temps réel, une méthodologie est proposée afin de gérer les congestions locales de manière automatique. L'objectif de ce chapitre est de détailler cette méthodologie.

La méthodologie proposée est décomposée en trois modules définis dans le temps :

- En « J-1 », d'un algorithme permettant de déterminer des réserves prévisionnelles afin de les utiliser en temps réel ;
- D'une gestion automatique en temps réel qui contrôlera les restrictions de production suivant l'état du système électrique ;
- De mécanismes économiques permettant de rémunérer les participants à la gestion des congestions.

La figure 3.1 présente le séquençage des tâches de la méthodologie de gestion des congestions locales.

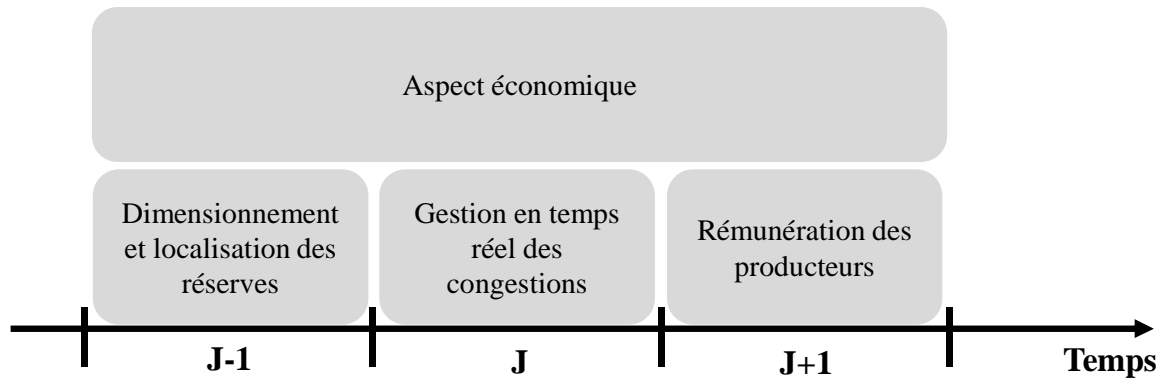


figure 3.1 : Séquençement des tâches de la méthodologie de gestion des congestions locales.

Cette méthodologie est basée sur le calcul d'un indicateur, celui-ci est appelé ordre d'efficacité et est présenté dans la section suivante. Chacune des trois étapes de la méthodologie fera l'objet d'une section. Ainsi, la gestion en temps réel des congestions est décrite à la section III. La méthode de dimensionnement des réserves est détaillée dans la section IV et enfin l'aspect économique est présenté à la section V.

II. Définition de l'ordre d'efficacité

L'ordre d'efficacité est basé sur le PTDF (voir Chapitre 2.II.C). Pour rappel, ces PTDFs dépendent de la topologie, du point de fonctionnement et des paramètres du réseau électrique. Deux approches permettent le calcul des PTDFs, l'AC load flow et le DC load flow. Le load flow est l'un des outils fondamentaux pour l'analyse du système électrique. Il est utilisé pour définir des points de fonctionnement qui seront utilisés lors des étapes de planification. Ainsi, l'AC load flow permet de définir l'état de charge du réseau suivant la répartition des flux d'énergies actives et réactives. Toutefois, le calcul de l'AC load flow est un problème non-linéaire, dont le système d'équation à résoudre est donné par (3.1).

$$\begin{cases} pn_i = V_i \sum_{j=1}^n V_k (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij}) \\ qn_i = V_i \sum_{j=1}^n V_k (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij}) \end{cases} \quad (3.1)$$

où pn_i et qn_i sont les puissances active et réactive au nœud i , V_i et V_k sont respectivement les amplitudes des tensions aux nœuds i et k , g_{ij} est la conductance et b_{ij} la susceptance de la ligne liant les nœuds i et j et θ_{ij} est la différence des angles des tensions entre le nœud i et le nœud j . La résolution non-linéaire de ce système d'équation s'effectue itérativement et nécessite un temps de calcul qui peut devenir rapidement important si la taille du réseau croît. Cependant, depuis la libéralisation récente des marchés de l'électricité, les puissances

active et réactive sont traités comme des produits différents. La puissance active est un produit commercialisable, tandis que la puissance réactive est plutôt considérée comme un service auxiliaire et son coût est supporté par l'ensemble des utilisateurs du système électrique. En raison de la séparation de ces produits, les méthodes ne regardant que l'écoulement de puissance active sont d'un intérêt croissant. Ainsi, l'AC load flow est simplifié en ne prenant plus en compte les résistances des lignes, les chutes de tension et la puissance réactive. De ces hypothèses découlent le DC load flow, il couramment utilisé pour des études technico-économiques des systèmes de puissance pour évaluer l'influence des échanges commerciaux sur les flux de la puissance active [ETSO, 2002]. L'avantage du DC load flow est de permettre la résolution des systèmes équations de façon linéaire. L'hypothèse du DC load flow sera utilisée dans la suite du travail, car seule l'action sur la puissance active est considérée afin de gérer les congestions. La puissance réactive est utilisée pour le contrôle du plan tension dans les réseaux électriques. L'impact de cette hypothèse sur la précision des résultats sera discuté en fin de section. Toutefois [Baldick, 2003] et [Liu, 2002] ont montré que l'hypothèse du DC load flow est acceptable pour le calcul des PTDFs, ceci est illustré à la figure 3.2. Sur cette figure, les PTDFs calculés dans le réseau de l'UCTE suivant les méthodes, AC et DC load flow, sont comparés. Ainsi, les valeurs des PTDFs calculées par la méthode du DC load flow (DC-PTDF) sont égales à celles calculées par AC load flow (AC-PTDF).

La section suivante présente le calcul des PTDFs suivant l'hypothèse du DC load flow.

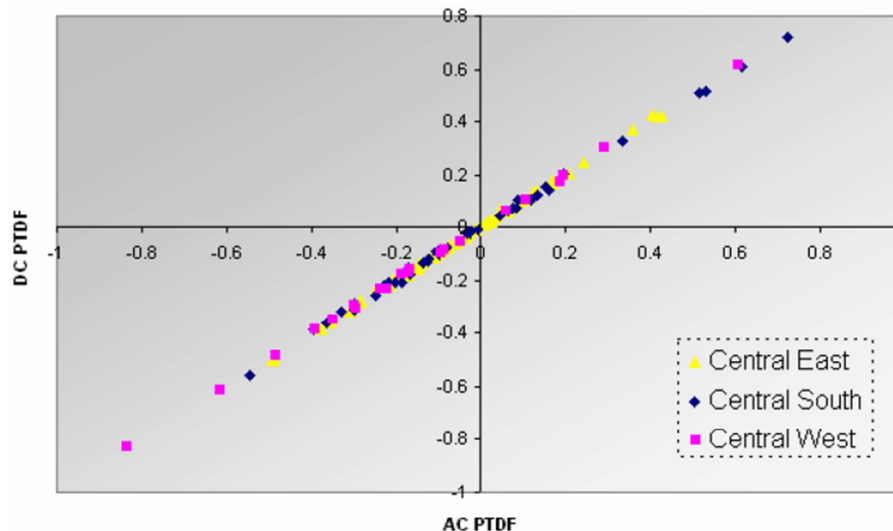


figure 3.2 : Comparaison entre les PTDFs calculés en AC load flow et ceux calculés en DC load flow sur le réseau UCTE [Duthaler, 2008].

A. Calcul des PTDFs

Un réseau électrique avec $N+1$ nœuds (N nœuds et un nœud bilan) et L lignes est considéré. A partir des équations du DC Load-Flow, la variation de la puissance injectée aux différents nœuds, autour d'un point de fonctionnement, est donné par (3.2) :

$$\Delta Pn = B\Delta\theta \text{ ou } B = A^T B' A \text{ avec } \begin{cases} A^T = [a_1, a_2, \dots, a_L]^T \\ a_l^T = [0 \dots 0 \quad 1 \quad 0 \dots 0 \quad -1 \quad 0 \dots 0]^T \end{cases} \quad (3.2)$$

où l'élément Δp_{ni} de la matrice ΔPn est la variation de puissance au nœud i , l'élément $\Delta\theta_i$ de la matrice $\Delta\theta$ est la variation de l'angle de la tension au nœud i , B' est la matrice diagonale des susceptances des lignes et A est la matrice qui lie les lignes aux nœuds avec a_l qui est le vecteur représentant la ligne l liant les nœuds i et j . de plus, la variation de puissance dans les lignes est donnée par (3.3):

$$\Delta Pl = B' A \Delta\theta \quad (3.3)$$

où l'élément Δp_{li} de la matrice ΔPl est la variation de puissance dans la ligne l . En combinant (3.2) et (3.3), l'équation (3.4) qui lie la variation de puissance dans les lignes avec la variation de puissance aux nœuds est obtenue :

$$\Delta Pl = B' A B^{-1} \Delta Pn = C \Delta Pn \quad (3.4)$$

où l'élément $c_{l,i}$ de la matrice C est le PTDF de la ligne l pour une variation de puissance entre le nœud i et le nœud bilan qui sera noté SB. Finalement, le PTDF de la ligne l pour un re-dispatching entre les nœuds i et j est donné par (3.5) :

$$PTDF_{l,(i,j)} = c_{l,i} - c_{l,j} \quad (3.5)$$

Ainsi, le PTDF permet d'exprimer la variation relative de flux de puissance sur une ligne particulière due au changement sur l'injection et le soutirage associés à une paire de nœuds. Son interprétation peut être résumée par l'équation (3.6), comme définie à l'équation (2.3) :

$$PTDF_{l,(i,j)}[\%] = \frac{\Delta p_l}{P_{redispach(i,j)}} \quad (3.6)$$

où $P_{redispach(i,j)}$ est la puissance re-dispatchée en MW entre les nœuds i et j . En effet, une même puissance re-dispatchée par deux couples de nœud différents n'a pas le même effet sur une ligne. Cela dépend de l'emplacement des unités de production. Ainsi, les valeurs des PTDFs seront utilisées pour classer les différents re-dispatchings possibles suivant leur

efficacité à éviter la congestion d'une ligne. Par la suite ce classement sera appelé ordre d'efficacité. L'ordre d'efficacité sera utilisé pour indiquer le re-dispatching adéquat permettant de réduire le transit d'une ligne et ainsi d'éviter la congestion. La section suivante illustrera l'ordre d'efficacité à l'aide d'un exemple.

B. Illustration de l'ordre d'efficacité

Pour illustrer l'ordre d'efficacité, un réseau de quatre nœuds et huit lignes défini à la figure 3.3 est considéré. Le tableau 3.1 présente les paramètres des lignes de ce réseau.

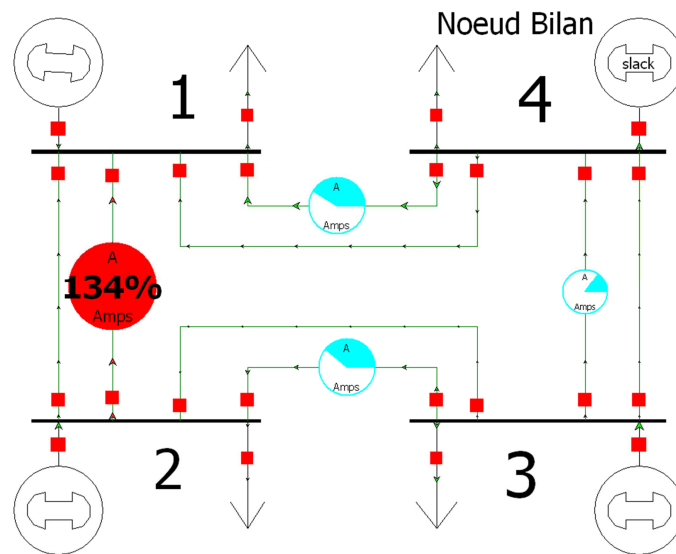


figure 3.3 : Réseau de quatre nœuds et huit lignes composé de lignes réelles (avec les camemberts) et de lignes équivalentes aux chemins en parallèles.

tableau 3.1 : Paramètre des lignes du réseau de la figure 3.3.

N° ligne	Du nœud	Au nœud	X [p.u.]	R [p.u.]	B [p.u.]	S_{max} [MVA]
1	1	2	0.0793	0.03839	0.0018	42.3
2*	1	2	0.7926	0.24543	0.0243	N/A
3	2	3	0.1148	0.05518	0.0025	57.3
4*	2	3	1.1481	0.36538	0.0366	N/A
5	3	4	0.0594	0.02123	0.0014	89.5
6*	3	4	0.5938	0.24543	0.0243	N/A
7	4	1	0.274	0.064	0.0017	62
8	4	1	0.274	0.064	0.0017	62
9*	4	1	1.3704	0.36538	0.0366	N/A

* désigne les lignes équivalentes représentent les chemins en parallèles

Les quatre lignes, dont un camembert illustre le niveau de charge, représentent des lignes physiques qui relient directement les nœuds et les quatre autres lignes représentent les chemins en parallèles.

Les paramètres des lignes et l'équation (3.4) permettent de calculer la matrice C des PTDFs. Cette matrice est donnée en (3.7).

$$C = \begin{bmatrix} -0.3190 & 0.4055 & 0.1382 \\ -0.0319 & 0.0406 & 0.0138 \\ -0.3190 & -0.5035 & 0.1382 \\ -0.0319 & -0.0504 & 0.0138 \\ -0.3190 & -0.5035 & -0.7708 \\ -0.0319 & -0.0504 & -0.0771 \\ 0.5901 & 0.4055 & 0.1382 \\ 0.0590 & 0.0406 & 0.0138 \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Ainsi $C_{1,1}=-0.319$ signifie qu'une augmentation de 100MW de la puissance au nœud 1, compensée par une diminution de la production du nœud bilan (SB), fait diminuer le transit de puissance de 31.9MW dans la ligne n°1. Le tableau 3.2 regroupe l'ensemble des PTDFs de la ligne n°1. Des PTDFs négatif indiquent qu'un re-dispatching entre deux nœuds va créer un transit sur la ligne n°1 dans le sens opposé à celui indiqué au tableau 3.1. Ainsi, le tableau 3.2 permet de définir l'ordre d'efficacité pour la ligne n°1 afin d'éviter une congestion qui apparaîtrait dans le sens 2 vers 1.

tableau 3.2 : L'ensemble des PTDFs de la ligne n°1.

$PTDF_{1,(i,j)}[\%]$		Groupe qui diminue j			
		1	2	3	4
Groupe qui augmente i	1	0	72.46	45.73	31.90
	2	-72.46	0	-26.73	-40.55
	3	-45.73	26.73	0	-13.82
	4	-31.9	40.55	13.82	0

L'ordre d'efficacité pour la ligne n°1 est présenté au tableau 3.3. Grâce à l'ordre d'efficacité, le choix du re-dispatching optimal est facilité et permettra de réduire celui-ci.

tableau 3.3 : Ordre d'efficacité pour la ligne n°1.

Ordre d'efficacité	Groupe qui augmente i ($Gr_i \uparrow$)	Groupe qui diminue j ($Gr_j \downarrow$)	$PTDF_{1,(i,j)} [\%]$
1	1	2	-72.46
2	1	3	-45.73
3	4	2	-40.55
4	1	4	-31.90
5	3	2	-26.73
6	4	3	-13.82

Dans la suite de la gestion en temps réel des congestions, seuls les ordres d'efficacité pour chaque ligne surveillée seront utilisés par la méthodologie. Une étude de la sensibilité

de cet ordre par rapport aux incertitudes de connaissance du système est réalisée dans la section suivante.

C. Sensibilité de l'ordre d'efficacité

Comme l'a montré la section A, les valeurs des PTDFs dépendent des paramètres du réseau. Ainsi une incertitude sur les paramètres peut engendrer une erreur sur les PTDFs et fausser le classement des différents re-dispatchings. Néanmoins, [Liu, 2004] a réalisé une étude sur le réseau IEEE-118 nœuds afin d'analyser les erreurs sur les valeurs des PTDFs en fonction des incertitudes sur les paramètres et en cas de perte d'ouvrage. La figure 3.4 montre le résultat de l'étude en illustrant les erreurs relatives en fonction des valeurs des PTDFs. Ainsi, pour des valeurs de PTDF supérieures à 50%, l'erreur relative sur les PTDFs est inférieure à 20% et pour des valeurs inférieures à 10%, l'erreur relative sur les PTDFs peut être supérieure à 50%.

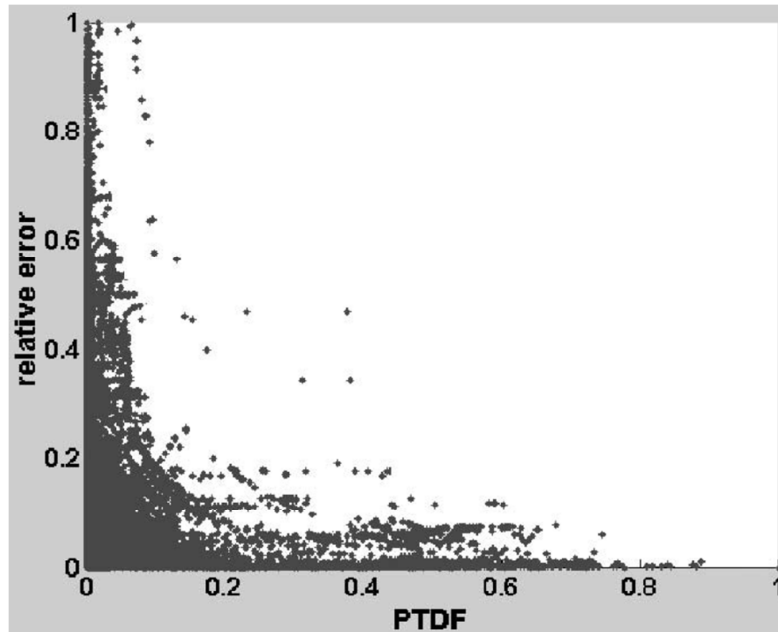


figure 3.4 : Illustration des erreurs relatives en fonction de l'amplitude des PTDFs [Liu, 2004].

Ainsi, des variations sur les valeurs des PTDFs peuvent entraîner une modification de l'ordre d'efficacité. Pour étudier la sensibilité de l'ordre d'efficacité, l'erreur relative de l'écart entre deux PTDFs successifs de l'ordre d'efficacité, notée E_n avec n la place dans l'ordre d'efficacité, est calculée suivant (3.8) :

$$E_n[\%] = \frac{\Delta(Ecart_n)}{Ecart_{n+1}} = \frac{(PT\tilde{D}F_n - PT\tilde{D}F_{n+1}) - (PTDF_n - PTDF_{n+1})}{(PTDF_n - PTDF_{n+1})} \quad (3.8)$$

où $PTDF_n$ est la valeur du PTDF classé en $n^{ième}$ position de l'ordre d'efficacité et $PT\tilde{D}F_n$ est la valeur du PTDF recalculée après une incertitude sur les paramètres. Une valeur positive (resp. négative) pour E_n correspond à une réduction (resp. augmentation) de l'écart entre les deux PTDFs successifs. De plus, une valeur de E_n supérieure à 100% correspond à une permutation entre les re-dispatching classés $n^{ième}$ et $n^{ième+1}$ dans l'ordre d'efficacité.

L'étude de la sensibilité de l'ordre d'efficacité sera réalisée sur le réseau de la figure 3.3 suivant trois erreurs de connaissance du réseau qui sont :

- une erreur sur la valeur de la réactance d'une des lignes en parallèle, la ligne n°4 est choisie,
- une erreur sur la réactance d'une des lignes réelles, la ligne n°7 est choisie,
- la perte d'une ligne réelle, la ligne n°5 est choisie.

L'étude permettra de comparer l'ordre d'efficacité trouvé au tableau 3.3 aux ordres d'efficacité trouvés suivant les trois erreurs de connaissance du réseau.

tableau 3.4 : Résultats de l'étude de sensibilité.

Cas	$\frac{\Delta X_4}{X_4} = 50\%$	$\frac{\Delta X_7}{X_7} = 50\%$	Ligne n°5 ouverte																																										
$E[\%]$	$\begin{bmatrix} 2.21 \\ -16.99 \\ 8.67 \\ -16.83 \\ 5.42 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} -13.24 \\ 219 \\ -187 \\ 220 \\ -13.25 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} -60.31 \\ -60.42 \\ 574 \\ -60.35 \\ -483 \end{bmatrix}$																																										
Ordre d'efficacité redéfini suivant les incertitudes.	<table border="1"> <thead> <tr> <th>$Gr_i \uparrow$</th> <th>$Gr_j \downarrow$</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>2</td></tr> <tr><td>1</td><td>3</td></tr> <tr><td>4</td><td>2</td></tr> <tr><td>1</td><td>4</td></tr> <tr><td>3</td><td>2</td></tr> <tr><td>4</td><td>3</td></tr> </tbody> </table>	$Gr_i \uparrow$	$Gr_j \downarrow$	1	2	1	3	4	2	1	4	3	2	4	3	<table border="1"> <thead> <tr> <th>$Gr_i \uparrow$</th> <th>$Gr_j \downarrow$</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>2</td></tr> <tr><td>1</td><td>3</td></tr> <tr><td>1</td><td>4</td></tr> <tr><td>4</td><td>2</td></tr> <tr><td>3</td><td>2</td></tr> <tr><td>4</td><td>3</td></tr> </tbody> </table>	$Gr_i \uparrow$	$Gr_j \downarrow$	1	2	1	3	1	4	4	2	3	2	4	3	<table border="1"> <thead> <tr> <th>$Gr_i \uparrow$</th> <th>$Gr_j \downarrow$</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>2</td></tr> <tr><td>1</td><td>3</td></tr> <tr><td>4</td><td>2</td></tr> <tr><td>4</td><td>3</td></tr> <tr><td>1</td><td>4</td></tr> <tr><td>3</td><td>2</td></tr> </tbody> </table>	$Gr_i \uparrow$	$Gr_j \downarrow$	1	2	1	3	4	2	4	3	1	4	3	2
$Gr_i \uparrow$	$Gr_j \downarrow$																																												
1	2																																												
1	3																																												
4	2																																												
1	4																																												
3	2																																												
4	3																																												
$Gr_i \uparrow$	$Gr_j \downarrow$																																												
1	2																																												
1	3																																												
1	4																																												
4	2																																												
3	2																																												
4	3																																												
$Gr_i \uparrow$	$Gr_j \downarrow$																																												
1	2																																												
1	3																																												
4	2																																												
4	3																																												
1	4																																												
3	2																																												

Le tableau 3.4 présente le calcul de l'erreur relative de l'écart entre deux PTDFs successifs et les nouveaux ordres d'efficacité résultant de permutations éventuelles. Ces

permutations sont notées en gras. Dans le tableau 3.4, l'erreur sur les réactances X_4 et X_7 pour les deux premiers cas est de 50% par rapport aux valeurs du tableau 3.1.

Comme le montre le tableau 3.4, une surestimation de 50% sur la réactance X_4 ne modifie pas l'ordre d'efficacité car l'erreur sur l'écart entre deux PTDF successifs est faible. De plus, la figure 3.5 montre que l'ordre d'efficacité n'est pas modifié pour de grandes variations de la réactance X_4 .

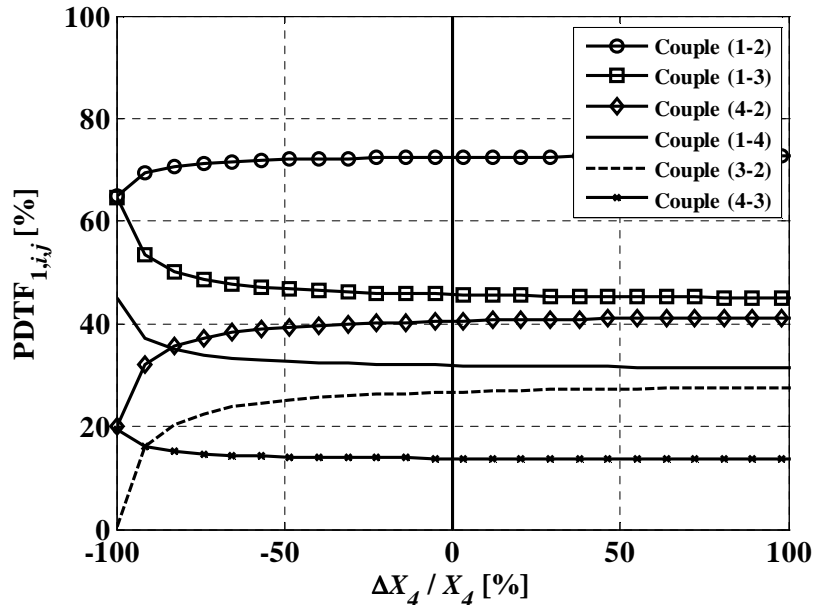


figure 3.5 : Valeur des PTDFs en valeur absolue des couples de nœud du tableau 3.3 en fonction des variations de la réactance de la ligne n°4.

Ceci est un résultat important car l'estimation des paramètres des chemins en parallèle est difficile en raison de la multiplicité des chemins.

Pour la deuxième incertitude, l'erreur sur la réactance X_7 entraîne la permutation dans l'ordre d'efficacité des re-dispatching classés en troisième et quatrième position avec une valeur pour E_3 de -187%. De plus comme le montre la figure 3.6, une permutation apparaît déjà lorsque l'erreur est de -20% sur X_7 . Néanmoins, les erreurs liées à l'estimation des paramètres d'une ligne électrique sont généralement inférieure à 10% [Sauvain, 2005].

L'ordre d'efficacité est plus sensible à la perte d'une ligne sur le réseau. Dans notre exemple, la perte de la ligne n°5 crée une permutation des trois derniers re-dispatchings du tableau 3.3. Néanmoins, les groupes qui doivent augmenter et ceux qui doivent diminuer sont conservés, ainsi les re-dispatchings sont dans le même sens que ceux trouvés au tableau 3.3.

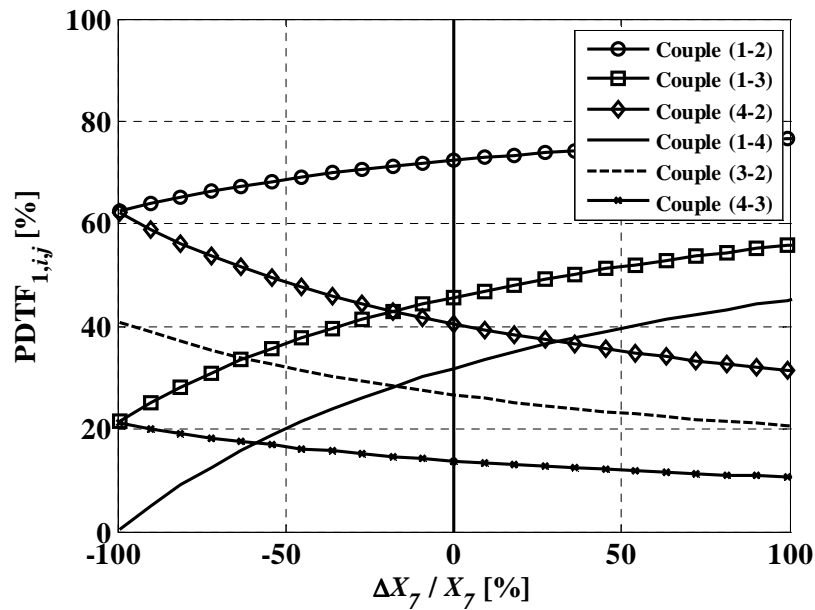


figure 3.6 : PDTDs en valeur absolue des couples de nœud du tableau 3.3 en fonctions des variations de la réactance de la ligne n°7.

En conclusion, cette étude montre que l'ordre d'efficacité peut être modifié en raison des erreurs sur l'estimation des paramètres et en cas de perte d'une ligne mais l'ensemble des re-dispatchings reste dans le même sens ce qui permet de garantir la levée d'une congestion éventuelle.

Dans les sections suivantes, l'ordre d'efficacité sera utilisé pour traiter les congestions en « J » et « J-1 ». Afin de réduire les contraintes techniques qui sont appliquées sur les générateurs en cas de congestion sur le réseau électrique.

III. La gestion en temps réel des congestions

La gestion des congestions mise en place en « J » a pour objectif de traiter les congestions pouvant apparaître en temps réel. Dans cette section, le dimensionnement des réserves en « J-1 » est supposé effectué. Ce point sera traité dans la section suivante.

A. Introduction

Dans l'objectif de traiter les congestions intempestives, la gestion en temps réel des congestions consiste à agir sur les groupes de production. Son principe est illustré à la figure 3.7. Afin de connaître l'état du réseau, une surveillance en temps réel des lignes du réseau électrique doit être mise en place afin de détecter d'éventuelles surcharges d'ouvrages. La méthode la plus courante est de comparer la mesure du courant dans un ouvrage électrique avec le courant maximum autorisé (I_{MAP}).

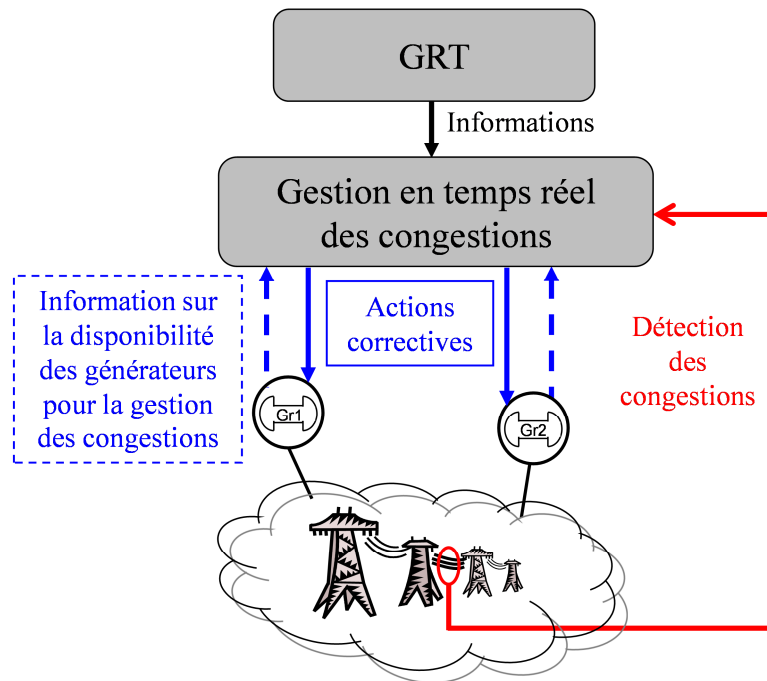


figure 3.7 : Principe de la gestion en temps réel des congestions.

De plus, une communication avec les groupes de production et le GRT doit être établie. Les informations fournies par le GRT concernent la topologie du réseau, permettant de définir l'ordre d'efficacité, et les limites physiques des ouvrages électriques pour détecter les congestions. Enfin, les groupes de production doivent informer la gestion en temps réel de leur disponibilité pour le traitement des congestions. Grâce à l'ensemble de ces données, la gestion en temps réel des congestions détermine les actions correctives à réaliser au niveau des groupes de production pour éviter une congestion. Les actions correctives sont une hausse et/ou une baisse de production suivant un niveau fourni par un superviseur. La gestion en temps réel des congestions est composée de deux parties. La première partie a pour but de centraliser les informations nécessaires à l'établissement des actions correctives. La seconde partie est décentralisée et se situe au niveau des groupes de production afin de gérer les communications avec la première partie. Chacun de ces deux parties fera l'objet d'une section.

B. Etude de la partie centralisée

La première partie de la gestion en temps réel, se trouvant dans le bloc « gestion en temps réel des congestions » de la figure 3.7, est le superviseur centralisé. La structure de ce superviseur est montrée à la figure 3.8. Sa localisation physique doit lui permettre d'interagir avec des groupes locaux et de surveiller les lignes locales tout en recevant des informations sur l'état des réseaux fournies par le GRT. Afin de réduire les coûts, il paraît

judicieux de le situer au niveau d'un dispatching régional car celui-ci regroupe déjà différentes mesures permettant de connaître l'état du réseau.

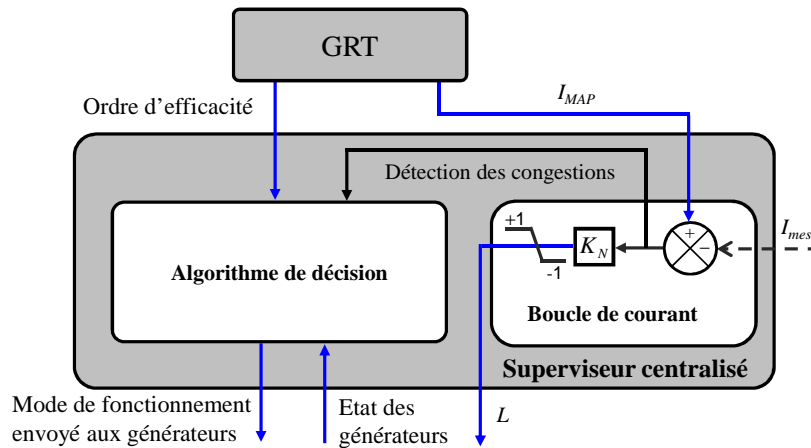


figure 3.8 : Structure du superviseur centralisé.

Ce superviseur centralisé a pour objectif de sélectionner et solliciter les générateurs qui doivent modifier leur production afin de lever une surcharge dans un réseau local le plus rapidement et le plus efficacement possible. Ce superviseur sera composé de deux parties ; un algorithme de décision et une boucle de courant. L'algorithme de décision permettra de choisir les générateurs et la boucle de courant définira la quantité à re-dispatcher. Ces deux parties sont décrites dans les sous-sections suivantes

1. Algorithme de décision

L'algorithme de décision a pour objectif de choisir les générateurs qui seront utilisés pour la gestion en temps réel des congestions, en fonction de leur état et de leur classement dans l'ordre d'efficacité. Il est basé sur les réseaux de Petri [Zurawski, 1994], [Lee, 1994] et [David, 1989].

i. Construction de l'algorithme de décision

La figure 3.9 montre le principe de l'algorithme de décision. (x) représente une étape. A chaque étape est associée un jeu qui représentent les sorties de l'algorithme. (t) représente une transition qui permet un passage entre deux étapes. Les transitions sont les entrées de l'algorithme et sont basées sur des événements. Dans notre étude, les événements à l'origine des transitions peuvent être de différents types :

- une congestion est détectée,
- un des générateurs sollicités a atteint sa puissance nominale,
- un des générateurs sollicités a atteint sa puissance minimale.

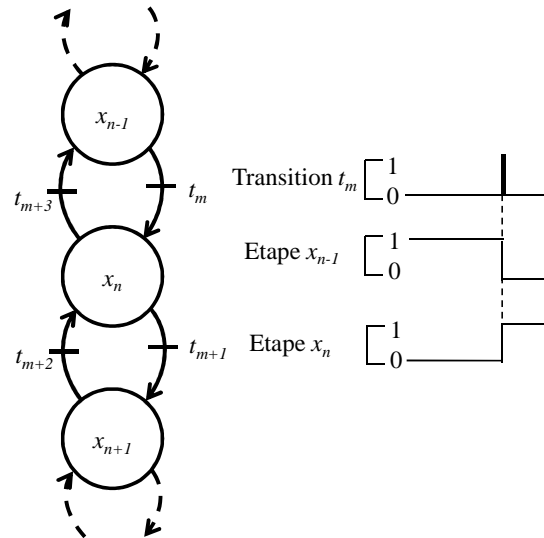


figure 3.9 : Principe de l'algorithme de décision.

Les sorties, découlant des étapes actives (x), définissent un jeu de mode de fonctionnement. Ce jeu permet de définir les modes de fonctionnement pour les générateurs. Il est donc de même dimension que le nombre de générateurs susceptibles de participer à la gestion d'une congestion. De plus, quatre modes de fonctionnement par générateur ont été définis.

- *Mode 1* : Le générateur doit fonctionner à sa puissance planifiée P_{plan} . (pour un parc éolien ceci correspond à la puissance P_{MPPT}).
- *Mode 2* : Le générateur doit contrôler sa puissance afin d'éviter la congestion (la régulation se fera par l'intermédiaire du niveau $L(t)$ décrit dans la section suivante).
- *Mode 3* : Le générateur doit fonctionner à sa puissance maximale.
- *Mode 4* : Le générateur doit fonctionner à sa puissance minimale.

L'algorithme de décision peut être décrit de façon mathématique, pour cela, on note X_i le vecteur de dimension égale au nombre d'étapes dont la composante n correspond à l'étape (x_{ni}) à l'instant i et T le vecteur de dimension égale au nombre de transitions dont la composante m correspond à la transition (t_m). La forme matricielle est donnée par (3.9).

$$X_{i+1} = X_i + W \cdot T \quad (3.9)$$

où W est la matrice d'incidence de dimension $n \times m$. Cette matrice représente la modification des étapes apportée par le changement des transitions.

Pour la figure 3.9, W est donné par (3.10).

$$W = \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 & +1 \\ +1 & -1 & +1 & -1 \\ 0 & +1 & -1 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

La structure de l'algorithme de décision W n'est pas fixe, elle dépend de la ligne congestionnée. En effet, suivant la ligne congestionnée, l'ordre d'efficacité des générateurs est différent. Ainsi, à chaque ligne, surveillée par la gestion en temps réel des congestions, un algorithme de décision est associé. Pour plus de rigueur, la matrice W devrait être notée w_l où l est le numéro d'une ligne. Cependant, dans la suite de notre travail seule une ligne sera surveillée. La section suivante illustrera l'algorithme de décision appliqué au réseau défini à la figure 3.3.

ii. Illustration de l'algorithme de décision

Pour construire un algorithme de décision la connaissance de l'ordre d'efficacité est nécessaire. Pour notre exemple, l'ordre d'efficacité établi au tableau 3.3 est utilisé. Ainsi, l'équation générale (3.9) devient l'équation (3.11). Cette dernière peut être illustrée par la figure 3.10. La figure 3.10 décrit l'algorithme de décision de la ligne n°1 en cas de congestion dans le sens de 2 vers 1.

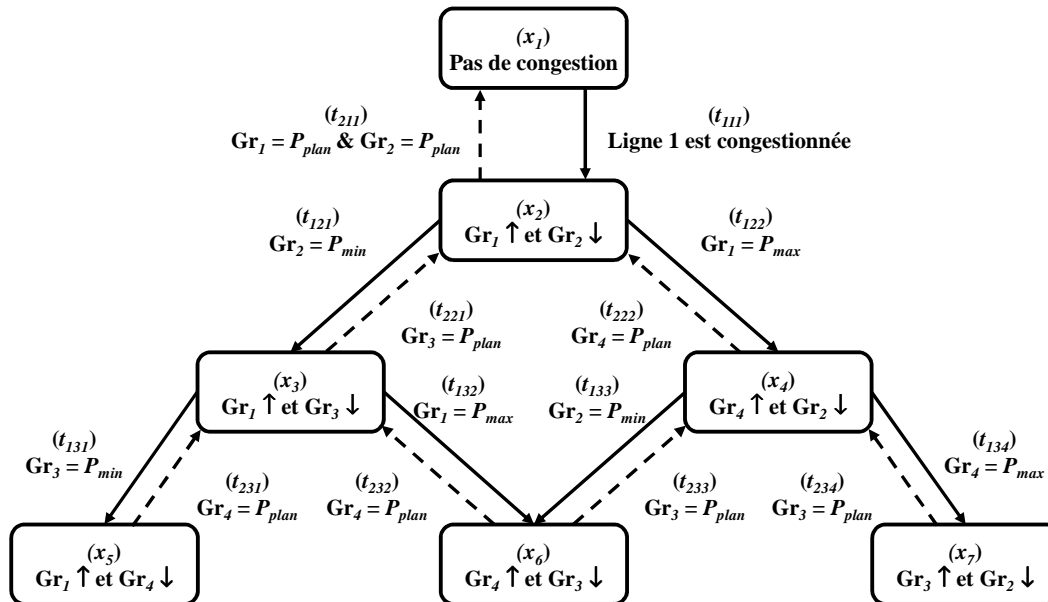


figure 3.10 : Schéma de l'algorithme de décision pour une congestion sur la ligne n°1 (du nœud 1 au nœud 2) dans le sens de 2 vers 1.

$$\begin{bmatrix} x_{1_{i+1}} \\ x_{2_{i+1}} \\ x_{3_{i+1}} \\ x_{4_{i+1}} \\ x_{5_{i+1}} \\ x_{6_{i+1}} \\ x_{7_{i+1}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_{1_i} \\ x_{2_i} \\ x_{3_i} \\ x_{4_i} \\ x_{5_i} \\ x_{6_i} \\ x_{7_i} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -1 & +1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ +1 & -1 & -1 & +1 & -1 & +1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & +1 & -1 & 0 & 0 & -1 & +1 & -1 & +1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & +1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & +1 & -1 & +1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & +1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & +1 & -1 & +1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & +1 & -1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} t_{111} \\ t_{211} \\ t_{121} \\ t_{221} \\ t_{122} \\ t_{222} \\ t_{131} \\ t_{231} \\ t_{132} \\ t_{232} \\ t_{133} \\ t_{233} \\ t_{134} \\ t_{234} \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

En l'absence de congestion, le système se trouve à l'étape (x_i) et le jeu de modes de fonctionnement est alors donné par (3.12).

$$(x_1) = \begin{bmatrix} Gr_1 : Mode 1 \\ Gr_2 : Mode 1 \\ Gr_3 : Mode 1 \\ Gr_4 : Mode 1 \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

Si la ligne n°1 est congestionnée alors la transition (t_{111}) est active, ainsi l'étape (x_i) se désactive et l'étape (x_2) s'active. Par conséquent, l'algorithme de décision demande au groupe 1 (Gr_1) et au groupe 2 (Gr_2) de participer à la gestion de la congestion par l'intermédiaire des modes de fonctionnement qui sont envoyés aux générateurs. La sortie de l'étape (x_2) est définie par (3.13).

$$(x_2) = \begin{bmatrix} Gr_1 : Mode 2 \\ Gr_2 : Mode 2 \\ Gr_3 : Mode 1 \\ Gr_4 : Mode 1 \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

La figure 3.11 représente le schéma de l'algorithme de décision en cas de congestion sur la ligne n°3 dans le sens de 3 vers 2. Ainsi, le re-dispatching le plus efficace correspond à une augmentation de puissance au nœud 3 et une diminution au nœud 2.

L'algorithme de décision permet de définir les modes de fonctionnement pour les générateurs mais la puissance qu'ils doivent fournir n'est pas encore définie. Celle-ci est définie au niveau des générateurs pour les puissances maximales, minimales et planifiées

et au niveau de la boucle de courant pour la puissance à envoyer au réseau en cas de congestion. La boucle du courant est décrite dans la sous-section suivante.

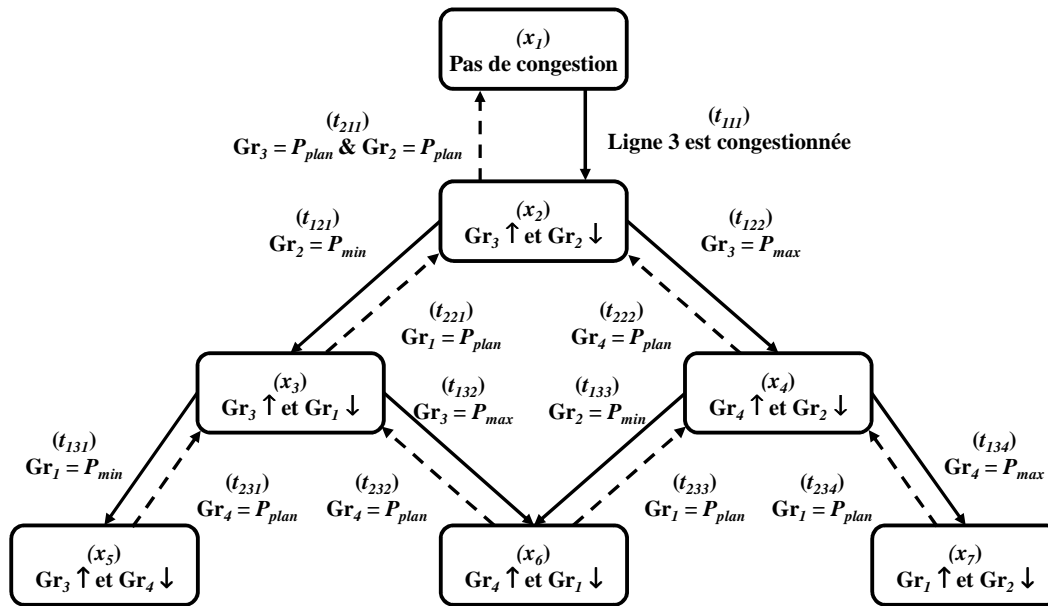


figure 3.11: Schéma de l'algorithme de décision pour une congestion sur la ligne n°3 (du nœud 2 au nœud 3) dans le sens de 3 vers 2.

2. Boucle de courant

La boucle du courant constitue la seconde partie localisée au niveau du superviseur centralisé (figure 3.8). Une première fonction de la boucle de courant est de détecter la présence de congestion afin de transmettre cette information à l'algorithme de décision. Cette fonction est réalisée grâce à la comparaison entre le courant mesuré dans les lignes (I_{mes}), par l'intermédiaire d'un système SCADA, et l' I_{MAP} fourni par le GRT.

La deuxième fonction permet de créer un niveau $L(t)$, par l'intermédiaire du gain K_N , suivant l'écart en courant. Le niveau $L(t)$ est envoyé aux générateurs qui sont en contrôle de puissance afin d'éviter la congestion ; c'est-à-dire, les générateurs en *MODE 2*. Le niveau $L(t)$ est une valeur continue comprise entre les valeurs +1 et -1. La valeur +1 (resp. -1) signifie que le générateur doit augmenter (resp. diminuer) rapidement sa production. L'équation (3.14) montre le lien entre le signal $L(t)$, gain K_N et ΔI :

$$L = K_N \Delta I \quad (3.14)$$

où ΔI représente l'écart entre le courant mesuré (I_{mes}) et l' I_{MAP} .

Néanmoins, comme l'équation (3.6) l'a montré, deux re-dispatching différents ne possèdent pas la même efficacité à modifier le transit d'une ligne. Ainsi, dans le but de garantir la même efficacité entre les différents re-dispatching, le niveau $L(t)$ à envoyer au couple de générateur, effectuant le re-dispatching, doit être différent. Par conséquent, un

couple de générateur possédant un PTDF élevé aura une valeur de gain K_N inférieure à un autre couple ayant un PTDF faible, comme l'illustre la figure 3.12.

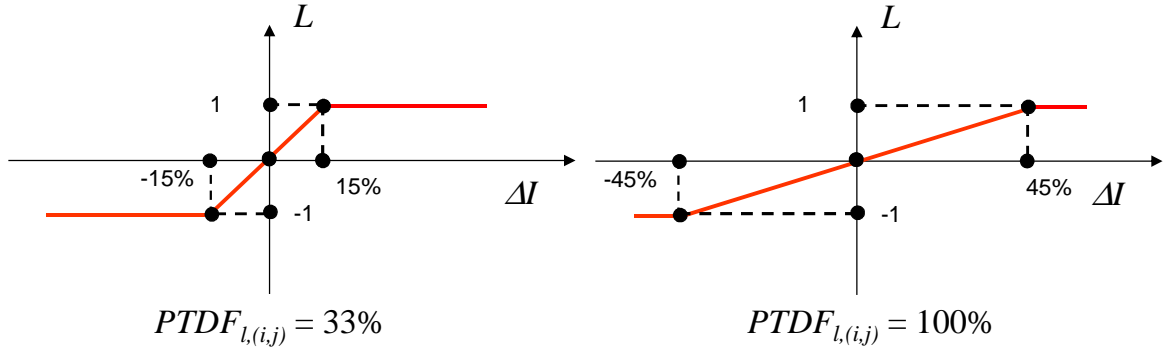


figure 3.12 : Niveau $L(t)$ pour un PTDF de 100% et de 33%.

Pour le calcul du gain K_N , l'information sur le PTDF du couple de générateur choisi pour le re-dispatching est importante. L'équation liant le gain et la valeur du PTDF est donnée par (3.15) :

$$K_N = \frac{PTDF_{\min}}{PTDF_{l(i,j)} \Delta I_{\max}} \quad (3.15)$$

où ΔI_{\max} est la surcharge temporaire maximale autorisée pour la ligne congestionnée et est définie par (3.16).

$$\Delta I_{\max} = \frac{I_{\max} - I_{MAP}}{I_{MAP}} \quad (3.16)$$

Néanmoins, la performance de la gestion en temps réel des congestions (surcharge d'une minute inférieure à $\Delta I_{\max}=15\%$ comme définie au Chapitre 2.II.A.1) sera garantie si la dynamique du re-dispatching, qui réduit le courant dans une ligne, est supérieure à la dynamique de la perturbation, qui fait augmenter le courant. Afin de déterminer la dynamique maximale du re-dispatching au-delà de laquelle la performance de la gestion en temps réel des congestions n'est plus garantie, il est nécessaire de prendre en compte les dynamiques maximales des groupes de production, les valeurs des PTDFs et les variations maximales de puissance sur les ouvrages. Ainsi, une valeur de PTDF minimale ($PTDF_{\min}$) garantissant la performance, a été considérée. Pour définir la valeur $PTDF_{\min}$, les variations maximales de puissance sur les ouvrages et les dynamiques maximales des groupes de production ont été considérées.

Les variations maximales de puissance sur les ouvrages considérées pour le calcul du $PTDF_{\min}$ se limitent aux variations de la consommation ou celle de la production non contrôlée. Car, les variations maximales de puissance sur les ouvrages peuvent être infinies

en cas de perte d'ouvrage, mais la dynamique des groupes de production ne permet pas de les suivre. En utilisant les données de consommation de 2007, 2008 et 2009, définies par pas demi-horaire, récupérées à partir de [RTE, 2010 a], la variation de consommation la plus rapide a été constatée le 18 février 2008 avec une variation de 94.26MW/min. En supposant que cette variation se répercute sur l'ensemble des ouvrages du réseau, les changements les plus rapides des flux de puissance dans une ligne peuvent être considérés égaux à 100MVA/min. De plus, la dynamique maximale des générateurs est supposée égale à 300MW/min. En utilisant l'équation (3.6) avec ces données, la valeur $PTDF_{\min}$ est égale à 33%.

Le tableau 3.5 donne les valeurs du gain K_N associés aux valeurs des PTDFs des re-dispatching nécessaires pour éviter une congestion sur la ligne n°1 dans le sens de 2 vers 1 pour le réseau défini à la figure 3.3.

tableau 3.5 : Valeur du gain K_N suivant les valeurs des PTDF.

Ordre d'efficacité	Groupe qui augmente i	Groupe qui diminue j	$PTDF_{1,(i,j)}$ [%]	K_N
1	1	2	-72.46	0.0304
2	1	3	-45.73	0.0481
3	4	2	-40.55	0.0543
4	1	4	-31.90	0.0690
5	3	2	-26.73	0.0823
6	4	3	-13.82	0.1592

La partie centralisée de la gestion en temps réel des congestions a permis de choisir de façon optimale les groupes et de définir un niveau qui modifie la puissance des groupes choisis pour la gestion afin d'éviter une congestion. Toutes ces informations, regroupant le mode de fonctionnement et le niveau $L(t)$, sont transmises au niveau des générateurs par l'intermédiaire d'un réseau de communication. La section suivante présente la partie décentralisée du superviseur qui recueille et traite ces informations.

3. Etude de la partie décentralisée

A l'heure actuelle, les groupes de production possèdent des contrôles décentralisés leur permettant de régler leur puissance active et réactive et de fournir des services système (voir Chapitre 1.III). Dans ces travaux, il est proposé d'ajouter un nouveau service au niveau des générateurs. Ce service consiste en la gestion des congestions locales. Ce service supplémentaire ne pourra pas être simultanément utilisé avec le réglage de fréquence, car tous les deux contrôlent la puissance active des groupes de production. Cependant, ce nouveau service n'est destiné qu'aux groupes de production décentralisée,

car ces groupes sont les plus efficaces pour la levée des congestions locales. De plus, ces groupes ne participent que très peu au réglage de fréquence ce qui limite les interactions entre le réglage de fréquence et la gestion des congestions locales. Néanmoins, le dernier chapitre de ce mémoire reviendra sur ces interactions.

L'objectif du superviseur décentralisé au niveau des générateurs est d'échanger des informations avec le superviseur centralisé et de définir la puissance de référence à appliquer au générateur. La structure du superviseur décentralisé est montrée à la figure 3.13.

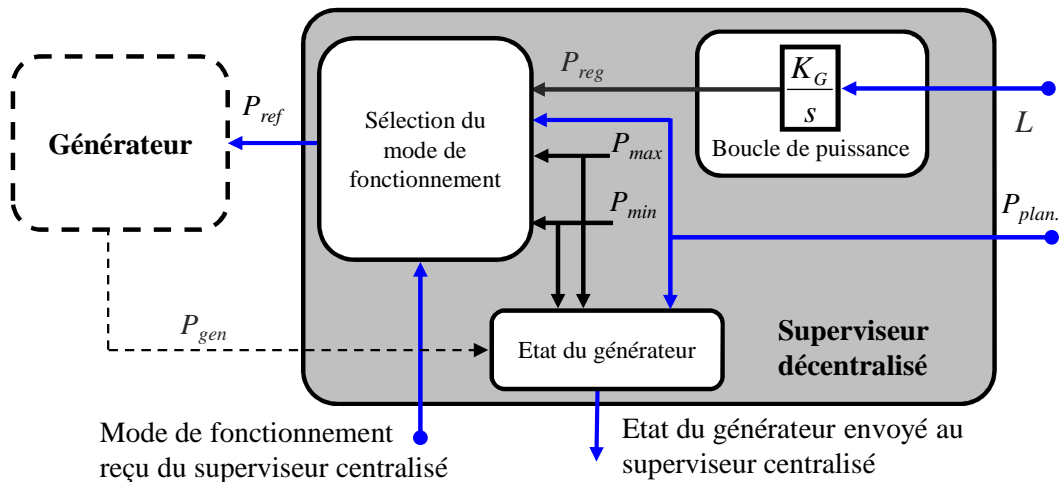


figure 3.13 : Structure du superviseur décentralisé au niveau des générateurs.

Ce superviseur est divisé en trois parties qui seront détaillées dans les sous-sections suivantes ; la sélection du mode de fonctionnement, l'état du générateur et la boucle de puissance.

i. Sélection du mode de fonctionnement

L'organe de sélection du mode de fonctionnement permet de choisir la puissance de référence (P_{ref}) à envoyer au générateur. Le choix de cette puissance dépend des informations fournies par le superviseur centralisé à travers la variable « *Mode* » définie dans la section Chapitre 3.III.B.1. Quatre puissances de référence sont possibles :

- La puissance planifiée ($P_{plan.}$) qui est la puissance qui correspond au programme de marche du générateur, contractualisé entre lui et le GRT. Ce mode de fonctionnement correspond au *Mode 1*,
- La puissance maximale du générateur (P_{max}), correspondant au *Mode 3*,
- La puissance minimale du générateur (P_{min}), correspondant au *Mode 4*,

- La puissance (P_{reg}) déduite du niveau $L(t)$ par l'intermédiaire de la boucle de puissance qui correspond au *Mode 2*.

ii. Etat du générateur

Le bloc intitulé « Etat du générateur » permet d'informer le superviseur centralisé de la disponibilité ou non du générateur pour la gestion des congestions. Ainsi, quand celui-ci atteint ses limites, il informe le superviseur centralisé de son indisponibilité à fournir ce service. L'information de la puissance planifiée est utilisée pour que le générateur informe le superviseur centralisé de son retour à son programme de marche contractualisé entre lui et le GRT. En effet, en fin de congestion, l'ensemble des générateurs doivent retrouver leur puissance planifiée.

iii. Boucle de puissance

La boucle de courant permet de transformer le niveau $L(t)$ en une puissance (P_{reg}) qui est directement liée au courant dans la ligne congestionnée afin de la réguler. Un gain intégral (K_G), lié au générateur, est ajusté de telle sorte que quel que soit le type de générateur utilisé pour la gestion des congestions celui-ci réponde de façon identique à un même niveau $L(t)$. Cela permet d'éviter de grandes déviations de la fréquence lors du re-dispatching. En pratique, K_G est choisi pour ajuster la réponse de chaque générateur à la dynamique maximale correspondant à un niveau $L(t)$ égal à ± 1 . Ce réglage doit être réalisé par l'opérateur du générateur et ne dépend ni de l'emplacement, ni de l'ampleur de la congestion, ni de l'ordre de l'efficacité.

Pour illustrer ce réglage, une simulation est effectuée sous le logiciel EUROSTAG, en considérant le réseau de la figure 3.3. Les groupes connectés aux nœuds 2 et 3 sont des fermes éoliennes, au nœud 4 se trouve un groupe réalisant le réglage de fréquence et au nœud 1 est connecté un groupe classique décentralisé. Le modèle des fermes éoliennes et celui des groupes classiques sont ceux présentés au chapitre 1. La puissance nominale de la ferme éolienne connectée au nœud 2 (FE2) et celle du groupe connecté en 1 (Gr1) sont respectivement de 50MW. La figure 3.14 illustre l'évolution temporelle de la puissance d'une ferme éolienne et d'un générateur classique lors de la variation du niveau $L(t)$. Pour régler le gain K_G de la ferme éolienne et celui du Gr1, la procédure suivante a été réalisée :

- Le Gr1 reçoit un niveau $L(t)$ égal à +1 et le gain K_G est réglé de telle sorte que la sortie du Gr1, en trait discontinu, suive l'évolution maximale de la puissance de 300MW/min, en trait continu. Ainsi, le Gr1 augmente sa puissance de 0MW à 50MW en 10s

- La FE2 reçoit un niveau $L(t)$ égal à -1 afin que sa puissance diminue de 50 à 0MW.

Pour faciliter la comparaison, la figure 3.14 illustre la courbe de la ferme éolienne inversée, la dynamique maximale attendue des générateurs (300MW/min) et la puissance du générateur classique.

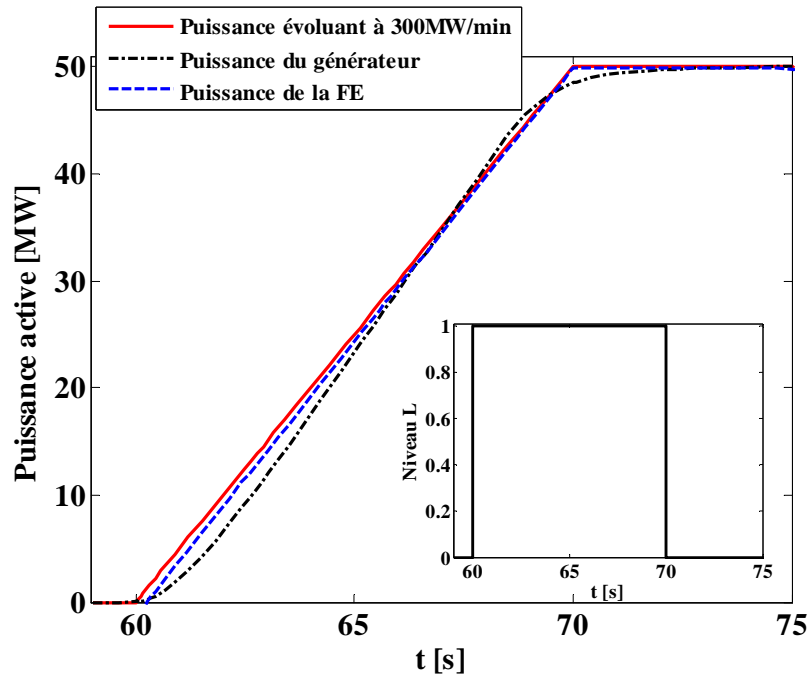


figure 3.14 : Comparaison de la réponse d'une ferme éolienne (FE) et d'un générateur classique suivant l'évolution théorique considérée.

Pendant ces dix secondes, les deux groupes ont une évolution quasiment similaire et proche de l'évolution théorique considérée (300MW/min quand $L(t)=\pm 1$). La différence entre les deux évolutions sera compensée par le groupe qui est en charge du réglage de fréquence. Le gain K_G pour la ferme éolienne est égal à 0.144 et celui considéré pour le générateur classique est de 0.054.

4. Etude de la stabilité de la boucle de contrôle

Dans cette section, la stabilité de la boucle de contrôle composée des gains K_N , K_{Gi} et K_{Gj} est étudiée. Pour l'étude, une ferme éolienne, connectée au nœud j , et un générateur classique au nœud j sont considérés. La ferme éolienne est modélisée par un modèle simplifié représentant le modèle détaillé présenté au chapitre 1. Ce modèle simplifié de la ferme éolienne est obtenu grâce à la méthode d'estimation des moindres carrés afin de définir une fonction de transfert représentant le comportement du modèle complet [Smith, 1993]. Après utilisation de la méthode des moindres carrés sur la courbe en pointillé, les

constantes de temps T_1 , T_2 , T_3 et T_4 de la figure 3.17 sont obtenues ($T_1=0.0468s$, $T_2=0.0281s$, $T_3=0.0057s$ et $T_4=-0.0163s$).

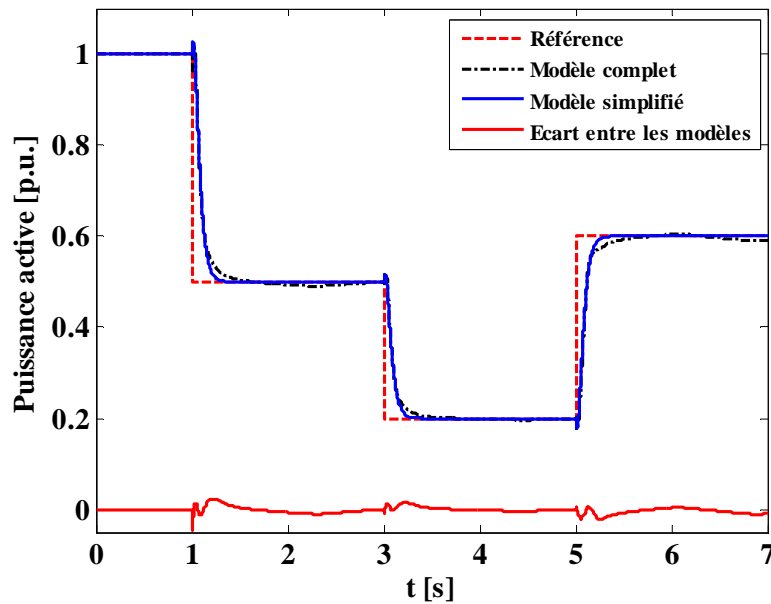


figure 3.15 : Comparaison entre le modèle complet et le modèle simplifié de la FE.

La figure 3.15 compare la réponse des différents modèles soumis à une même référence de puissance. La vitesse de vent considérée est au moins égale à la vitesse de vent nominale permettant à la ferme éolienne de produire sa puissance nominale. Les écarts entre les deux modèles sont relativement faibles. Ainsi, la représentation de la ferme éolienne par une fonction de transfert permettra d'étudier la stabilité de la boucle de contrôle. Un générateur classique, connecté au nœud i , est modélisé par la fonction de transfert proposée au chapitre 1,

La figure 3.16 illustre le réseau théorique utilisé et la figure 3.17 montre la boucle de contrôle lorsque que deux groupes de production sont choisis pour éviter la congestion sur une ligne l . Au nœud k , une unité de production supplémentaire est considérée afin de représenter les perturbations extérieures.

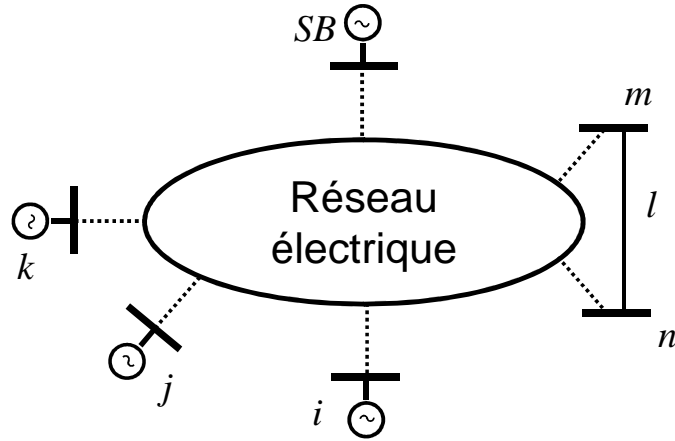


figure 3.16 : Représentation du réseau utilisé.

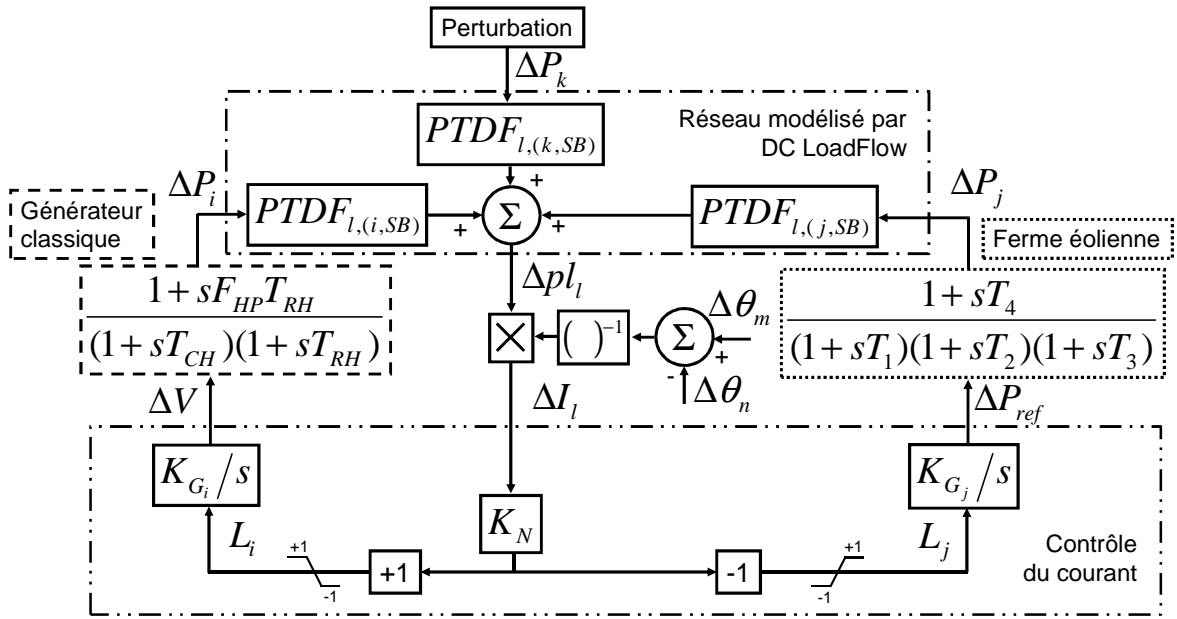


figure 3.17 : Boucle de régulation lors d'une congestion.

Afin de quantifier l'impact des différents générateurs sur le courant d'une ligne, le réseau électrique est modélisé en faisant l'hypothèse DC présenté au Chapitre 3.II. Le transit de la puissance réactive et les chutes de tension dans le réseau ne sont donc pas pris en compte. Les PTDFs des générateurs par rapport au nœud bilan (SB) sont utilisés pour modéliser le réseau. Le nœud bilan permet d'équilibrer les écarts, ainsi sa puissance est donnée par (3.17).

$$\Delta P_{SB} = \Delta P_i + \Delta P_j + \Delta P_k \quad (3.17)$$

Néanmoins, ΔP_{SB} n'apparaît pas sur la figure 3.17, car son effet est pris en compte par les PTDFs des générateurs. Car, les valeurs des PTDFs correspondent à un re-dispatching entre les générateurs et SB et l'influence du re-dispatching sur le courant de la ligne est donc prise en compte.

Une ligne l connectée aux nœuds m et n est considérée. Pour l'étude de stabilité, la ferme éolienne et le groupe classique sont tous deux en *Mode 2*. Ainsi, le courant de la ligne l sera toujours régulé par l'action des groupes connectés au nœud i et j . L'expression du courant est donnée par (3.18).

$$\Delta I_l = \frac{\Delta p_l}{\Delta \theta_m - \Delta \theta_n} \quad (3.18)$$

Pour étudier la stabilité de la boucle de régulation, l'analyse du placement des pôles et des zéros de cette boucle dans le lieu des racines sera réalisée. Pour garantir la stabilité de la boucle de régulation, il faut que la partie réelle des pôles soit négative [Longchamp, 1995]. La fonction de transfert $F(s)$ du système en boucle fermée est donnée par (3.19).

$$F(s) = \frac{t_{n0} + t_{n1}s + t_{n2}s^2 + t_{n3}s^3 + t_{n4}s^4}{t_{d0} + t_{d1}s + t_{d2}s^2 + t_{d3}s^3 + t_{d4}s^4 + t_{d5}s^5 + t_{d6}s^6} \quad (3.19)$$

Cette fonction de transfert comporte six pôles et quatre zéros. Les coefficients du numérateur t_{n0} à t_{n4} et du dénominateur t_{d0} à t_{d6} sont dépendant des valeurs des PTFs et des gains choisis pour les générateurs. Le tableau 3.6 présente les paramètres utilisés pour l'étude de stabilité. Ainsi, la valeur du gain K_N est prédéterminée suivant l'équation (3.15) et les valeurs des gains K_G sont celles utilisées dans la section précédente.

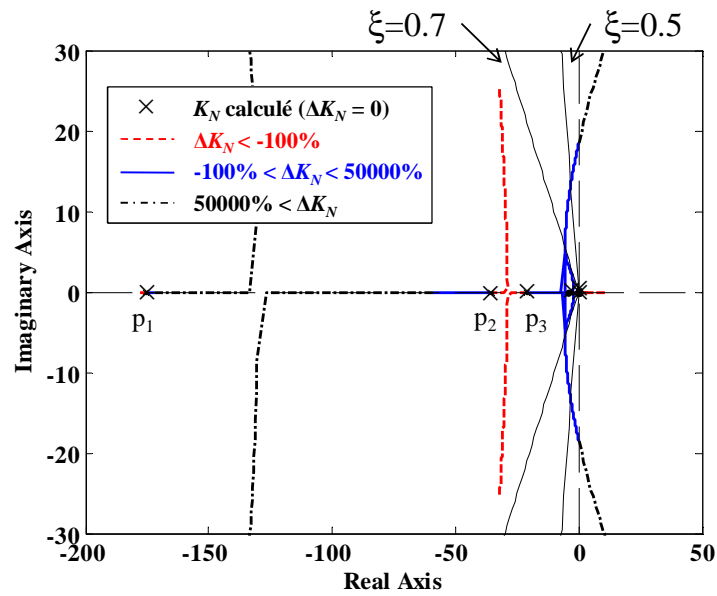
tableau 3.6 : Valeurs des paramètres pour l'étude de stabilité.

$PTDF_{l,(i,SB)}$	-31%	t_{n0}	0.1281	t_{d1}	1.521s
$PTDF_{l,(j,SB)}$	41%	t_{n1}	0.5213s	t_{d2}	7.488s
$PTDF_{l,(k,SB)}$	20%	t_{n2}	0.1077s	t_{d3}	2.689s
K_N	0.0304	t_{n3}	$-1.328e^{-3}s$	t_{d4}	0.182s
K_{Gi}	0.056	t_{n4}	$1.269e^{-6}s$	t_{d5}	$3.713e^{-3}s$
K_{Gj}	0.144	t_{d0}	0.1281	t_{d6}	$1.574e^{-5}s$

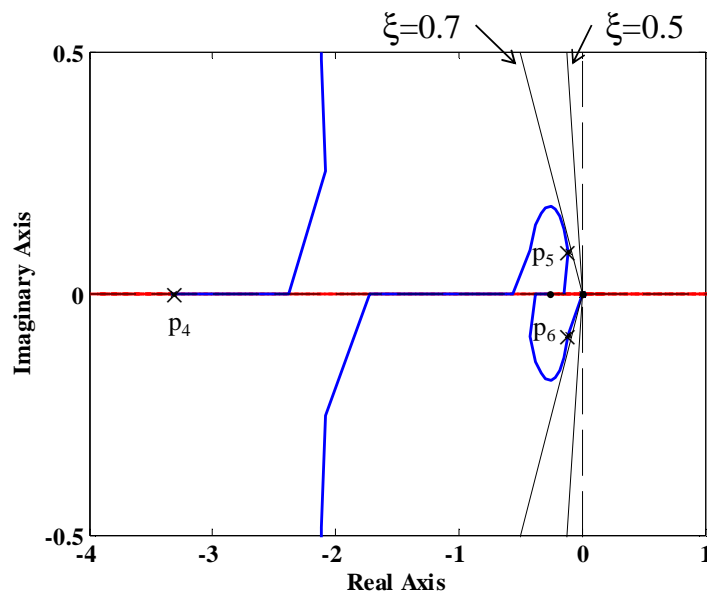
Les figures 3.18 et 3.19 présentent respectivement le placement des pôles lors de la variation des gains K_N et K_{Gi} . Les six pôles identifiés sont marqués par un "x".

La partie réelle des pôles de la fonction transfert déduite des gains K_N , K_{Gi} et K_{Gj} calculés est négative ainsi la boucle de régulation est stable. De plus, en cas d'erreur d'estimation du gain K_N comprise entre -100% à 50000%, le lieu des pôles se déplace selon la trajectoire représentée en trait continu sur la figure 3.18, ainsi la partie réelle des pôles reste négative, ainsi la fonction de transfert est stable. Pour une erreur d'estimation

inférieure à -100% et supérieure à 50000%, au moins une partie réelle d'un pôle est positif donc la fonction de transfert est instable.



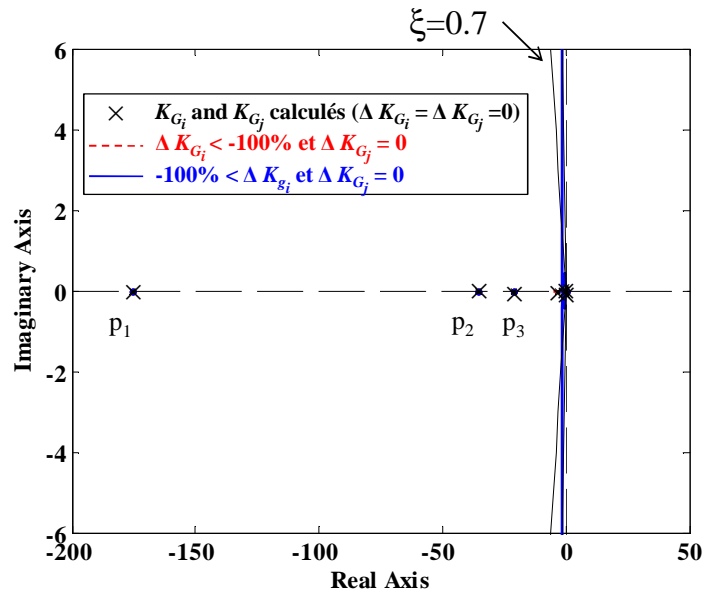
(a)



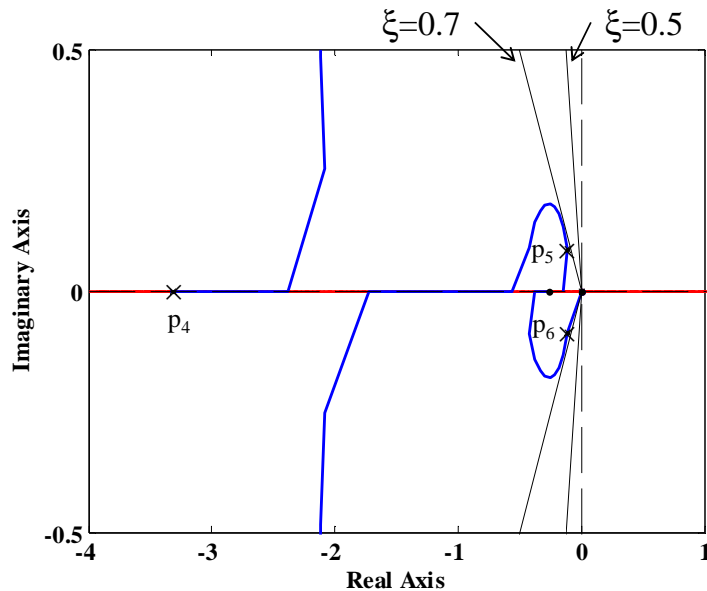
(b)

figure 3.18 : Lieu des racines de la fonction de transfert en boucle fermée quand K_N est modifié par rapport à sa valeur calculée et K_{Gi} et K_{Gj} sont maintenues aux valeurs prédéterminées. b) correspond à un zoom de a) autour de l'origine.

Néanmoins, les pôles p_5 et p_6 calculés ne sont pas des pôles réels et sont proches de l'axe des imaginaires ce qui peut engendrer des oscillations et donc des dépassements [Rivoire, 1990]. Cependant, le dépassement est limité à 4.6% car ils sont proches de la droite représentant $\xi=0.7$. A titre d'indication, la droite représentant $\xi=0.5$ est tracée ; $\xi=0.5$ correspond à un dépassement de 16%.



(a)



(b)

figure 3.19 : Lieu des racines de la fonction de transfert en boucle fermée quand K_{Gi} est modifié par rapport à sa valeur calculée et K_N et K_{Gj} sont maintenus aux valeurs prédéterminées. b) correspond à un zoom de a) autour de l'origine.

La figure 3.19 montre que, tant que K_{Gi} est positif ($\Delta K_{Gi} > -100\%$), la boucle de régulation est stable. L'étude de stabilité a permis de déterminer la marge de stabilité par rapport à nos propositions pour le réglage des gains de la boucle de régulation. Enfin, les résultats ont montré que les marges de stabilité sont relativement élevée ainsi la stabilité de la boucle de contrôle de la gestion temps réel des congestions est assurée.

Dans la section suivante, la gestion en temps réel des congestions est implantée sous EUROSTAG et simulée afin d'en étudier la dynamique.

C. Illustration de la gestion en temps réel des congestions

Pour illustrer la gestion en temps réel des congestions, le réseau de la figure 3.20 est considéré. Les paramètres de ce réseau sont ceux du tableau 3.1. Ce réseau représente une partie d'un réseau de 90kV où trois fermes éoliennes sont connectées aux nœuds 1 (FE1), 2 (FE2) et 3 (FE3). Leur puissance nominale est respectivement de 20, 50 et 70 MW. Un générateur classique (Gr4) est connecté au nœud 1. Le Gr4 est en charge du réglage primaire et secondaire de la fréquence. Un générateur décentralisé (Gr1) d'une puissance nominale de 20 MW est connectée au nœud 1. Les modèles des groupes de production sont ceux présentés au chapitre 1. Quatre charges sont connectées aux quatre nœuds, leurs puissances active et réactive maximales sont indiquées sur la figure 3.20. L'impact des échanges régionaux est modélisé au nœud 1 par un générateur (Transit.in) et au nœud 4 par une charge (Transit.out), tous les deux d'une puissance de 155 MW.

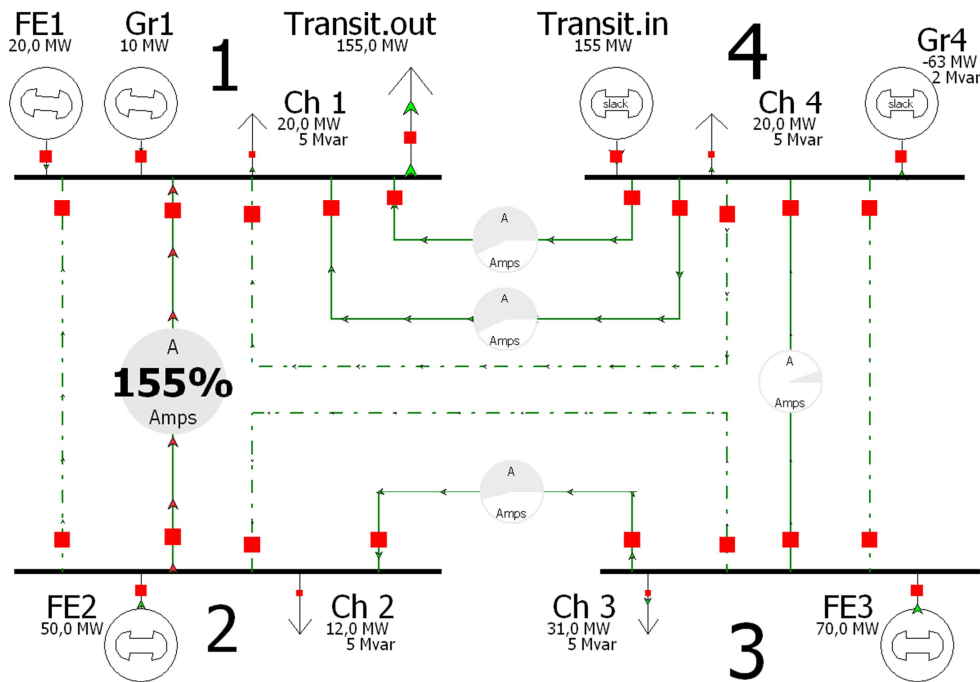


figure 3.20 : Réseau considéré.

Comme illustré à la figure 3.20, une congestion apparaît sur la ligne n°1 dans le sens de 2 vers 1 lors de la présence simultanée d'un vent fort et d'un transit interrégional. Pour éviter que cette congestion apparaisse, la gestion en temps réel des congestions est mise en place.

La figure 3.21 représente les profils des charges et du transit interrégional. Ces profils illustrent les variations pouvant apparaître lors d'une journée typique (24h). Afin de tester la gestion des congestions sur des contraintes réalistes en un temps de simulation réduit, les profils simulés seront réduits à 60min tout en conservant leurs caractéristiques dynamiques.

Pour cela, seules les périodes représentées par des rectangles sur la figure 3.21 sont conservées ; les périodes de fonctionnement en régime établi sont supprimées.

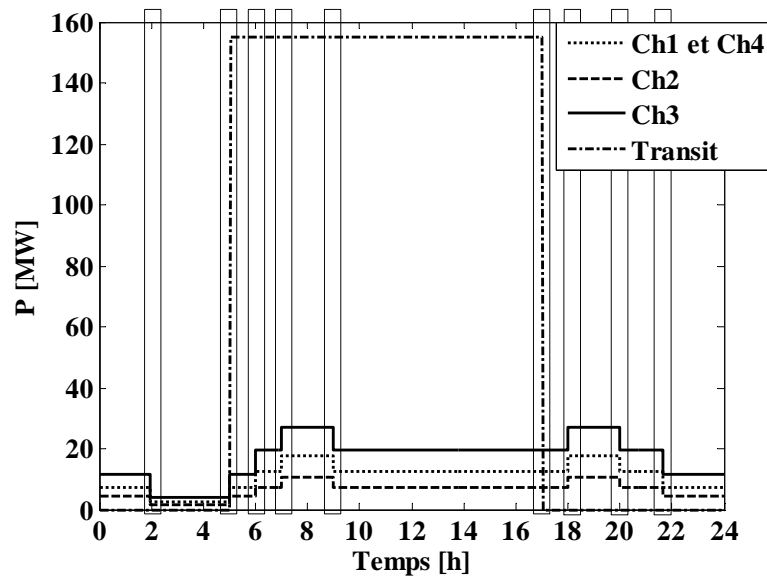


figure 3.21 : Profil des charges et du transit interrégional sur 24h.

Ainsi, les profils de la figure 3.21, réduits à 60min, sont présentés à la figure 3.22.

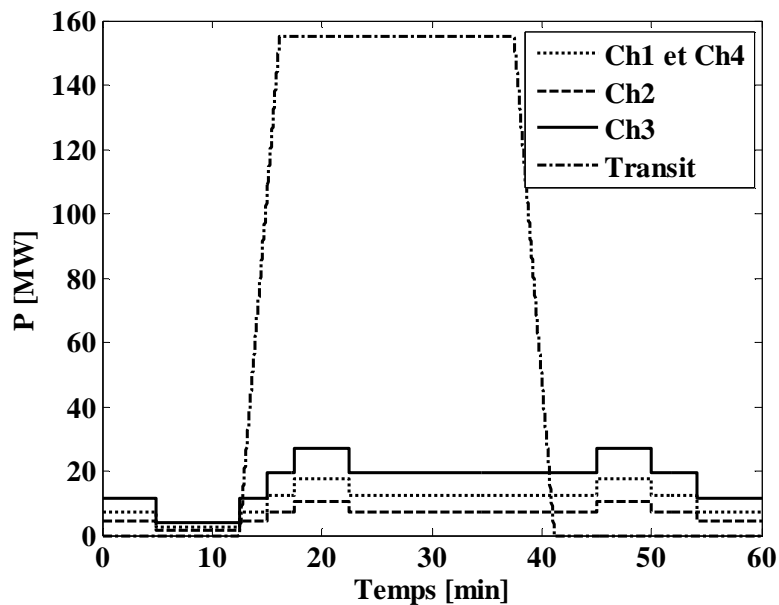


figure 3.22 : Profil des charges et du transit interrégional.

La figure 3.23 représente le profil du vent considéré, celui-ci correspond à des mesures, relevées toutes les trois secondes, sur un site éolien du Nord de la France. Ce profil de vent sera identique à l'ensemble des fermes éoliennes.

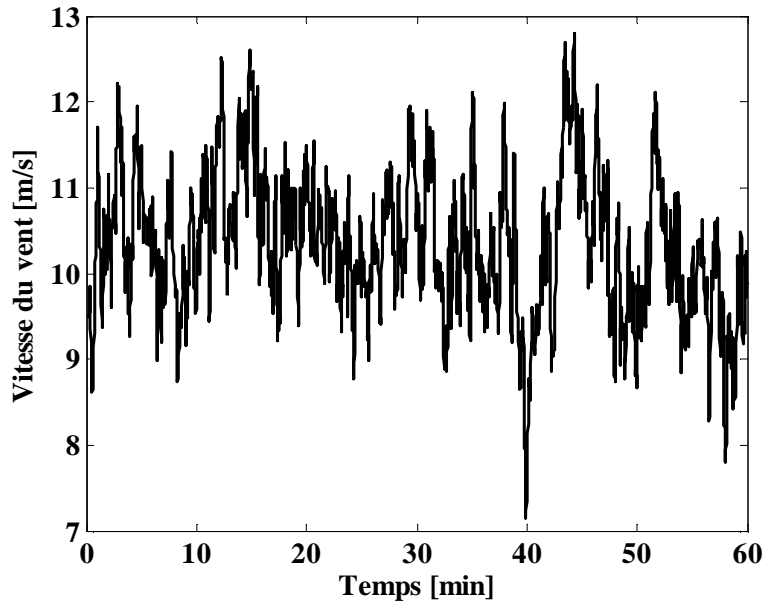


figure 3.23 : Profil du vent.

Ainsi, le profil du vent et les montées et descentes du transit interrégional respectent une dynamique réaliste afin d'étudier la dynamique de la gestion en temps réel des congestions. De plus, une ouverture non planifiée de la ligne n°5 sera considérée dans le scénario. Gr1 est planifié pour fournir une puissance constante égale à 10MW. Les prochaines sections détailleront la mise en place de la gestion temps réel des congestions et les résultats de simulation.

1. Gestion en temps réel des congestions

Dans cette section, l'ordre d'efficacité sera détaillé afin de déterminer l'algorithme de décision permettant d'éviter la congestion sur la ligne n°1. Etant donné que des fermes éoliennes sont connectées sur le réseau et qu'elles fonctionnent au maximum de la puissance disponible du vent, elles n'ont pas la possibilité d'augmenter leur production. Par conséquent, seuls deux groupes de production peuvent augmenter. Le tableau 3.7 définit l'ordre d'efficacité.

tableau 3.7 : Ordre d'efficacité en cas de congestion sur la ligne n°1.

Ordre d'efficacité	Groupe qui augmente i	Groupe qui diminue j	$PTDF_{1,(i,j)}$ [%]	K_N
1	1	2	-72.46	0.0304
2	1	3	-45.73	0.0481
3	4	2	-40.55	0.0543
4	1	4	-31.90	0.0690
5	4	3	-13.82	0.1592

Grâce aux valeurs des PTDF, les gains K_N peuvent être calculés à l'aide de l'équation (3.15) et sont donnés au tableau 3.7. L'algorithme de décision découlant de l'ordre d'efficacité est montré à la figure 3.24.

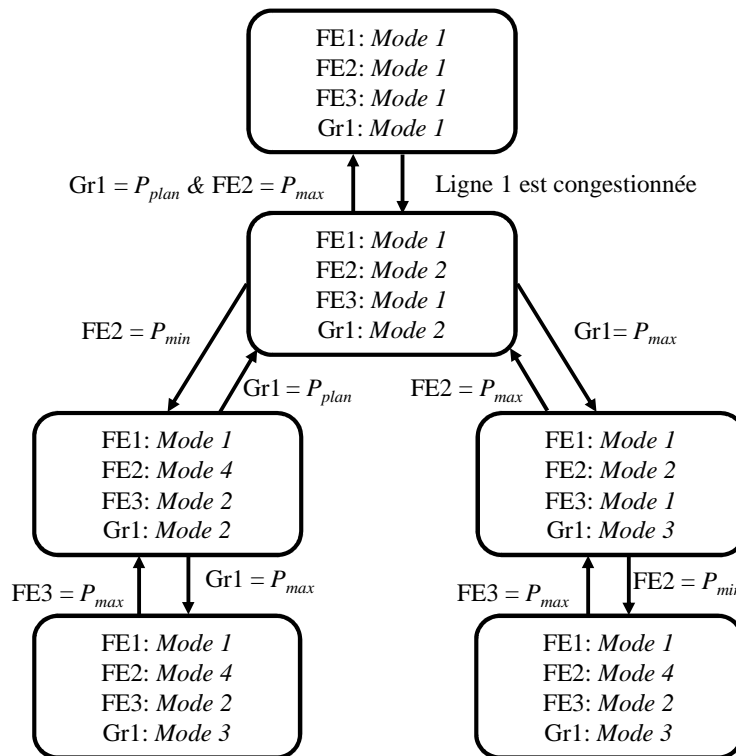


figure 3.24 : Algorithme de décision pour gérer la congestion sur la ligne n°1.

Dans l'algorithme de décision, le Gr4 n'apparaît pas car il effectue le réglage de la fréquence et n'est donc pas contrôlé par la gestion en temps réel des congestions. Cependant, celui-ci apparaît dans l'ordre d'efficacité mais son augmentation de production compense la baisse des fermes éoliennes grâce au réglage de fréquence.

La section suivante présente les résultats de simulation. Pour la simulation, les gains K_{Gi} sont ceux calculés précédemment à la section B.3.iii du chapitre 3.

2. Résultats de simulation

Les résultats de simulation sont présentés suivant deux scénarios. Le premier correspond à la configuration du réseau électrique présenté à la figure 3.20, où un seul générateur au nœud 1 peut augmenter sa production (Gr1) et où un seul générateur au nœud 2 peut la réduire (FE2). Le second scénario considère que plusieurs générateurs ont la possibilité de diminuer ou d'augmenter leur production aux nœuds 1 et 2. Les générateurs supplémentaires, considérés dans le second scénario, sont des systèmes de stockage.

i. Sans système de stockage

La simulation est effectuée sous le logiciel EUROSTAG. L'implantation de l'algorithme de décision sous EUROSTAG a été réalisée par l'intermédiaire de bascules RS dont le détail est donné en Annexe C.

Sur les figures de cette section, deux courbes sont tracées ; celle en trait continu représente les résultats « sans gestion des congestions » et celle en traits pointillés représente les résultats « avec la gestion en temps réel des congestions ». La simulation « sans gestion des congestions » est théorique car elle suppose qu'il n'y a pas de limite de transit sur les ouvrages du réseau électrique. L'évolution du courant de la ligne n°1 est montrée à la figure 3.25. Ainsi, sans gestion le courant de la ligne dépasse de plus de 50% l' I_{MAP} , car une congestion apparaît entre 15 et 40 min due à la présence simultanée d'un vent fort et d'un transit interrégional. De plus entre 19 et 24 min, une ouverture non planifiée de la ligne n°5 se produit. Cela a pour conséquence d'augmenter le courant dû au report de charge entre les ouvrages et de modifier les valeurs des PTDFs. Grâce à la gestion en temps réel des congestions, le courant est maintenu autour de l' I_{MAP} . De plus, le courant au maximum est inférieur à 115% de l' I_{MAP} . Néanmoins, lors de l'ouverture de ligne ou des changements des charges, le courant peut être supérieur à 115% de l' I_{MAP} du fait des transitions abrupte.

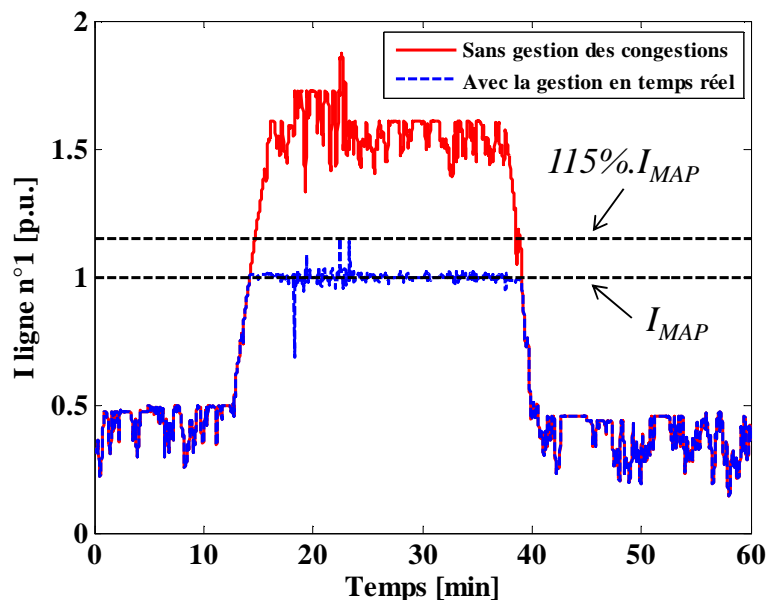


figure 3.25 : Courant dans la ligne n°1.

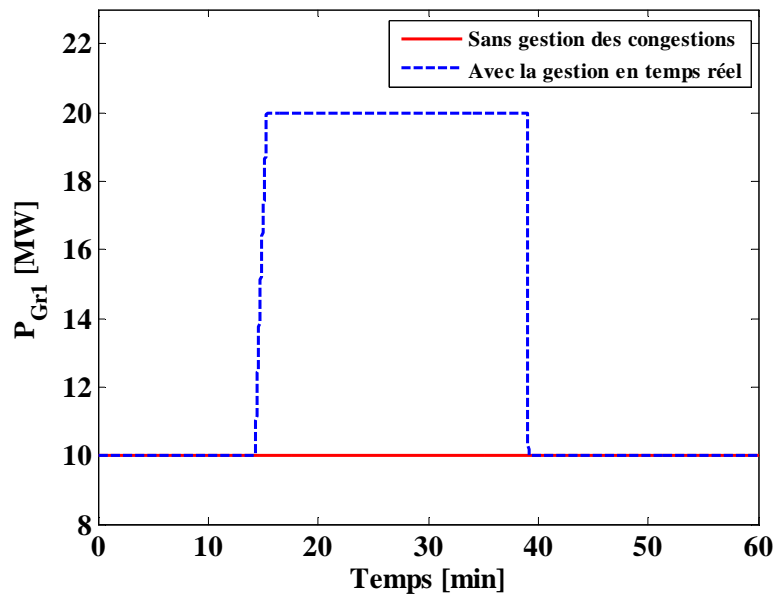


figure 3.26 : Puissance du Gr1.

Les figures 3.26 et 3.27 représentent respectivement l'évolution de la puissance du Gr1 et de la FE2. Ainsi lors de l'apparition de la congestion, la puissance du Gr1 augmente jusqu'à atteindre sa puissance nominale ici 20 MW et ensuite le Gr4 augmente pour compenser la diminution de la FE2, voir la figure 3.28. A l'instant $t=18$ min, la FE2 atteint sa puissance minimale par conséquent la FE3 commence à diminuer sa puissance (figure 3.29).

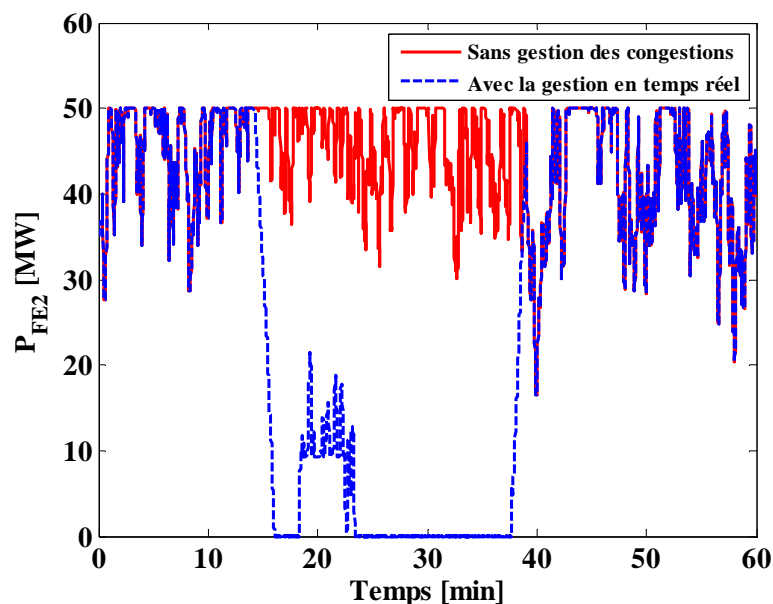


figure 3.27 : Puissance de la FE2.

A $t=19$ min, la ligne n°5 s'ouvre ce qui entraîne une diminution de courant dans la ligne n°1 ce qui permet d'augmenter la FE3 et la FE2 lorsque la FE3 atteint sa puissance maximale. Ce phénomène s'explique car les valeurs des PTDFs des FE2 et FE3 par rapport

à la ligne n°1 augmentent, ainsi la quantité à re-dispatcher pour éviter la congestion est diminuée.

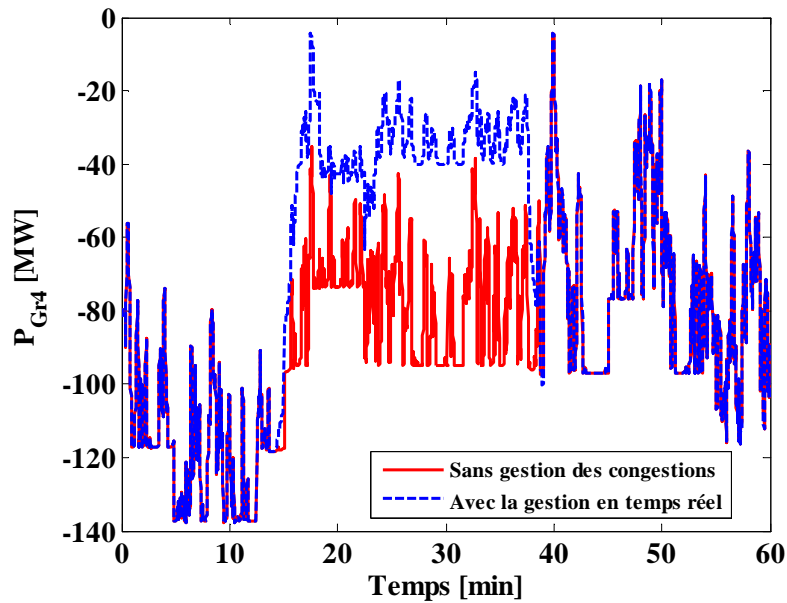


figure 3.28 : Puissance du Gr4.

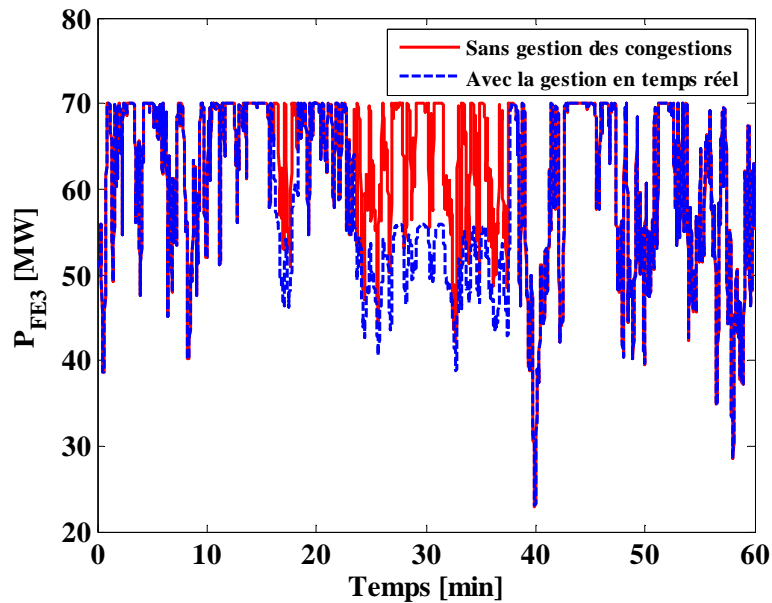


figure 3.29 : Puissance de la FE3.

La figure 3.30 présente la fréquence du réseau. Au début de la congestion, la fréquence est inférieure à celle sans gestion car le réglage de fréquence n'est pas instantané, ce phénomène est inverse en fin de congestion. La fréquence est plus stable durant la congestion cela s'explique car la FE2 est arrêtée ce qui limite les variations sur la fréquence. Car, les variations rapides de la fréquence sont engendrées par les fluctuations de la production éolienne.

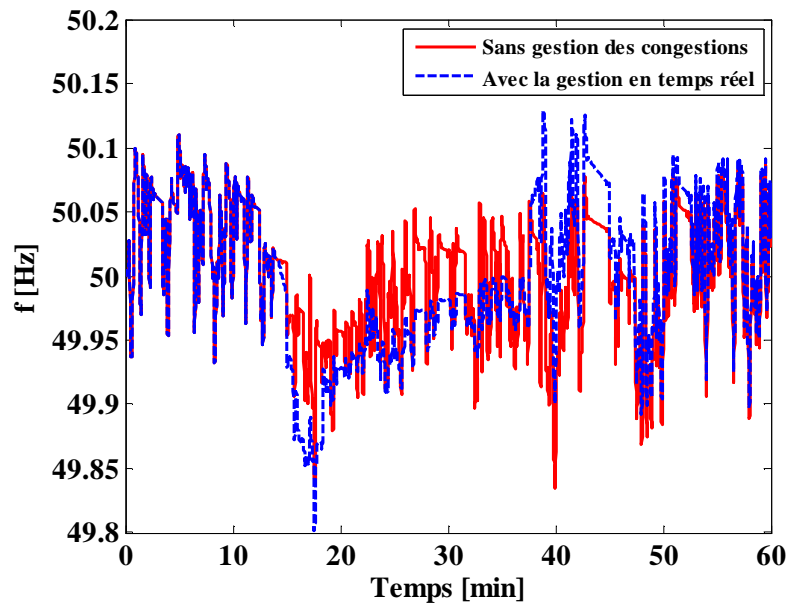


figure 3.30 : Fréquence.

Les figures 3.31 et 3.32 présentent l'impact de la boucle de contrôle sur les grandeurs caractéristiques du générateur éolien représentant la FE2.

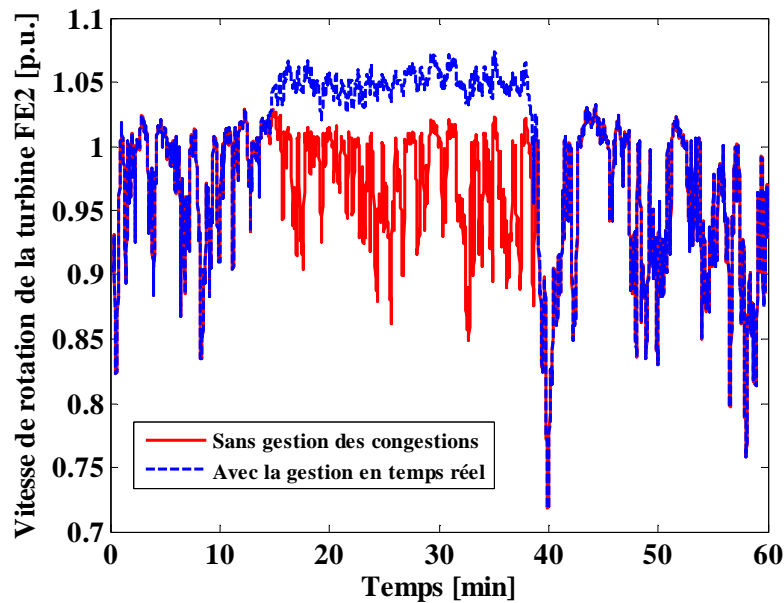


figure 3.31 : Vitesse de rotation de la turbine FE2.

La conséquence d'une diminution du couple de la turbine est l'augmentation de la vitesse de la turbine. Cette augmentation est limitée par action du pitch comme le montre la figure 3.32. Néanmoins, la vitesse de la turbine dépasse la vitesse nominale car le contrôle du pitch est plus lent que le contrôle du couple électromagnétique de la MSAP.

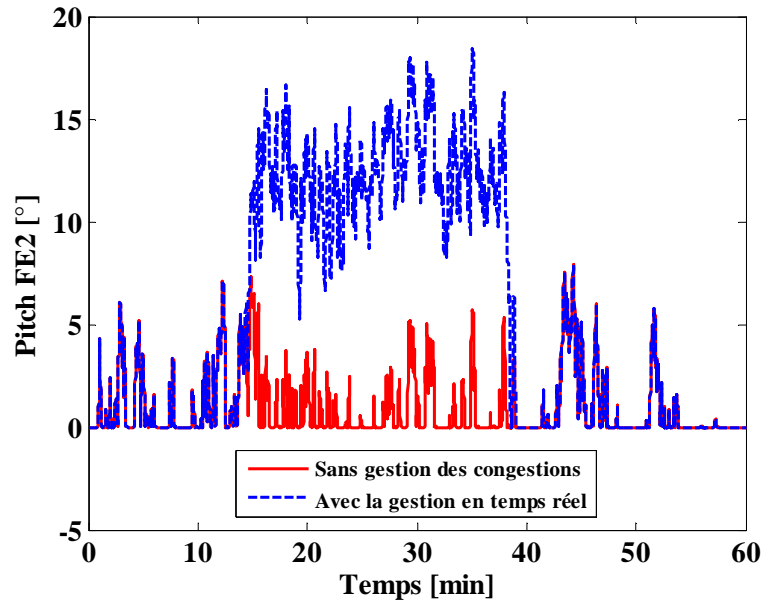


figure 3.32 : Angle du pitch de la turbine FE2.

ii. Avec système de stockage

La présence de moyen de production ou de consommation supplémentaires aux nœuds 1 et 2 peut permettre de réduire la puissance re-dispatchée pour gérer la congestion. Dans le cadre de ce travail, les moyens de production systèmes de stockage. Ces éléments ont l'avantage de pouvoir stocker ou produire de l'énergie. Néanmoins, en plus de prendre en considération les limites en puissances minimales et maximales de ces éléments, il est nécessaire d'intégrer leur capacité en énergie. Ainsi, l'algorithme de décision, présenté à la figure 3.24, est modifié pour prendre en compte leur capacité en énergie.

L'étude sur l'apport de générateurs supplémentaires est réalisée en considérant deux configurations de raccordement de ces générateurs. La première est l'intégration d'un système de stockage au nœud 2 (Sto2) d'une puissance de 20MW possédant une capacité de 5.56MWh et la seconde correspond à l'intégration de deux systèmes de stockage connectés respectivement aux nœuds 1 (Sto1) et 2 (Sto2) possédant chacun une puissance de 10MW est une capacité de 2.78MWh.

Afin de réaliser les simulations sous EUROSTAG, le modèle du système de stockage sera générique ce qui permet de faire abstraction de la technologie choisie. Ce modèle, issu de [Abou Chacra, 2005], est illustré à la figure 3.33. Les rendements de charge et de décharge sont pris égaux à 1 et les constantes de temps de décharge et de charge sont prises égales à 5s.

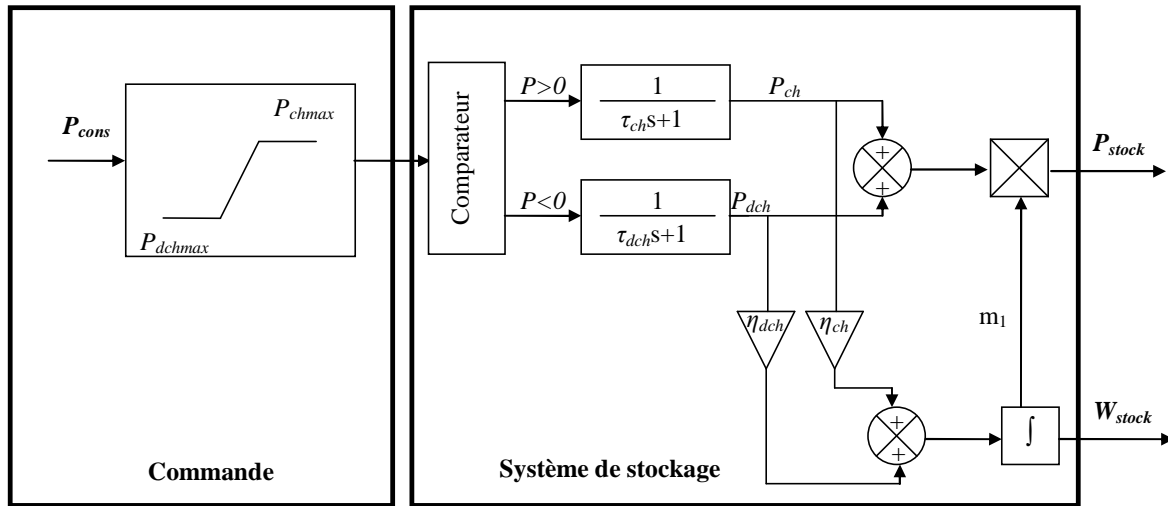


figure 3.33 : Modèle du système de stockage [Courtecuisse, 2008].

Lorsque que deux générateurs sont raccordés à un même nœud, l’algorithme de décision doit prendre en compte une priorité entre les deux générateurs.

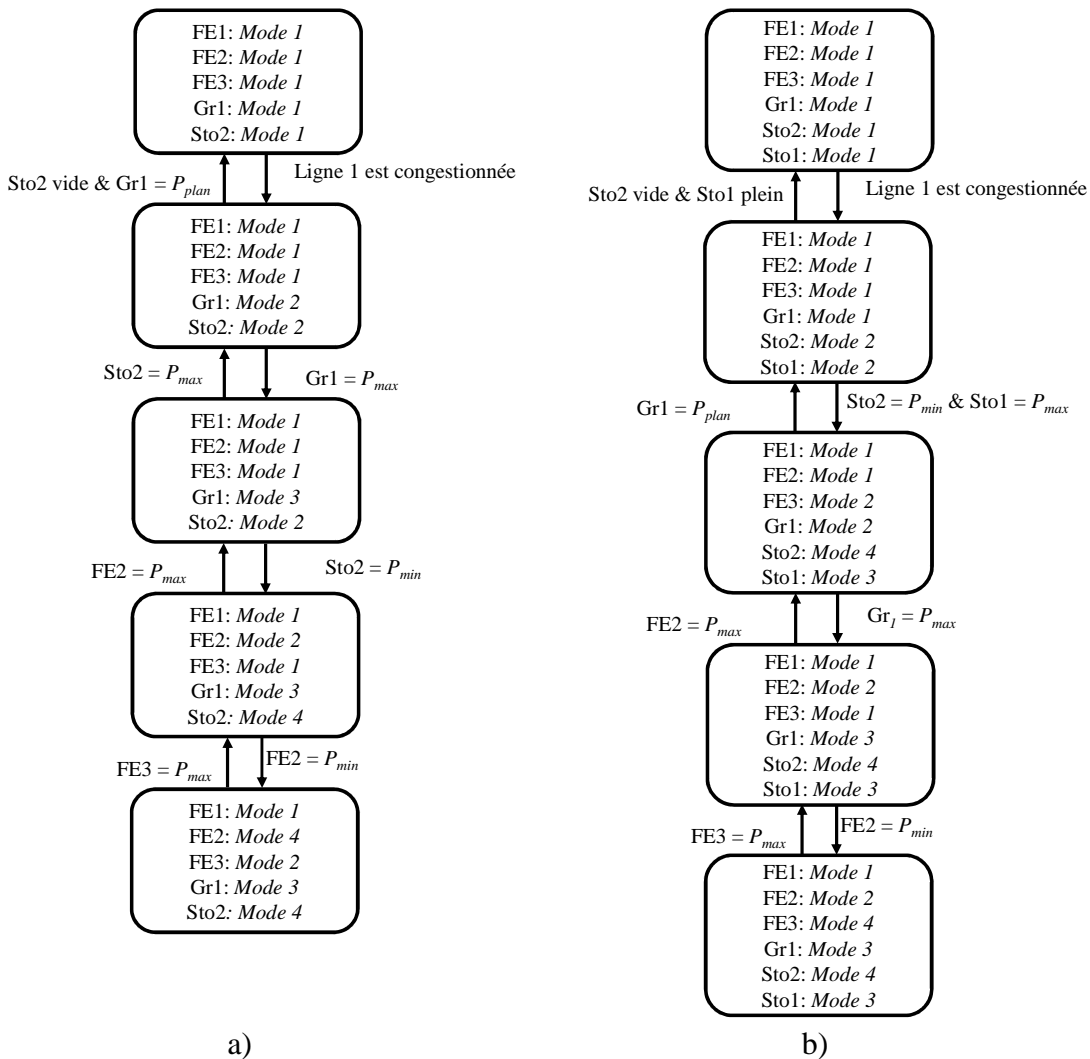


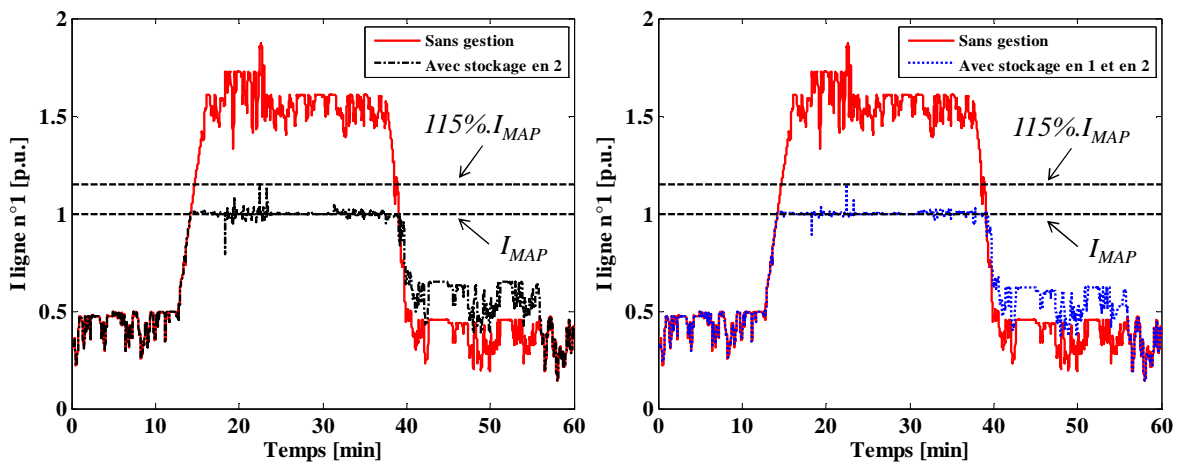
figure 3.34 : Algorithme de décision pour gérer la congestion sur la ligne n°1. a) en considérant un système de stockage au nœud 2. b) en considérant deux systèmes de stockage aux nœuds 1 et 2.

En considérant que les systèmes de stockage sont utilisés en premier et qu'ils retrouvent leurs niveaux de stockage en fin de congestion, les algorithmes de décision en fonction des configurations de raccordement sont présentés à la figure 3.34. Seule la partie qui est utilisée dans la simulation est représentée. Pour les deux scénarios, le stockage au nœud 2 est considéré vide et le stockage au nœud 1 est plein. Les niveaux de stockage sont nécessairement définis en « J-1 » afin de pouvoir les utiliser en « J » de même que les réserves que doivent posséder les générateurs. La quantification et la localisation des réserves seront présentées à la section IV de ce chapitre.

Pour les simulations, les profils des charges, du transit interrégional et du vent, sont ceux représentés à la figure 3.22 et à la figure 3.23. De plus, une ouverture non planifiée en $t=19\text{min}$ de la ligne n°5 est considérée.

Sur les figures de cette section, les figures a) correspondent au scénario où seul un stockage est raccordé au nœud 2 et les figures b) correspondent au scénario où deux stockages sont raccordés respectivement aux nœuds 1 et 2. Les figures de cette section sont à comparer avec celles présentées lors de la précédente section.

La figure 3.35 représente l'évolution du courant dans la ligne n°1. Dans les deux scénarios, la gestion en temps réel des congestions permet d'éviter la congestion en maintenant le courant autour de I_{MAP} . L'évolution du courant est identique dans les deux cas et comparable à celle de la figure 3.35.

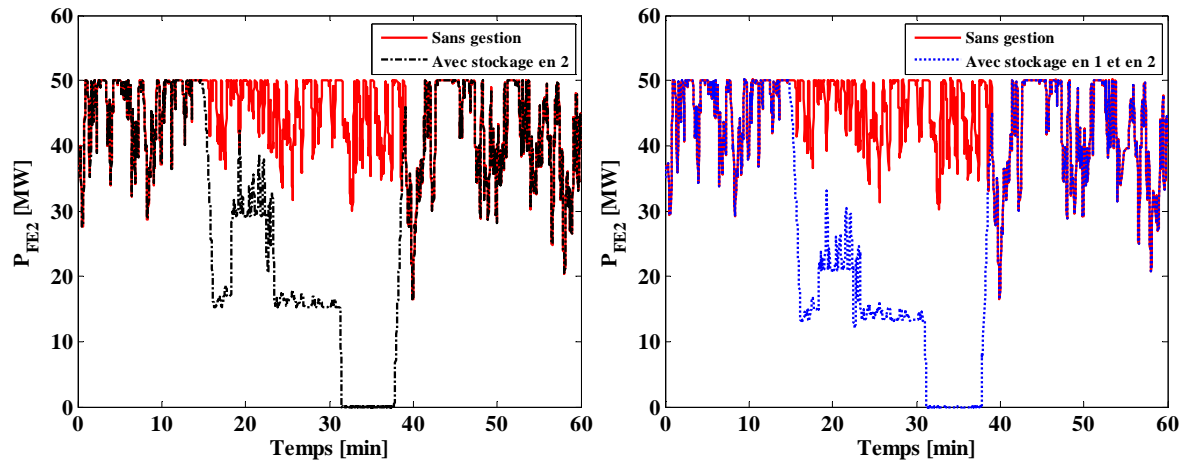


a) Un stockage au nœud 2.

b) Deux stockages aux nœuds 1 et 2.

figure 3.35 : Courant dans la ligne n°1.

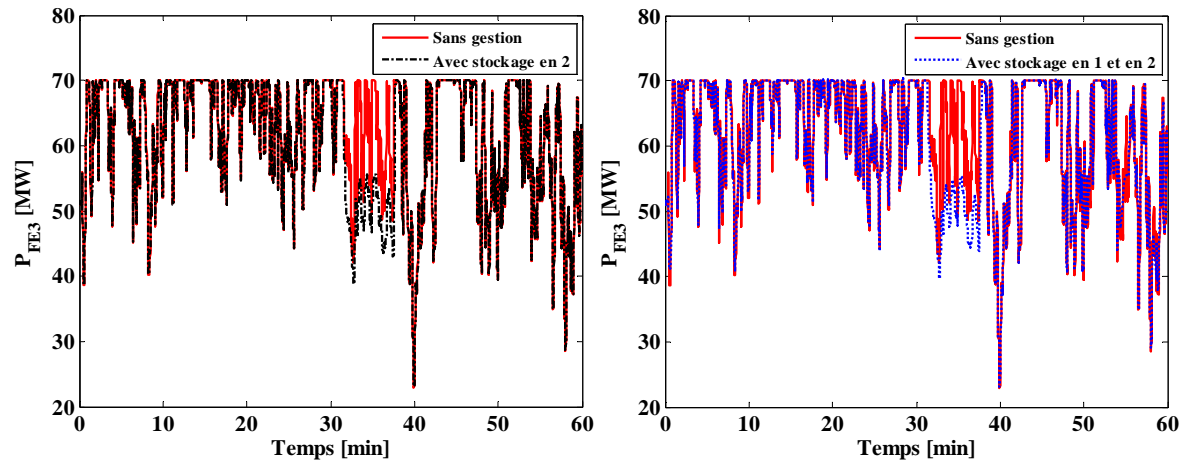
Les figures 3.36, 3.37, 3.38, 3.39 et 3.40 représentent respectivement l'évolution de la puissance de la FE2, de la FE3, du Gr1, du Gr4 et des systèmes de stockage.



a) Un stockage au nœud 2.

b) Deux stockages aux nœuds 1 et 2.

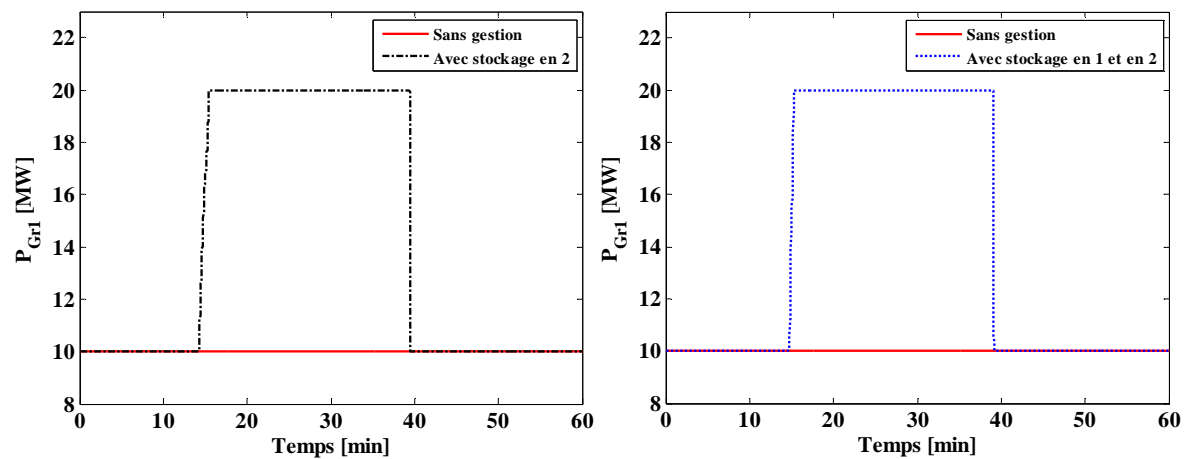
figure 3.36 : Puissance de la FE2.



a) Un stockage au nœud 2.

b) Deux stockages aux nœuds 1 et 2.

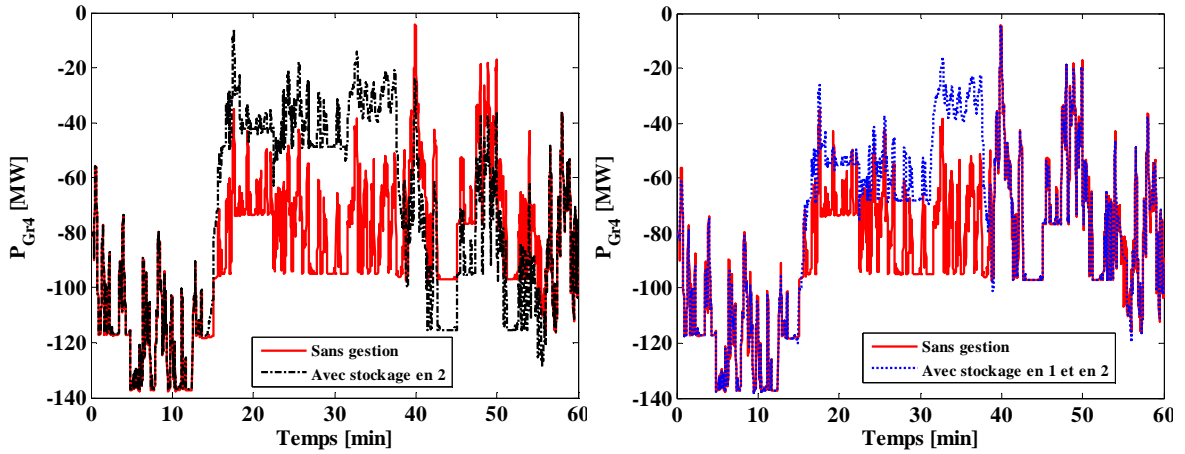
figure 3.37 : Puissance de la FE3.



a) Un stockage au nœud 2.

b) Deux stockages aux nœuds 1 et 2.

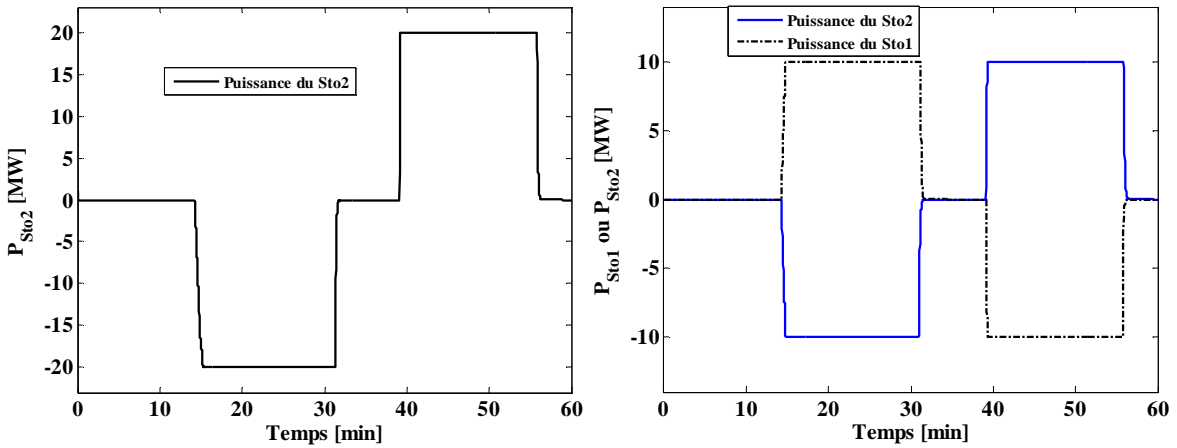
figure 3.38 : Puissance du Gr1.



a) Un stockage au nœud 2.

b) Deux stockages aux nœuds 1 et 2.

figure 3.39 : Puissance du Gr4.



a) Un stockage au nœud 2.

b) Deux stockages aux nœuds 1 et 2.

figure 3.40 : Puissance des systèmes de stockage.

Dans le cas où un seul stockage est considéré, lors de l'apparition de la congestion, ce stockage Sto2 stocke et le Gr1 augmente sa production jusqu'à atteindre sa puissance maximale ici 20MW et ensuite le Sto2 continue de diminuer jusqu'à atteindre sa puissance minimale (-20MW) qui est compenser par le Gr4 (figure 3.39 a). Lorsque le Sto2 atteint sa puissance minimale la FE2 commence à diminuer sa production (figure 3.36 a).

A l'instant $t=31\text{min}$, le Sto2 est plein, il ne peut donc plus emmagasiner de l'énergie ainsi sa puissance augmente jusqu'à 0MW. La FE2 doit alors diminuer sa puissance pour compenser cette remontée et elle atteint sa puissance minimale. Par conséquent la FE3 commence à diminuer sa puissance (figure 3.37 a) afin de maintenir le courant à l' I_{MAP} .

En fin de congestion, une fois que les fermes éoliennes sont retournées à leur puissance MPPT et que le Gr1 a atteint sa puissance planifiée, à $t=40\text{min}$, le Sto2 augmente sa puissance pour restituer l'énergie emmagasinée pendant la congestion et à $t=56\text{min}$, l'ensemble des générateurs sont en *Mode 1*.

Dans le cas de deux systèmes de stockage, lors de l'apparition de la congestion, le Sto1 augmente sa puissance et le Sto2 la diminue (figure 3.40 b). A $t=15\text{min}$, les deux systèmes de stockage atteignent leur puissance limite. Ensuite, le Gr1, le Gr4 et la FE2 sont utilisés pour éviter la congestion. A l'instant $t=31\text{min}$, le Sto1 est vide et le Sto2 est plein, ce qui entraîne une diminution de la puissance de la FE2 jusqu'à atteindre sa puissance minimale (figure 3.36 b) et ensuite la FE3 est utilisée. En fin de congestion, à $t=40\text{min}$, comme précédemment, le Sto2 augmente sa puissance pour restituer l'énergie emmagasinée et le Sto1 stocke de l'énergie pour se recharger.

Les figures 3.41 et 3.42 et le tableau 3.8 permettent de comparer la perte de puissance des fermes éoliennes et de quantifier la perte d'énergie éolienne durant la congestion en fonction du scénario choisi.

Ainsi, les systèmes de stockage permettent de limiter la perte de production des fermes éoliennes. Néanmoins, un seul stockage de 20MW raccordé au nœud 2 est plus efficace que deux systèmes de stockage de 10 MW raccordés aux nœuds 1 et 2 pour limiter la perte de production éolienne.

tableau 3.8 : Energie perdue par les fermes éoliennes pendant la congestion.

	Energie perdue par FE2	Energie perdue par FE3
Sans stockage	87.2%	11.8%
Avec stockage au nœud 2	61.6%	4.1%
Avec stockage aux nœuds 1 et 2	67.6%	4.2%

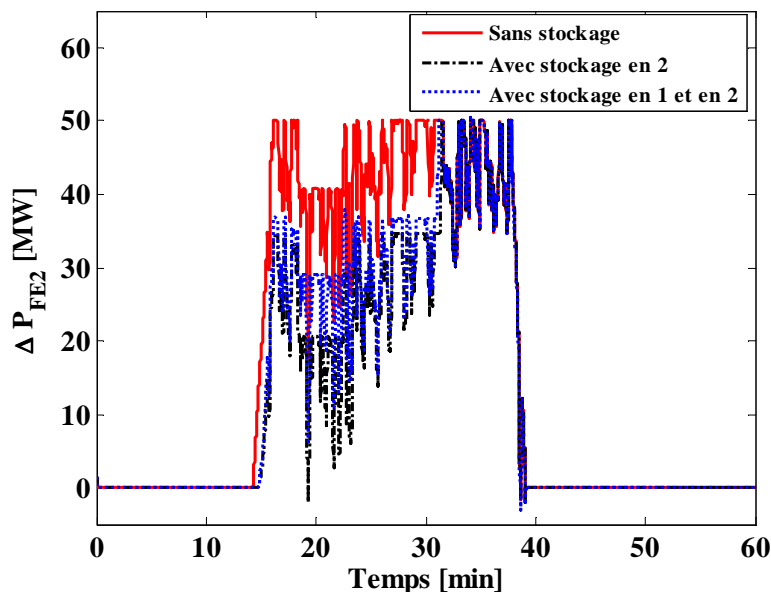


figure 3.41 : Comparaison de la perte de puissance de la FE2 sans système de stockage, avec 1 système de stockage situé au nœud 2 (20 MW-5.56MWh) ou avec 2 systèmes de stockage aux nœuds 1 et 2 (10 MW-2.78MWh chacun).

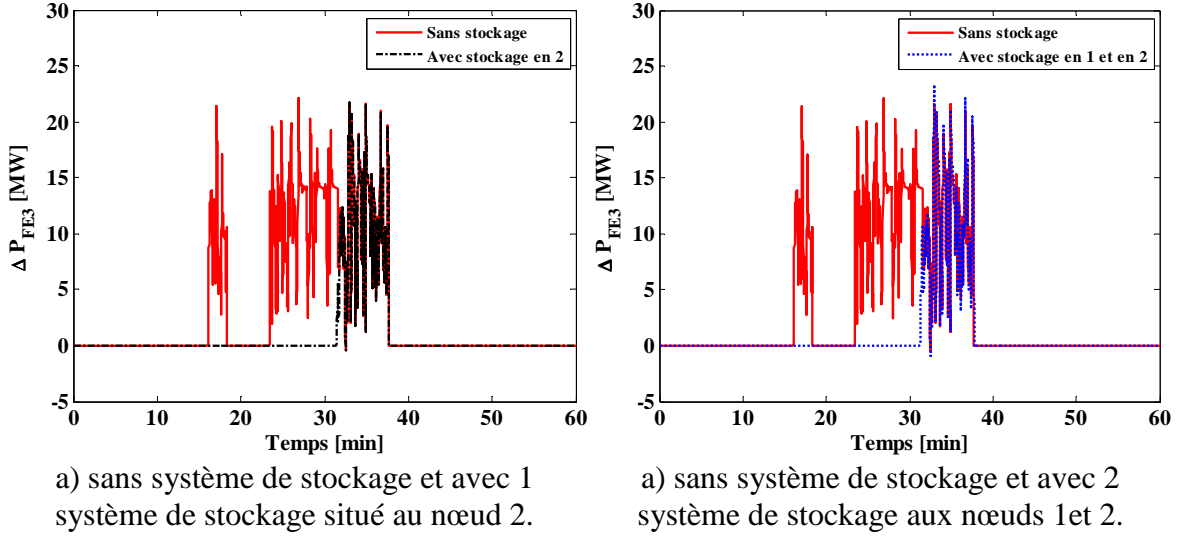


figure 3.42 : Comparaison de la perte de puissance de la FE3 sans système de stockage, avec 1 système de stockage situé au nœud 2 (20 MW-5.56MWh) ou avec 2 systèmes de stockage aux nœuds 1 et 2 (10 MW-2.78MWh chacun).

Ce résultat peut être expliqué, en utilisant l'équation (3.6) et les valeurs du tableau 3.5. Car, la variation de puissance dans la ligne n°1, donnée par (3.20) pour un re-dispatching de 20MW entre le nœud 2 et le nœud 4 est de 9.15MW.

$$\Delta pl_{\text{ligne } n^{\circ}1} = PTDF_{\text{ligne } n^{\circ}1,(4,2)} [\%] \cdot P_{\text{redispach } (4,2)} = \frac{45.73}{100} \cdot 20 = 9.15 \text{ MW} \quad (3.20)$$

Alors que la variation de puissance dans la ligne n°1, donnée par (3.21), pour un re-dispatching de 10MW entre le nœud 1 et le nœud 2 n'est que de 7.25MW.

$$\Delta pl_{\text{ligne } n^{\circ}1} = PTDF_{\text{ligne } n^{\circ}1,(1,2)} [\%] \cdot P_{\text{redispach } (1,2)} = \frac{72.46}{100} \cdot 10 = 7.25 \text{ MW} \quad (3.21)$$

D'après les équations (3.20) et (3.21), la FE2 est utilisé en cas de surcharge sur la ligne n°1 supérieur à 7.25MW pour deux systèmes de stockage aux nœuds 1 et 2 de 10 MW chacun alors que la FE2 est utilisée que si la surcharge est supérieure à 9.25MW pour un système de stockage situé au nœud 2 de 20MW. Ainsi, la FE2 est plus rapidement utilisée dans le cas de deux systèmes de stockage ce qui entraine une perte de production plus importante. Par conséquent, la localisation et le dimensionnement des stockages doivent être étudiés en amont afin de réduire la perte de production des fermes éoliennes. La méthode développée à la section IV de ce chapitre peut permettre de définir la localisation et le dimensionnement des systèmes de stockage.

iii. Conclusion

Les performances de la gestion en temps réel des congestions ont été montrées au moyen de simulations en considérant un réseau simple dont un ou plusieurs générateurs sont connectés à un même nœud. Les résultats de simulation ont montré l'efficacité de la gestion en temps réel des congestions pour gérer les congestions apparaissant en temps réel même en cas d'ouverture intempestive de ligne.

D. Conclusion

Le module de gestion en temps réel des congestions a été présenté et des résultats de simulation sous le logiciel EUROSTAG ont démontré la faisabilité de la gestion. De plus, la capacité des fermes éoliennes à participer à la gestion des congestions a été mise en évidence. Enfin, une étude de stabilité, valable pour tout type de réseau et pour tout type de générateur, a été proposée afin de s'assurer de la stabilité de la gestion.

Néanmoins, la gestion temps réel des congestions ne peut fonctionner que si les groupes de production possèdent des réserves à la hausse et à la baisse suffisantes pour lever les congestions. Afin de garantir la sûreté du système électrique, la détermination de la localisation et de la quantification de ces réserves est nécessaire et doit être réalisée de façon prévisionnelle, c.-à-d. en « J-1 ». La méthodologie et la faisabilité de cette étude prévisionnelle est présenté dans le module de « Dimensionnement et localisation des réserves ». Ce module est présenté dans la section suivante.

IV. Dimensionnement et localisation des réserves

A. Introduction

L'objectif de cette étude est d'assurer en « J-1 », que la gestion en temps réel des congestions possède les moyens disponibles pour lever les contraintes sur le réseau électrique. Cette étude prévisionnelle est basée sur des prévisions de consommation et de production pour déterminer les situations où les congestions les plus élevées pourraient apparaître. Il suffira de définir les réserves à posséder sur les groupes de production pour que la gestion en temps réel des congestions utilise les réserves lorsque la congestion apparaîtra. Dans la section suivante, l'algorithme de localisation et de quantification des réserves est présenté.

B. Algorithme de localisation et de quantification des réserves

L'algorithme de localisation et de quantification des réserves se découpe en trois étapes distinctes :

- La première étape consiste à récupérer les différentes prévisions de la journée étudiée, consommation et production, afin de définir des points critiques pour les réseaux. Ces points critiques correspondent au pic et au creux de charge ou au pic de production renouvelable. Les points critiques ainsi définis seront utilisés à l'étape 2.
- La seconde étape consiste, pour ces différents points critiques, à déterminer si des congestions apparaissent et dans l'affirmative, de définir les re-dispatching à effectuer afin de les éviter. Les re-dispatching seront définis grâce à l'utilisation de l'ordre d'efficacité. Les figures 3.43 et 3.44 montrent le principe de l'étape 2.

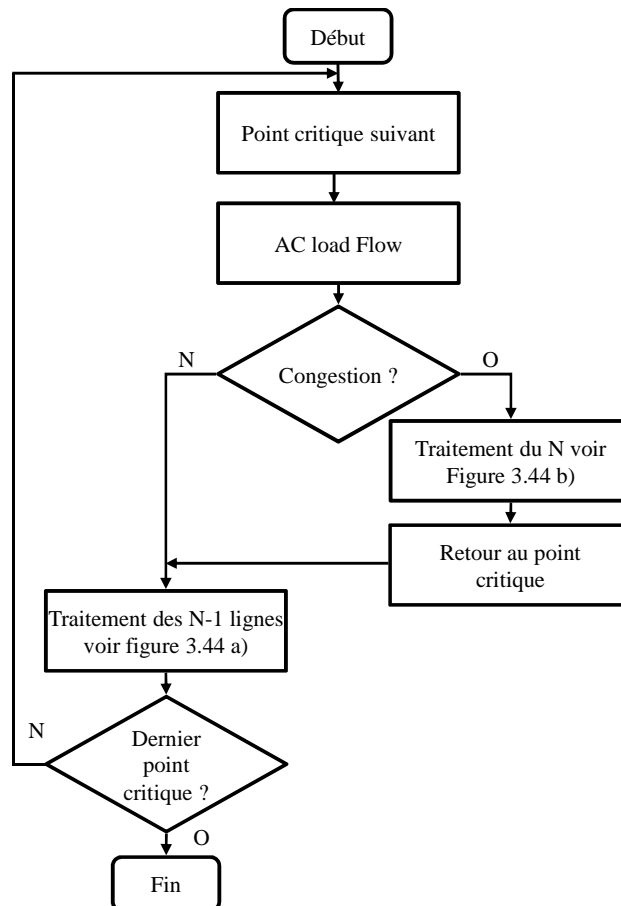


figure 3.43 : Principe de l'étape 2.

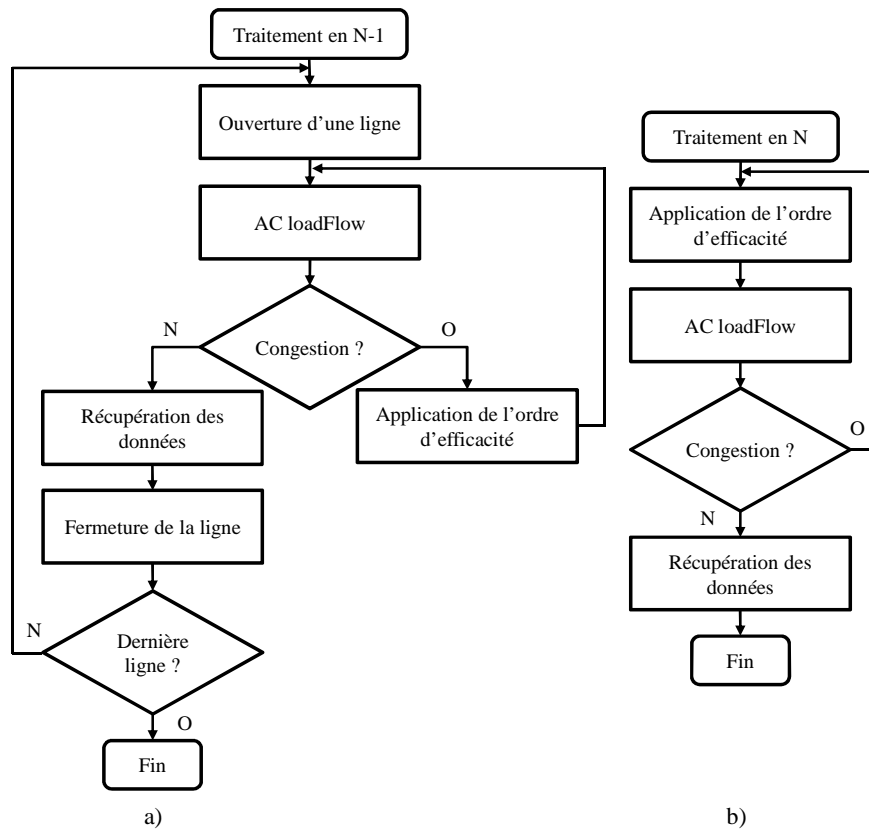


figure 3.44 : Algorithme de traitement des congestions, a) en N-1 et b) en N.

La résolution de l'étape 2 se fait grâce à l'utilisation de l'AC Load Flow pour déterminer le niveau de charge sur le réseau, suivant les prévisions au point critique. Ensuite, si une congestion apparaît en N ou en N-1, l'ordre d'efficacité est utilisé pour déterminer les re-dispatchings à effectuer pour les éviter (figure 3.44). Enfin, en sortie du traitement des congestions en N ou N-1, les données concernant la puissance des générateurs sont récupérées afin de les traiter à l'étape 3.

- L'étape 3 consiste à définir les réserves nécessaires pour traiter chaque congestion en fonction des résultats des re-dispatchings de l'étape 2. Ensuite en comparant les réserves nécessaires pour chaque congestion, des regroupements peuvent avoir lieu ce qui permet de définir des réserves globales permettant de gérer l'ensemble des congestions.

Ainsi, l'algorithme permet de localiser et de quantifier les réserves minimales à posséder au niveau de chaque groupe. La section suivante illustre l'algorithme de localisation et de quantification des réserves sur le scénario présenté précédemment.

C. Illustration sur le réseau de 4 nœuds

Pour illustrer l'algorithme de localisation et de quantification des réserves, le réseau de la figure 3.20 est considéré. Les figures 3.45 et 3.44 présentent les prévisions de la vitesse du vent, des charges et du transit interrégional. Pour rappel, le Gr1 est supposé fournir constamment 10MW.

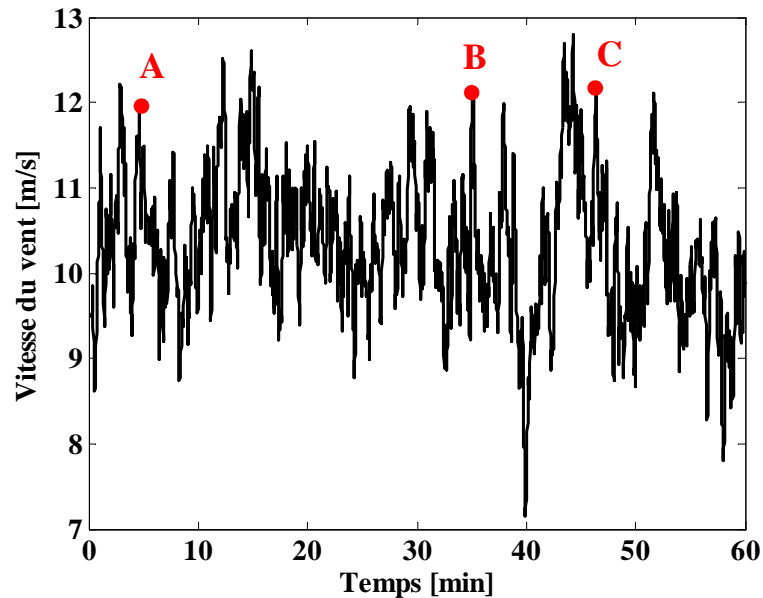


figure 3.45 : Prévision du vent.

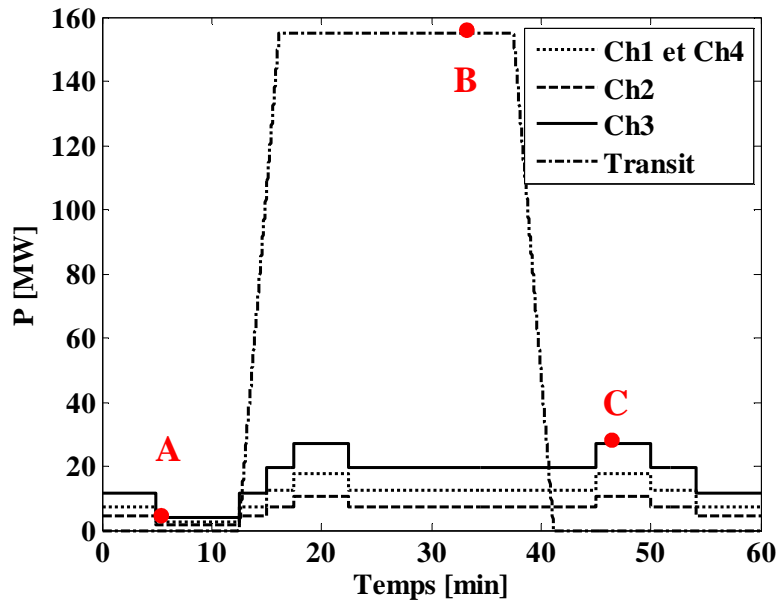


figure 3.46 : Prévision des charges et du transit interrégional.

Pour localiser les réserves, trois points critiques pour le réseau ont été définis. Le point A, à 5min, correspond au moment où la production éolienne est maximale et la charge dans le réseau minimale. Le point B, à 35min, correspond au moment où la production éolienne est maximale et le transit interrégional maximal. Le point C, à 48min, correspond au moment où la production éolienne est maximale et la charge sur le réseau maximale. Il est

important de rappeler que le scénario proposé est une concentration sur 60min d'une journée typique. En pratique, les prévisions utilisées en « J-1 » seront moins précises car basées sur des prévisions de vent entachées d'erreurs et définies pour des pas demi-horaire ou horaire.

L'application de l'algorithme de localisation et de quantification des réserves pour les trois points critiques, déterminés suivant les prévisions, permet de détecter les congestions en N ou en N-1 et de définir les réserves nécessaires pour leur traitement. Le tableau 3.9 montre les réserves minimales nécessaires pour gérer en temps réel les différentes congestions. Les lignes du tableau indiquent les lignes où des congestions peuvent apparaître et les réserves nécessaires afin de les traiter en fonction du point critique considéré. La colonne « Avec limite de génération » présente les réserves en tenant en compte la limite de 20 MW pour la puissance nominale du Gr1.

tableau 3.9 : localisation et quantification des réserves pour les points critiques.

Point critique	Etat du réseau	N° ligne ouverte	N° ligne congestionnée	Surcharge de la ligne [%]	Localisation et quantification de la réserve [MW]	
					Sans limite de génération	Avec limite de génération
A	N-1	7 ou 8	5	8	9 sur FE3↓ 9 sur Gr4↑	9 sur FE3↓ 9 sur Gr4↑
	N-1	1	5	12	13 sur FE3↓ 13 sur Gr4↑	13 sur FE3↓ 13 sur Gr4↑
	N-1	5	1	75	31 sur Gr1↑ 31 sur FE2↓	10 sur Gr1↑ 45 sur FE2↓ 35 sur Gr4↑
B	N	/	1	57	34 sur Gr1↑ 34 sur FE2↓	10 sur Gr1↑ 50 sur FE2↓ 3 sur FE3↓ 43 sur Gr4↑
	N-1	5	1	85	33 sur Gr1↑ 33 sur FE2↓	10 sur Gr1↑ 48 sur FE2↓ 38 sur Gr4↑
	N-1	3	1	11	5 sur Gr1↑ 5 sur FE2↓	5 sur Gr1↑ 5 sur FE2↓
	N-1	7 ou 8	1	91	49 sur Gr1↑ 49 sur FE2↓	Impossible à traiter
C	N-1	5	1	20	10 sur Gr1↑ 10 sur FE2↓	10 sur Gr1↑ 10 sur FE2↓

Une seule congestion ne peut pas être gérée. En effet, la seule action sur les groupes ne permet pas d'éviter la congestion et une modification des charges est nécessaire

(délestage). Le planificateur recommandera donc soit une limitation du transit interrégional à 131 MW ou un délestage de la charge Ch1 en cas de perte de la ligne n°7 ou n°8.

Le tableau 3.9 montre finalement que des réserves à la hausse de 10 MW et de 43 MW respectivement situées au niveau des groupes Gr1 et Gr4 permettent, en temps réel, de gérer les autres situations critiques envisagée pour le jour «J». Pour plus d'approfondissement sur la localisation et la quantification des réserves, l'aspect économique doit être pris en compte. En effet, il est peut être préférable pour le GRT de conclure un contrat avec le producteur du Gr1 pour qu'il produise sa puissance nominale toute la journée au lieu de le rémunérer pour l'utilisation de sa réserve.

D. Conclusion

Le module de localisation et de quantification des réserves et un exemple d'utilisation de l'algorithme ont été présentés. Ainsi, l'algorithme permet de minimiser les réserves nécessaires sur les groupes. Néanmoins, le coût des réserves et de leur utilisation doit être pris en compte afin de réduire le coût de traitement des congestions. A l'heure actuelle en France, des coûts d'utilisation des réserves pour les groupes classiques sont mis en place au niveau du marché de l'équilibrage. Cependant, les supports financiers accordés aux producteurs renouvelables les empêchent de s'intégrer à ce type de marché. La section suivante proposera des solutions afin de compenser les producteurs renouvelables lors des périodes de congestion.

V. Aspect économique pour le traitement des congestions locales

A. Introduction

Comme l'a montré le chapitre 2, le choix des moyens mis en œuvre pour traiter une congestion est principalement un choix économique. Ainsi, en cas de congestion entre pays ou sur le réseau de transport d'un pays, le choix de groupes pour gérer cette congestion dépend des offres faites par ces groupes. Les groupes choisis devront en effet viser à la minimisation des coûts de traitement des congestions. Cependant, en cas de congestion locale, le nombre restreint de producteurs au sein du réseau local peut entraîner des situations de monopoles et peuvent mener à un coût de congestion important. Ainsi dans différents pays, les GRT définissent, lors de l'installation d'un groupe décentralisé, un nombre d'heures pendant lesquelles celui-ci peut être réduit sans compensation financière. Néanmoins, la forte augmentation des groupes décentralisés, surtout des productions

renouvelables, peut grandement accroître ce nombre d'heure. Un nombre d'heure important de coupure impacte le retour sur investissement des producteurs renouvelables. De plus, dans certains pays, l'application de la règle du « dernier arrivé, premier coupé » peut entraîner des coupures très importantes, car le dernier n'est pas forcément le plus efficace. Ceci est très pénalisant pour les producteurs renouvelables. En effet, Les producteurs renouvelables ne peuvent pas stocker leur énergie primaire et du fait du tarif de rachat lié à l'énergie produite ne reçoivent pas de revenus lors d'une réduction de leur production. L'objectif de cette section est de proposer des mécanismes financiers permettant de compenser financièrement les producteurs en cas de congestion locale. Ils seront présentés dans les sections suivantes.

B. Présentation des mécanismes financiers

Les mécanismes financiers proposés sont de deux types :

- Le premier reposera sur la collaboration entre les producteurs afin de minimiser les pertes d'énergie en cas de congestion ce qui entraîne une minimisation des pertes financières pour ces producteurs. Ce premier mécanisme sera naturellement appelé « Mécanisme de compensation entre les producteurs ».
- Le second type est basé sur un marché avec pour objectif d'établir une compétition entre les producteurs locaux. L'étude du mécanisme basé sur un marché est faite dans le cadre de deux scénarios économiques. Un scénario où les producteurs renouvelables sont soutenus par un tarif de rachat et un scénario dans lequel les producteurs renouvelables ne bénéficient plus d'un tarif de rachat fixe.

1. Mécanisme de compensation entre les producteurs

i. Principe

L'objectif de ce mécanisme est de réduire la perte de production afin de réduire par conséquent la perte financière. La perte de production des producteurs à la baisse est principalement due à l'apparition d'une congestion et à la réglementation actuellement appliquée (présentée au Chapitre 2.IV). La réglementation définit les méthodes permettant de réduire les producteurs en cas de congestion dans le cas où cette congestion ne peut être gérée que par les producteurs. En effet, pour limiter la perte des producteurs, le renforcement du réseau est la seule solution envisageable à long terme. Néanmoins, la construction d'une nouvelle ligne peut prendre environ huit ans alors que la construction d'une ferme éolienne ne nécessite que deux à trois ans [Rious, 2007]. Par conséquent, pour

diminuer la perte de production des producteurs, une des solutions est de modifier la réglementation actuellement mise en place.

Un dispositif de la réglementation actuelle, appliqué dans différents pays, est de réduire le producteur qui s'est raccordé en dernier au réseau, « dernier arrivé, premier coupé ». Ce dispositif est économiquement acceptable pour l'ensemble des producteurs. Sa logique économique permet actuellement aux nouveaux entrants de ne pas payer que les ouvrages nécessaires à leur raccordement : en contrepartie de ce coût de raccordement réduit, le producteur peut se voir imposer ponctuellement des contraintes d'exploitation en cas de congestion sur le réseau. Alors que les premiers producteurs devaient contribuer au financement du poste de raccordement et de l'extension du réseau, ainsi le dispositif « dernier arrivé, premier coupé » leur permet d'être prioritaire pour l'utilisation du réseau. Néanmoins en cas de congestion, réduire le dernier producteur peut ne pas être la solution la plus efficace en termes d'énergie car, comme l'a montré l'ordre d'efficacité, l'emplacement du producteur influe sur la quantité à réduire pour éviter la congestion. C'est pourquoi, l'utilisation de l'ordre d'efficacité est préférable. Ainsi le dispositif appelé « dernier arrivé, premier coupé » est remplacé par le dispositif appelé « plus efficace, premier coupé ». Cependant, ce nouveau dispositif, efficace en terme d'énergie, peut réduire le premier installé et l'empêcher d'utiliser les ouvrages qu'il a financés, c'est pour compenser cette perte de priorité que le mécanisme appelé « mécanisme de compensation entre les producteurs » est proposé. Les producteurs dernièrement installés vont devoir compenser financièrement les producteurs réduits si ces producteurs étaient raccordés avant eux. Ce mécanisme demande une forte collaboration entre les producteurs. De plus, cet échange financier entre les producteurs devra être effectué après le temps réel et devra être contrôlé par une tierce partie. Cette tierce partie devra être un organisme indépendant vis-à-vis des producteurs et pourra être soit le régulateur soit le GRT. Toutefois, le GRT sera nécessairement, impliqué car lui seul possède les outils nécessaires pour quantifier la baisse de production qui aurait dû être nécessaire si la règle du « dernier arrivé, premier coupé » avait été utilisée. Pour cela, la mesure de la vitesse du vent ou une prédiction fiable de la puissance seront nécessaires pour chaque FE.

Néanmoins, un inconvénient majeur de ce mécanisme est que le mécanisme peut ne pas être rentable si les producteurs n'ont pas le même tarif de rachat. En effet, si le dernier installé à un tarif de rachat beaucoup plus faible que le groupe de production le plus efficace, le fait de le compenser pourrait coûter plus cher au dernier installé, que d'être directement réduit.

La différence maximale entre les tarifs de rachat peut être calculée à l'aide des PTDFs de la ligne congestionnée. A partir de l'équation (3.6), l'énergie à diminuer (E_2) pour le dernier installé, noté avec l'indice 2, est donnée par (3.22) et celle pour le plus efficace, noté avec l'indice 1, est donnée par (3.23).

$$E_2 = \frac{\Delta el}{PTDF_{l,(i,2)}} \quad (3.22)$$

$$E_1 = \frac{\Delta el}{PTDF_{l,(i,1)}} \quad (3.23)$$

où Δel est la variation de l'énergie dans la ligne l . Pour que le mécanisme soit rentable pour l'ensemble des producteurs, il faut que la condition donnée par (3.24) soit respectée. Cette condition fait le lien entre le coût des énergies perdues par les deux producteurs.

$$E_2 \cdot TdR_2 \geq E_1 \cdot TdR_1 \quad (3.24)$$

où TdR_i est le tarif de rachat pour le producteur i et t la durée de la réduction. En remplaçant E_2 et E_1 dans (3.24) par leur expression donnée par (3.22) et par (3.23), la condition sur les tarifs de rachat est obtenue (3.25).

$$\frac{TdR_2 \cdot PTDF_{l,(i,1)}}{PTDF_{l,(i,2)}} \geq TdR_1 \quad (3.25)$$

La sous-section suivante présente une étude économique entre la réglementation actuelle et le mécanisme de compensation entre les producteurs.

ii. Etude économique

Afin d'illustrer les différents mécanismes utilisés pour rémunérer les producteurs pour leur participation au traitement des congestions locales, le réseau présenté à la figure 3.47 est considéré. Deux charges Ch1 et Ch4 de puissance 100 et 20MW ainsi que quatre générateurs sont connectés sur le réseau. Le Gr1 représente un producteur classique décentralisé ; les fermes éoliennes 2 et 3 correspondent à des producteurs éoliens décentralisés et le Gr4 est un générateur représentant l'échange de ce réseau local avec le reste du système électrique. Le tableau 3.10 regroupe les informations sur les quatre producteurs. Le coût marginal du Gr4 correspond au prix de l'énergie sur le marché de l'électricité, considéré à 40€/MWh. Le coût marginal correspond au coût de la production d'une unité supplémentaire.

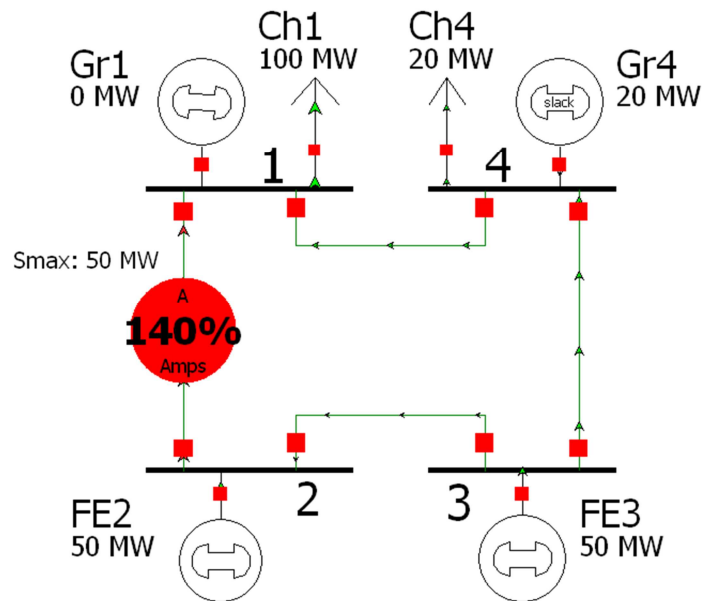


figure 3.47 : Réseau d'étude.

tableau 3.10 : Information relative au producteur.

Producteur	Gr1	FE2	FE3	Gr4
P_n [MW]	20	50	50	N/A
$PTDF_{l,(SB,i)}$ [%]	40	-40	-20	0
Coût marginal [€/MWh]	60	0	0	40

Dans le cas où le vent est fort, la production éolienne totale est de 100MW et le Gr4 produit 20MW, car celui-ci est moins cher que le Gr1. Pour ce point de fonctionnement, illustré à la figure 3.47, une congestion sur la ligne, notée l , apparaît. Afin d'éviter cette congestion, la réglementation actuelle et celle proposée à la section précédente seront utilisées pour pouvoir analyser leur impact sur le coût de congestion et sur les rémunérations des différents producteurs.

La réglementation actuelle implique :

- l'utilisation de la règle du « dernier arrivé premier coupé »,
- une priorité donnée au renouvelable et une rémunération des producteurs éoliens à un TdR , considéré à 80 €/MWh.

Pour l'étude, deux scénarios sont considérés. Dans le premier, la FE2 a été raccordée au réseau avant la FE3 (Ordre 1 : FE2-FE3). Alors que dans le deuxième scénario, la situation est inversée (Ordre 2 : FE3-FE2).

Le tableau 3.11 donne les résultats des re-dispatchings à effectuer pour éviter la congestion sur la ligne l . Dans les deux cas, le Gr1 est utilisé car les fermes éoliennes sont prioritaires. Néanmoins, la diminution totale de la production éolienne est différente

suivant le scénario considéré car les fermes éoliennes n'ont pas les mêmes valeurs de PTFD.

tableau 3.11 : Re-dispatching à effectuer en fonction de l'ordre de raccordement des fermes éoliennes.

Ordre de raccordement	Gr1 [MW]	FE2 [MW]	FE3 [MW]	Gr4 [MW]
Ordre 1 : FE2-FE3	+20	-5	-50	+35
Ordre 2 : FE3-FE2	+20	-30	0	+10

Pour déterminer le coût de congestion, les offres à la hausse des producteurs classiques sont considérées égales au coût marginal. Le tableau 3.12 permet de comparer les revenus des producteurs en fonction des mécanismes considérés. La colonne « congestion » montre les rémunérations liées à la gestion des congestions alors que la colonne « énergie vendue » représente les rémunérations qui dépendent de l'énergie vendue. Comme le revenu des producteurs est lié au *TdR*, donc à l'énergie produite, en cas de congestion, le revenu des producteurs éoliens diminue. Cette diminution est dépendante de l'ordre de raccordement pour la règlementation actuelle. Le producteur du Gr1 reçoit toujours la même rémunération pour sa participation à la gestion de la congestion, car celui-ci est toujours appelé pour garantir la priorité donnée à l'éolien.

tableau 3.12 : Revenus des producteurs en fonction des mécanismes utilisés.

Cas	Gr1		FE2		FE3		Gr4		
	Energie vendue [€/h]	Congestion [€/h]	Energie vendue [€/h]	Congestion [€/h]	Energie vendue [€/h]	Congestion [€/h]	Energie vendue [€/h]	Congestion [€/h]	
Sans gestion	0	0	4000	0	4000	0	800	0	
Règlementation actuelle	Ordre 1	0	+1200	3600	0	0	800	+1400	
	Ordre 2	0	+1200	1600	0	4000	800	+400	
Compensation entre producteur	Ordre 1	0	+1200	1600	+2400	4000	-2400	800	+400
	Ordre 2	0	+1200	1600	0	4000	0	800	+400

La rémunération du Gr4 pour sa participation à la gestion des congestions dépend de l'énergie re-dispatchée et du prix proposé par le producteur, ici 40€/MWh. Le tableau 3.13 présente le coût de la congestion.

tableau 3.13 : Coût de la congestion en fonction des mécanismes utilisés.

Cas	Coût de congestion [€/h]	
Sans gestion	0	
Règlementation actuelle	Ordre 1	2600
	Ordre 2	1600
Compensation entre producteur	Ordre 1	1600
	Ordre 2	1600

Avec la règlementation actuelle, le coût de congestion varie avec l'ordre de raccordement considéré. Grâce au mécanisme de compensation entre les producteurs le

coût de congestion est fixe et est minimal. En effet, la règle du « plus efficace, premier coupé » réduit toujours la même ferme éolienne qui n'est pas forcément la plus efficace. Cependant suivant l'ordre de raccordement, une compensation doit être faite entre les producteurs éoliens, ainsi si l'ordre 1 est considéré, la FE3 compense la FE2 à hauteur de 2400€/h ce qui correspond au coût de l'énergie réduite par la FE2 (4000-1600=2400€/h).

Le tableau 3.14 représente les revenus globaux des producteurs afin d'éviter la congestion en fonction du mécanisme choisi.

tableau 3.14 : Revenu final pour les différents producteurs suivant le mécanisme choisi.

Cas		Revenu final pour le Gr1 [€/h]	Revenu final pour la FE2 [€/h]	Revenu final pour la FE3 [€/h]	Revenu final pour le Gr4 [€/h]
Sans gestion		0	4000	4000	800
Règlementation actuelle	Ordre 1	1200	3600	0	2200
	Ordre 2	1200	1600	4000	1200
compensation entre producteur	Ordre 1	1200	4000	1600	1200
	Ordre 2	1200	1600	4000	1200

Ainsi, en comparaison avec la réglementation actuelle, la méthode de compensation entre les producteurs permet d'obtenir un revenu supérieur ou égal pour les producteurs éoliens. Néanmoins, au final, un producteur éolien n'est toujours pas entièrement compensé et sa perte financière s'élève à 2400€/h. De plus, sa source primaire est perdue, car il ne peut pas produire sa puissance disponible qui est lié à la vitesse de vent.

iii. Conclusion

La mise en place du mécanisme de compensation entre les producteurs complète idéalement les deux premiers modules qui sont « localisation et quantification des réserves » et « gestion en temps réel des congestions », car ils sont tous deux basés sur l'ordre d'efficacité qui réduit en premier le groupe le plus efficace.

tableau 3.15. Récapitulatif des avantages et des inconvénients des différentes méthodes.

Règlementation	Actuelle	Proposée
Avantages	- Facilement applicable - Acceptée par tous	- Réduire les pertes financières - Plus efficace pour le GRT
Inconvénients	- Peut entraîner des pertes de production importantes	- Applicable que si les <i>TdR</i> sont proche

Le tableau 3.15 résume les avantages et les inconvénients de la règle actuelle et de celle proposée dans cette section. Finalement, ce mécanisme ne permet pas de compenser financièrement tous les producteurs. Néanmoins, le mécanisme de compensation entre les producteurs ne sera que temporaire car les GRT doivent normalement développer leur

réseau électrique ce qui annulera la priorité d'un producteur par rapport à un autre. Ainsi, dans la section suivante, un mécanisme basé sur un marché qui pourrait être utilisé sur le long terme est proposé.

2. Mécanisme basé sur un marché pour la gestion des congestions locales

Un mécanisme basé sur un marché impose aux producteurs de faire des offres pour leur réduction ou leur augmentation de production. Celles-ci permettront ensuite au GRT de choisir les groupes de production afin d'obtenir le coût de congestion minimal. Ce principe est couramment utilisé par la méthode du « Re-dispatching » présentée au Chapitre 2.III.B.1.ii.

Néanmoins dans le cadre du traitement des congestions locales, le nombre de participants au mécanisme sera limité, pouvant créer un risque de monopole et donc un coût de congestions associé très élevé. Afin de réduire les monopoles, le mécanisme pour le traitement des congestions locales devra être régulé. La régulation pourra se faire en capant¹ et en planchant² les offres faites par les producteurs ce qui limitera le pouvoir de monopole des acteurs, mais aussi la compétition entre eux.

De plus, la mise en place d'un mécanisme basé sur un marché demande une modification de l'ordre d'efficacité, défini au Chapitre 3.II, qui est le classement des PTDFs. Ainsi, il est nécessaire de remplacer l'ordre d'efficacité par un classement représentant le coût de l'énergie re-dispatchée basé sur l'équation (3.24). Une fois ce classement établi, les deux premiers modules peuvent être réutilisés.

A ce stade, une question primordiale se pose : un mécanisme de ce type, basé sur un marché, peut-il être applicable avec les règles actuelles (Tarif de rachat, priorité aux sources renouvelables...) appliqués aux producteurs d'origine renouvelable ? La réponse à cette question fera l'objet d'une première section et enfin une deuxième section étudiera l'établissement d'un tel mécanisme si la réglementation actuelle pour les producteurs d'origine renouvelable est supprimée en raison du fort développement de ces sources.

¹ Le prix des offres est limité à prix maximal.

² Le prix des offres est limité à prix minimal.

i. Mécanisme de marché en utilisant la réglementation actuelle

La discussion sur la possibilité d'établir un mécanisme de marché avec les règles spécifiques à la production renouvelable portera sur chaque point de la réglementation actuelle. Ainsi dans un premier temps, l'impact du tarif de rachat (*TdR*) sera étudié ensuite, l'impact de la priorité donnée à la production renouvelable sera discuté.

Un *TdR*, lié à l'énergie produite, implique que les producteurs soumis à ce tarif vont nécessairement demander à être financés pour leur réduction afin de compenser le coût de l'énergie non produite. Ainsi, les offres à la baisse proposées par ces producteurs seront au moins égales au *TdR* afin de ne pas perdre de revenus. Par conséquent, si le nombre d'acteurs est réduit, le prix demandé par les producteurs pour leur réduction peut être très important d'où la nécessité de plancher les offres au *TdR*. Ainsi, la plupart des producteurs soumis à un *TdR* risque de demander toujours leur *TdR* ce qui limitera la compétition. Si tous les acteurs ont le même *TdR*, le producteur choisi pour traiter la congestion sera le plus efficace afin de limiter l'énergie re-dispatchée et donc le coût de congestion.

La priorité donnée à la production renouvelable en Allemagne ou en Espagne en cas de restriction de capacité permet de limiter leur perte. Néanmoins, l'établissement d'un marché pour la gestion des congestions peut augmenter le monopole d'un producteur classique car, bien localisé, il sera certain d'être appelé pour gérer la congestion. Ainsi, il sera nécessaire de caper et de plancher ses offres, par exemple à son coût marginal.

En conclusion, la mise en place d'un mécanisme basé sur un marché est rendu difficile par les règles actuelles régissant la production renouvelable. Néanmoins, le fort développement des sources d'origine renouvelable entraînera une modification de ces règles. Cette évolution est présentée à la section suivante.

ii. Mécanisme de marché en abrogeant la réglementation actuelle

L'évolution qui pourrait apparaître dans le futur est que la réglementation spécifique des sources renouvelables soit abrogée en raison d'une rentabilité accrue des sources renouvelables. Ainsi, les producteurs renouvelables posséderont la même réglementation que les producteurs classiques. Ainsi, ils devront participer au marché de l'électricité et le caractère prioritaire de leur énergie sera supprimé. De plus, l'abrogation de la réglementation spécifique des sources renouvelables rend plus facile l'établissement d'un mécanisme basé sur un marché pour la gestion des congestions locales, car l'ensemble des producteurs se retrouvent en concurrence, du moins pour les offres à la baisse.

Ainsi, les producteurs éoliens qui possèdent un coût marginal proche de 0€/MWh pourront concurrencer les producteurs classiques [Rious, 2007]. Par conséquent, le coût de congestion attendu pourrait fortement diminuer.

En conclusion, l'augmentation de la participation des producteurs renouvelables dans le marché de l'électricité facilitera la mise en place d'un marché pour la gestion des congestions locales.

iii. Etude économique

Afin d'illustrer les deux mécanismes de marché proposés à la sous-section précédente, le réseau présenté à la figure 3.47 est considéré. Tout d'abord, le mécanisme de marché est illustré en utilisant la réglementation actuelle et ensuite le mécanisme de marché est considéré en abrogeant la réglementation actuelle.

a) Mécanisme de marché en utilisant la réglementation actuelle

Pour rappel, la réglementation actuelle implique que la rémunération des producteurs éoliens est soumise au tarif de rachat (TdR) et que la priorité est donnée à la production renouvelable. Cependant, la règle du « dernier arrivé, premier coupé » est caduque car le choix des générateurs est lié à leur offre, ce qui permettra de minimiser le coût de congestion.

Le TdR pour les producteurs éoliens est toujours considéré à 80€/MWh. L'utilisation du TdR implique que les producteurs éoliens vont au moins demander $-TdR$ €/MWh pour leur offre à la baisse. Ainsi, comme le producteur de la FE2 est plus efficace, il pourrait demander un prix plus négatif. Ce prix ($Offre_{FE2}$) peut être calculé suivant (3.25) et les informations données au tableau 3.10. Son calcul est donné par (3.26).

$$Offre_{FE2} \leq \frac{Offre_{FE3} \cdot PTDF_{l,(SB,FE2)}}{PTDF_{l,(SB,FE3)}} \leq \frac{-80 \text{ €/MWh} * 40\%}{20\%} \leq -160 \text{ €/MWh} \quad (3.26)$$

De plus, le coût de congestion, dont l'expression est donnée par (3.27), est lié au prix demandé. Par conséquent, le coût de congestion risque d'augmenter rapidement.

$$Coût = \sum_k Offre_k \cdot \Delta P_k \quad (3.27)$$

Pour notre exemple, le coût de congestion revient à (3.28).

$$Coût = Offre_{Gr1} \cdot \Delta P_{Gr1} + Offre_{Gr4} \cdot \Delta P_{Gr4} + Offre_{FE3} \cdot \Delta P_{FE3} + Offre_{FE2} \cdot \Delta P_{FE2} \quad (3.28)$$

En considérant que les producteurs classiques augmentent leur production à leur coût marginal, le calcul du coût de congestion pour cet exemple est donné par (3.29).

$$Coût = 60 * 20 + 40 * 10 + (-80) * 0 + (-159.99) * (-30) = 6370 \text{ €/h} \quad (3.29)$$

En comparant le coût trouvé avec le mécanisme précédent (1600€/h) et ce coût, on constate que celui-ci est très élevé. De plus, le Gr1 est en position de monopole car les fermes éoliennes sont prioritaires et si les producteurs éoliens s'entendent sur leur offre, le coût risque encore d'augmenter. Ainsi, la mise en place d'un marché en gardant les règles actuelles impose de réguler ce marché en capant et en planchant les offres demandées par les producteurs décentralisés. Le prix minimal (plancher) pour les producteurs éoliens sera leur TdR , ainsi ils ne diminueront et n'augmenteront pas leur revenu en cas de congestion. Le prix maximal (caper) pour le producteur Gr1 sera son coût marginal, ainsi il est justement rémunéré pour l'utilisation de sa source primaire. Ainsi, en considérant que le producteur Gr4 augmente sa production à son coût marginal, le coût de congestion, donné par (3.30), sera de 4000€/h.

$$Coût = 60 * 20 + 40 * 10 - 80 * 0 - 80 * (-30) = 4000 \text{ €/h} \quad (3.30)$$

Le tableau 3.16 illustre les revenus des producteurs en considérant les conditions de l'équation (3.30). Finalement, l'avantage de ce mécanisme est de garantir une rémunération des producteurs éoliens égale à l'énergie vendue dans le cas où il n'y a pas de congestion. Néanmoins le coût de congestion est plus élevé. La section suivante illustrera le mécanisme basé sur l'évolution attendue des règles actuelles.

tableau 3.16 : Revenus des producteurs en fonction des mécanismes utilisés.

Cas	Gr1		FE2		FE3		Gr4	
	Energie vendue [€/h]	Congestion [€/h]	Energie vendue [€/h]	Congestion [€/h]	Energie vendue [€/h]	Congestion [€/h]	Energie vendue [€/h]	Congestion [€/h]
Sans gestion	0	0	4000	0	4000	0	800	0
Règlementation actuelle	Ordre 1	0	+1200	3600	0	0	800	+1400
	Ordre 2	0	+1200	1600	0	4000	800	+400
Mécanisme de marché en utilisant la réglementation actuelle	0	+400	1600	+2400	4000	0	800	+1200

b) Mécanisme de marché en abrogeant la réglementation actuelle

L'évolution qui est analysée dans ces travaux est l'abrogation de la réglementation spécifique à la production renouvelable. Ainsi, pour l'exemple illustré à la figure 3.47, en supposant que le prix du marché de l'électricité ne soit pas affecté par les producteurs éoliens décentralisés, les producteurs éoliens produisent chacun 50MW à 40€/MWh, du fait de leur coût marginal faible.

Comme la priorité n'est plus donnée à l'éolien, le Gr1 n'est plus forcément utilisé. Le choix des générateurs pour faire le re-dispatching va donc dépendre d'une optimisation. L'optimisation consiste à minimiser le coût de congestion représenté par la fonction objectif f , donnée par (3.31) :

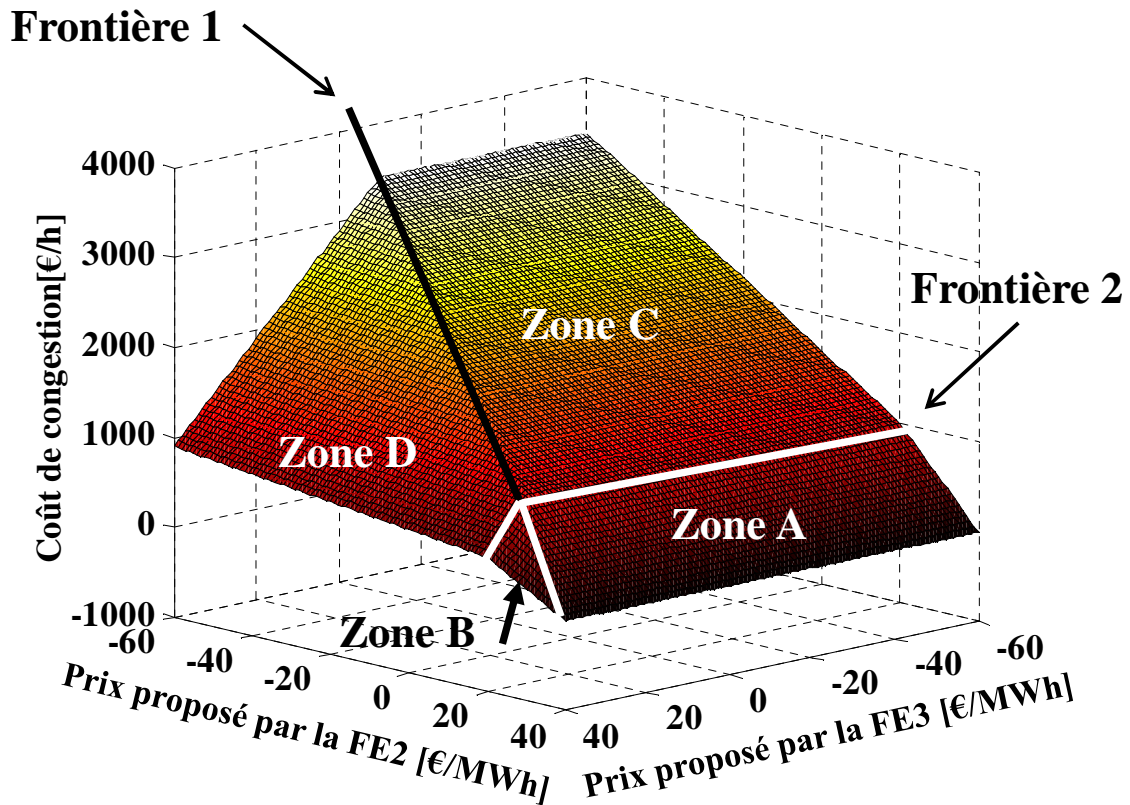
$$f = \sum_k Offre_k(\Delta P_k) \quad (3.31)$$

où $Offre_k$ sont les offres à la hausse ou à la baisse des acteurs et ΔP_k est la quantité de puissance offerte à la hausse ou à la baisse. Sous les contraintes qui sont définies par (3.32) :

$$\begin{aligned} \sum_k \Delta P_k &= 0 \\ \forall l \in \mathcal{L}, p_{l,MAX} &\geq |pl_l + \Delta pl_l| \text{ avec } \Delta pl_l = \sum_k PTDF_{k,l} \cdot \Delta P_k \end{aligned} \quad (3.32)$$

où l est une ligne du réseau appartenant à l'ensemble des lignes du réseau \mathcal{L} , pl_l est la puissance transitant sur la ligne l dans la ligne avant le re-dispatching et $PTDF_{k,l}$ est le coefficient d'influence de la ligne l pour une variation de puissance au nœud k .

La figure 3.48 représente le résultat de la minimisation de f en fonction des offres proposées par les producteurs éoliens et en supposant que les générateurs classiques demandent leur coût marginal pour augmenter leur production, à savoir 60€/MWh pour le Gr1 et 40€/MWh pour le Gr4.



Zone A = FE2 ↓ 50MW & Gr4 ↑ 50MW
 Zone B = FE3 ↓ 50MW, FE2 ↓ 25MW & Gr4 ↑ 75MW
 Zone C = FE2 ↓ 30MW, Gr1 ↑ 20MW & Gr4 ↑ 10MW
 Zone D = FE3 ↓ 50MW, FE2 ↓ 5MW, Gr1 ↑ 20MW & Gr4 ↑ 35MW

figure 3.48 : Coût de congestion en fonction des offres proposées par les producteurs éoliens.

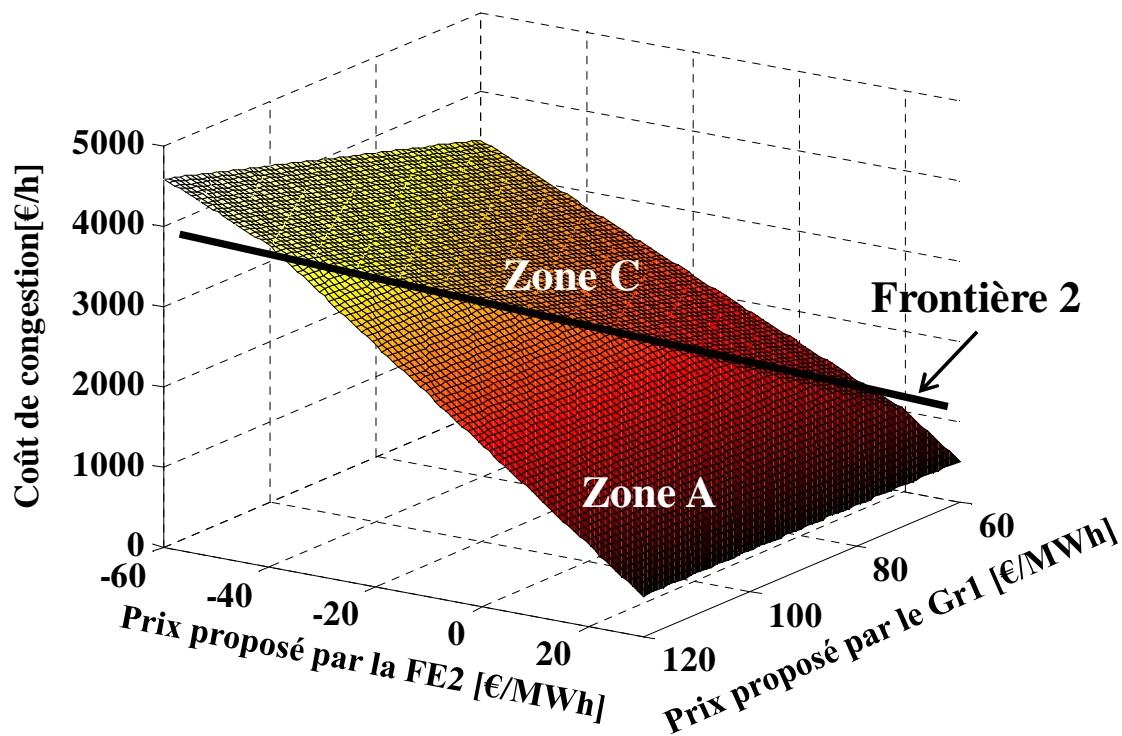
La figure 3.48 permet de mettre en évidence une compétition entre les différents producteurs. La ligne nommée « Frontière 1 » de la figure 3.48 représente la zone de compétition entre les générateurs classiques et la ligne nommée « Frontière 2 » représente la zone de compétition entre les deux producteurs éoliens. Ces deux lignes découpent la figure 3.48 en quatre zones, à chaque zone correspond des re-dispatchings.

Ainsi, dans la **Zone A** et la **Zone C**, la FE2 sera choisie afin de réduire sa production pour éviter la congestion. Cependant, dans la **Zone A**, la diminution de la FE2 est compensée par le Gr4 et le re-dispatching est de 50MW entre les deux générateurs. Dans la **Zone C**, La puissance à re-dispatcher est de 20MW entre la FE2 et le Gr1 et 10MW entre la FE2 et le Gr4. Néanmoins, dans la **Zone A** et la **Zone C**, le coût de congestion est constant pour une offre de la FE2, car les offres de générateurs classiques sont constantes.

Dans la **Zone B** et la **Zone D**, la FE3 est choisie en premier pour diminuer sa production. Néanmoins, la coupure totale de la FE3 ne suffit pas à éviter la congestion, ainsi la FE2 doit être utilisée. Par conséquent, le coût de congestion n'est pas constant, car

il varie suivant l'offre de la FE2. Dans la **Zone B**, Le re-dispatching est de 50MW entre la FE3 et le Gr4 et de 25MW entre la FE2 et le Gr4. Dans la **Zone D**, trois re-dispatchings ont lieu : le premier est de 20MW entre la FE3 et le Gr1, le second est de 30MW entre la FE3 et le Gr4 et le troisième est de 5MW entre la FE2 et Gr4.

Ainsi, en fonction des offres proposées par les producteurs le nombre de re-dispatching peut être important pour diminuer le coût de congestion. De plus, la figure 3.48 montre que le Gr1 avec une offre de 60€/MWh, bien que l'offre soit plus élevée que celle du Gr4 (40€/MWh), peut être appelé à la hausse très souvent. Ceci peut l'inciter à demander un prix à la hausse plus élevé. La figure 3.49 illustre l'évolution de la « Frontière 1 » par rapport offres proposées par le Gr1, en supposant que le Gr4 demande son coût marginal et que l'offre de la FE3 est fixé à -20€/MWh.



Zone A = FE2 ↓ 50MW & Gr4 ↑ 50MW

Zone C = FE2 ↓ 30MW, Gr1 ↑ 20MW & Gr4 ↑ 10MW

figure 3.49 : Coût de congestion suivant les offres proposées par la FE2 et le Gr1.

Conformément à la figure 3.48, une offre de la FE3 de -20€/MWh entraîne l'utilisation de la FE2 pour la gestion de la congestion tant que l'offre de la FE2 est comprise entre 30 et -60€/MWh. La figure 3.49 permet de mettre en évidence une compétition entre les deux producteurs classiques, de cette manière le pouvoir de monopole que possède le Gr1 est réduit.

iv. Conclusion

En conclusion, l'abrogation de la réglementation actuelle et l'intégration des producteurs renouvelables sur un marché est possible et permet de diminuer le coût de congestion en limitant les monopoles. Cependant, le fait de garder la réglementation actuelle rend difficile l'établissement d'un tel mécanisme.

C. Conclusion

Dans cette section, l'aspect économique pour la gestion des congestions locales a été présenté. Les mécanismes proposés permettent de rémunérer les producteurs éoliens ce qui permet de compléter les différents mécanismes économiques proposés au Chapitre 2 qui à l'heure actuelle, ne permettent pas d'intégrer les producteurs d'origine renouvelable. Ensuite, les différents mécanismes ont été illustrés sur un cas simple. Cela a permis de montrer qu'en cas de congestion locale des monopoles peuvent apparaître. Ces monopoles sont surtout liés aux règles spécifiques utilisées pour les productions d'origine renouvelable. Enfin, l'analyse économique permettra en « J-1 » et en « J » de choisir les producteurs en fonction du couple liant l'efficacité et le coût d'un générateur pour sa participation à la gestion des congestions locales.

VI. Conclusion

Dans ce chapitre, la méthodologie de gestion des congestions locales a été présentée. Elle est composée de trois modules permettant de séquencer les différentes tâches.

Ainsi, le module de « gestion en temps réel des congestions » a permis de gérer les congestions locales lorsque que celles-ci apparaissent, en limitant la quantité à re-dispatcher grâce à l'utilisation de l'ordre d'efficacité. Ce dispositif automatique permet de réduire le nombre des manœuvres à effectuer par le dispatcheur en temps réel.

Ensuite, le module de « localisation et de quantification des réserves » a permis de présenter un algorithme qui permet de localiser et de quantifier les réserves minimales à posséder au niveau des groupes de production pour pouvoir gérer la congestion en « J ».

Enfin, la prise en compte de l'aspect économique a permis de proposer différents mécanismes pour la rémunération les producteurs en cas de congestions locales. Les mécanismes proposés se sont concentrés sur la production d'origine renouvelable en raison de leur non rémunération à l'heure actuelle en cas de congestion. Ces mécanismes ont montré la nécessité de modifier la réglementation afin de faire participer les producteurs renouvelables de façon transparente non discriminatoire à la gestion des congestions.

L'ensemble de ces modules a été illustré sur des cas simples qui ont montré l'efficacité de la méthodologie de gestion des congestions locales proposée.

Dans le prochain chapitre, la méthodologie de gestion des congestions locales sera appliquée sur le réseau IEEE-14 nœuds, en prenant en compte l'aspect économique avant d'effectuer les modules du « J-1 » et du « J » afin de réaliser une étude économique qui permettra de tirer des conclusions générales sur la méthodologie de gestion des congestions locales proposée.

Chapitre 4. Application de la méthodologie de gestion des congestions locales sur un réseau réaliste

I. Introduction

La méthodologie de gestion des congestions locales, étudiée préalablement, sera appliquée sur un réseau réaliste. Le réseau qui sera utilisé est le réseau IEEE-14 nœuds. L'objectif de ce chapitre est de réaliser l'ensemble de la méthodologie de gestion des congestions locales, intégrant l'aspect économique et technique, de démontrer sa faisabilité et de tirer des conclusions générales sur la problématique de gestion des congestions locales.

Dans une première section, le réseau IEEE-14 nœuds sera présenté, puis dans une seconde section, les règles, régissant la production renouvelable et concernant l'aspect économique, seront précisées. Dans une troisième section, l'analyse en « J-1 » sera effectuée pour déterminer les réserves et leur localisation. De plus, une quatrième section présentera le résultat de la gestion en temps réel des congestions. Finalement, une comparaison économique entre les différentes réglementations proposées pour la gestion des congestions sera présentée à la dernière section.

II. Présentation du réseau IEEE-14 nœuds

Le réseau IEEE-14 nœuds représente une portion du système électrique américain du Midwest de 1962 [Christie, 1999]. Sa structure, montrée à la figure 4.1, est composée de deux niveaux de tension différents (33kV et 132kV) et ses paramètres sont définis au tableau 4.1. Neuf générateurs sont connectés au réseau, trois de ces générateurs sont utilisés uniquement en compensateur synchrone (Comp3, Comp6 et Comp8). Les générateurs Gr1 et Gr2, connectés en 132kV, sont des générateurs synchrones réalisant le réglage primaire de fréquence. Par rapport au réseau proposé par [Christie, 1999], un générateur décentralisé (Gr10) et les trois fermes éoliennes (FE12, FE13 et FE14) sont ajoutés en 33kV.

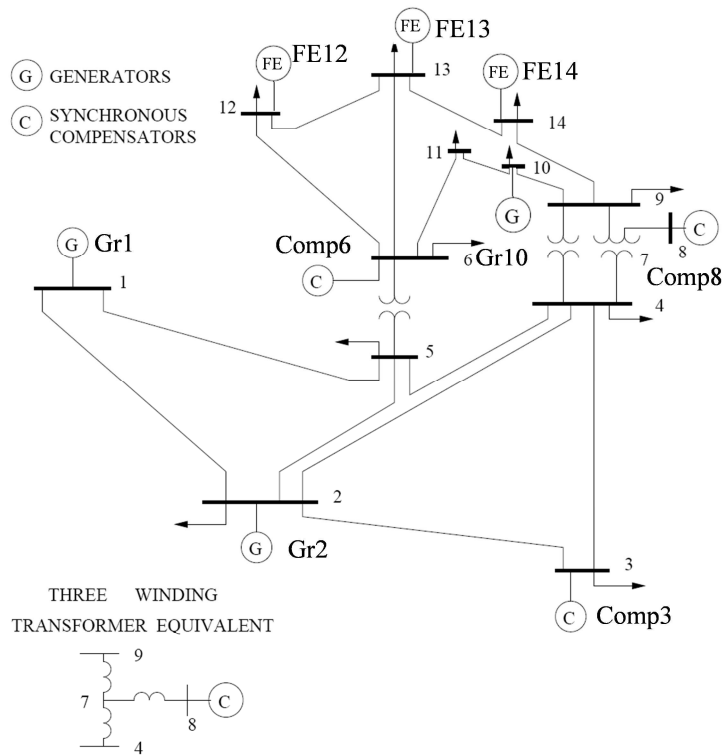


figure 4.1: Réseau IEEE-14nœuds.

tableau 4.1 : Données des lignes du réseau IEEE-14 nœuds.

Du nœud	Au nœud	R [p.u.]	X [p.u.]	B [p.u.]	Rapport	S_{max} [MVA]
1	2	0.01938	0.05917	0.0528	1	292.41
1	5	0.05403	0.22304	0.0492	1	292.41
2	3	0.04699	0.19797	0.0438	1	292.41
2	4	0.05811	0.17632	0.0374	1	292.41
2	5	0.05695	0.17388	0.034	1	292.41
3	4	0,06701	0.17103	0.0346	1	292.41
4	5	0.01335	0.04211	0.0128	1	292.41
4	7	0	0.20912	0	0.978	42.25
4	9	0	0.55618	0	0.969	16
5	6	0	0.25202	0	0.932	42.25
6	11	0.09498	0.1989	0	1	25
6	12	0.12291	0.25581	0	1	25
6	13	0.06615	0.13027	0	1	25
7	8	0	0.17615	0	1	25
7	9	0	0.11001	0	1	42.25
9	10	0.03181	0.08450	0	1	25
9	14	0.12711	0.27038	0	1	25
10	11	0.08205	0.19207	0	1	25
12	13	0.22092	0.19988	0	1	25
13	14	0.17093	0.34802	0	1	25

De plus, 11 charges sont présentes pour une consommation totale de 259 MW et de 73.5 MVar. Celles-ci sont présentées au tableau 4.2. Afin de réaliser notre étude, des données

économiques réalistes ont été proposées ; le coût marginal des générateurs classiques est de 40€/MWh pour les groupes Gr1 et Gr2 et de 60€/MWh pour le Gr10.

tableau 4.2 : Données des nœuds du réseau IEEE-14 nœuds.

N° du nœud	Type de nœud	P_{ch} [MW]	Q_{ch} [MVar]	Tension de référence [p.u.]
1	PV	0	0	1.060
2	PV	21.7	12.7	1.045
3	PV	94.2	19	1.010
4	PQ	47.8	-3,9	*
5	PQ	7.6	1.6	*
6	PV	11.2	7.5	1.070
7	PQ	0	0	*
8	PV	0	0	1.062
9	PQ	29.5	16.6	*
10	PQ	9	5.8	*
11	PQ	3.5	1.8	*
12	PQ	6.1	1.6	*
13	PQ	13.5	5.8	*
14	PQ	14.9	5	*

* Tension maintenue entre 0.97-1.10

Le réseau IEEE-14 nœuds sera modélisé sous le logiciel EUROSTAG. Les modèles dynamiques des groupes de production sont ceux détaillés au chapitre 1. Les puissances nominales de la FE12, la FE13 et la FE14 sont respectivement de 12MW, 12MW et 50MW et celle du Gr10 est de 20MW. (Les modèles des générateurs centralisés et des compensateurs synchrones sont ceux fournis par le logiciel EUROSTAG).

La prochaine section présentera la réglementation qui régit la production renouvelable et l'aspect économique mis en place pour la rémunération des producteurs lors de leur participation au traitement des congestions.

III. Règlementation et rémunération des producteurs pour la gestion des congestions

Afin d'appliquer la méthodologie de gestion des congestions locales au réseau IEEE-14 nœuds, il est nécessaire d'établir une réglementation qui définira la place de la production renouvelable vis-à-vis de la production classique et les méthodes de rémunération des producteurs participant au traitement des congestions. Dans ce chapitre, plusieurs cas de réglementation seront étudiés afin de pouvoir les comparer à la dernière section de ce chapitre.

Pour tous les cas qui seront détaillés par la suite, le coût d'utilisation du réseau sera unique pour l'ensemble des producteurs ; la méthode de résolution des congestions aura pour objectif de minimiser le coût de congestion et les actions à réaliser seront des re-dispatching. De plus, les Gr1, Gr2 et Gr10, étant des générateurs classiques, sont soumis au prix du marché de l'électricité.

L'un des premiers cas étudié sera la réglementation actuelle, nommé **Règle A**.

A. Règle A

La réglementation actuelle est définie par :

- Une priorité donnée à la production renouvelable pour l'utilisation des lignes électriques ;
- Une utilisation de la règle dite du « dernier arrivé, premier coupé » entre les producteurs renouvelables ;
- La non-rémunération des producteurs renouvelables en cas de diminution de leur production.

Ainsi, un ordre de raccordement des fermes éoliennes doit être défini. Pour cette étude deux ordres vont être choisis, le premier 12-13-14 et le second 12-14-13. Par conséquent, le cas intitulé **Règle A-1** définit que la réglementation actuelle est utilisée avec le premier ordre de raccordement.

B. Règle B

Le second cas étudié sera l'utilisation de la compensation entre les producteurs, détaillé au Chapitre 3.V.B.1, noté **Règle B**. En plus des variantes suivant l'ordre de raccordement, la priorité donnée à la production renouvelable sera dans un cas conservée (noté **Règle B_p**) et dans un second cas abolie (noté **Règle B_{np}**).

C. Règle C

Enfin, le troisième cas sera le cas purement marché dans lequel l'ensemble des producteurs est soumis à la même réglementation. Ainsi, ils devront participer au marché de l'électricité et mettre à disposition leur réserve à la hausse ou à la baisse en fixant le prix de leur utilisation. Ce troisième cas sera noté **Règle C**.

Le tableau 4.3 résume l'ensemble des réglementations qui seront étudiées et comparées dans les sections suivantes.

La section suivante présentera l'analyse effectuée en « J-1 » du réseau IEEE-14 nœuds, suivant des prévisions de charge et de vent, afin de quantifier et localiser les réserves permettant d'éviter les congestions en temps réel. Le résultat de l'analyse en « J-1 » sera détaillé pour l'ensemble des cas définis à cette section.

tableau 4.3 : Résumé de l'ensemble des réglementations étudiées.

Cas étudié		Règlementation	Ordre de raccordement	
Règle A	Règle A-1	Règlementation actuelle	12-13-14	
	Règle A-2	Règlementation actuelle	12-14-13	
Règle B	Règle B_p	Règle B_p-1	Compensation entre les producteurs plus priorité donnée au renouvelable	12-13-14
		Règle B_p-2	Compensation entre les producteurs plus priorité donnée au renouvelable	12-14-13
	Règle B_{np}	Règle B_{np}-1	Compensation entre les producteurs moins priorité donnée au renouvelable	12-13-14
		Règle B_{np}-2	Compensation entre les producteurs moins priorité donnée au renouvelable	12-14-13
Règle C		Règle identique pour tous les producteurs	-	

IV. Analyse en « J-1 »

L'analyse en « J-1 » est réalisée suivant la méthode détaillée au Chapitre 3.IV. Ainsi, pour effectuer l'étude du réseau de la figure 4.1, il est nécessaire de posséder des prévisions, ici seules les prévisions de la vitesse du vent et les variations des charges au niveau du 33kV ont été considérées, elles sont présentées à la figure 4.2 et à la figure 4.3. Les charges sur le 132kV sont supposées constantes et égales à leur puissance définie au tableau 4.2 et le Gr10 ne produit que si le prix du marché est au moins égal à son coût marginal. Afin d'effectuer l'analyse, la section suivante présente les points critiques considérés.

A. Analyse des congestions au point critique

Les points critiques doivent être définis afin de correspondre aux instants où le réseau sera le plus contraint. Afin de réduire les contraintes de simulation, le scénario étudié sera de 300s (à la place de 24 h pour un scénario réaliste). Cette durée implique que les points critiques seront distants de quelques secondes. En pratique, deux points critiques sont choisis pour une journée et les prévisions en ces points sont définies suivant des pas demi-horaire ou horaire.

Ainsi, le premier point critique choisi correspond à $t=92s$, ce point est nommé Pc-A sur la figure 4.2. Le point critique Pc-A est choisi car la production décentralisée et la

consommation sont importantes. Les prévisions sont supposées parfaites, en réalité il serait nécessaire de prendre des marges de sécurité en lien avec les erreurs de prévision de consommation et de production.

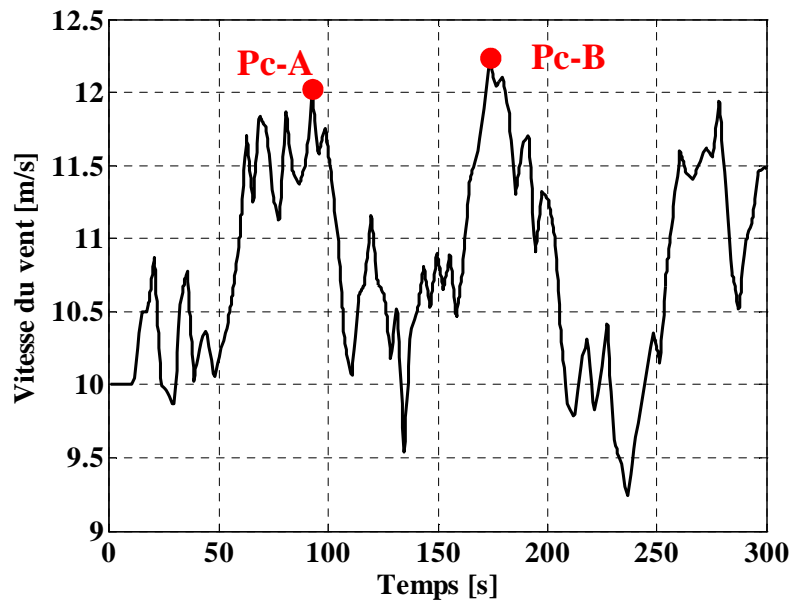


figure 4.2 : Prédiction de la vitesse du vent.

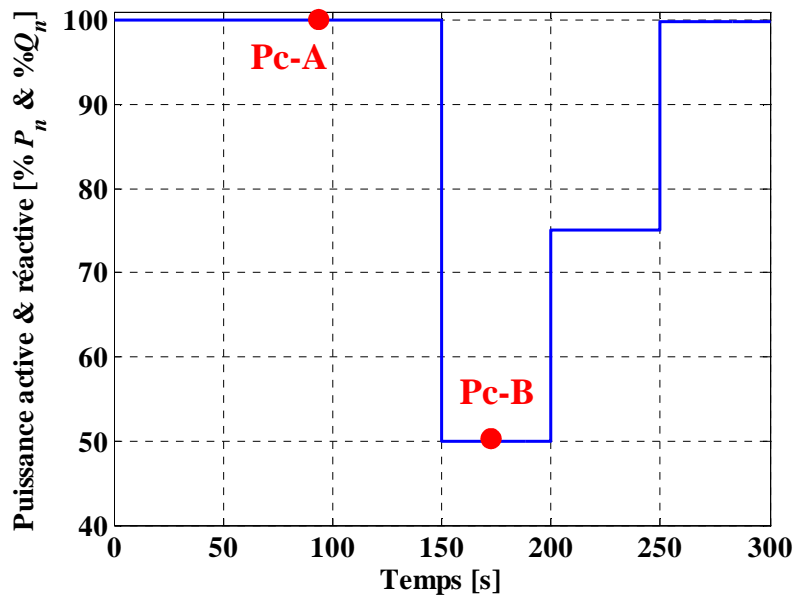


figure 4.3 : Prédiction de la consommation des charges sur le 33kV.

La figure 4.4 présente l'état du réseau lors de Pc-A. Elle montre que la ligne (9-14) est chargée à 98% de sa capacité si le Gr10 ne produit pas et à 92% si Gr10 est à 20MW. De plus, le flux de puissance, transitant sur les autres ouvrages, ne dépasse pas 50% de leur puissance maximale. Le dégradé de noir au blanc, de la figure 4.4, représente le niveau de tension aux différents nœuds. Pour Pc-A, le niveau de tension se situe entre 0.97 et 1.10 p.u.. Lors de l'analyse à un point critique, seule la perte des lignes (N-1 ligne) est

considérée, ainsi le tableau 4.4 représente l'ensemble des congestions apparaissant en cas de N-1 au point Pc-A.

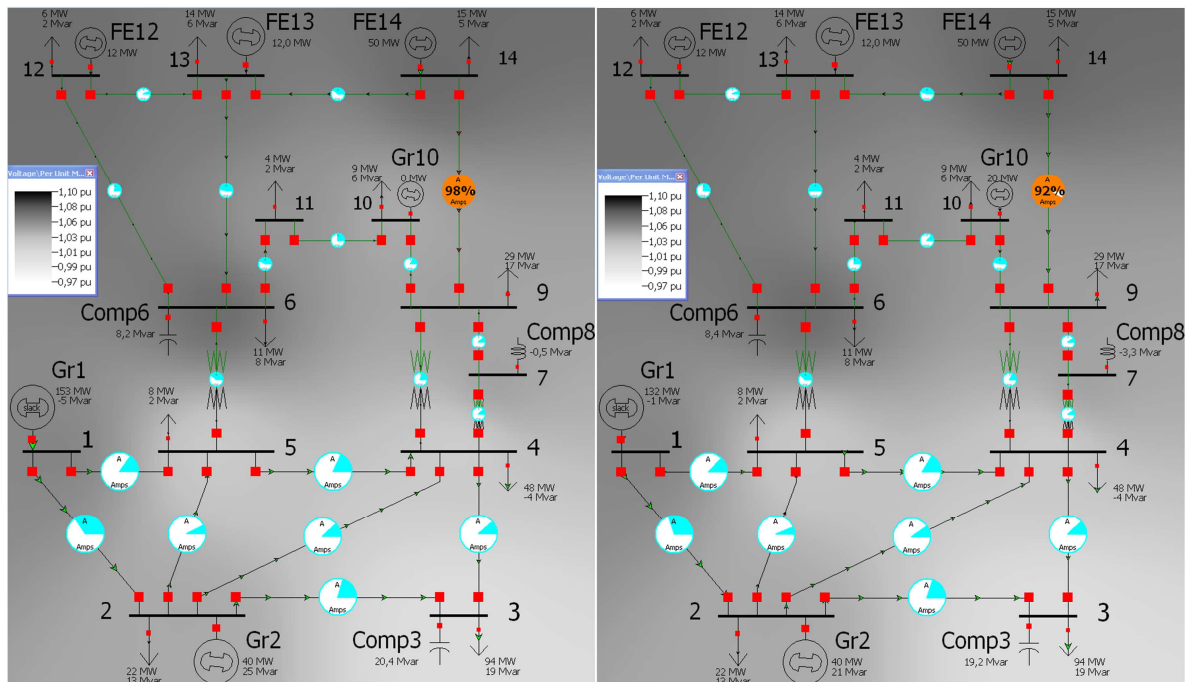


figure 4.4 : Etat du réseau IEEE-14 nœuds au point critique Pc-A avec à droite le Gr10 à l'arrêt et à gauche le Gr10 produisant 20 MW.

tableau 4.4 : Lignes congestionnées en cas de N-1 au point Pc-A.

Ligne ouverte	Ligne congestionnée	Surcharge de la ligne si Gr10=0MW [%]	Surcharge de la ligne si Gr10=20MW [%]
1-2	9-14 sens (14-9)	3	-
2-3	9-14 sens (14-9)	1	-
4-5	9-14 sens (14-9)	18	11
6-11	9-14 sens (14-9)	12	-
6-13	9-14 sens (14-9)	12	9
9-10	9-14 sens (14-9)	-	8
9-14	6-13 sens (13-6)	21	21
	13-14 sens (14-13)	38	38
10-11	9-14 sens (14-9)	5	-
13-14	9-14 sens (14-9)	32	32

Le tableau 4.4 montre que les congestions se situent au niveau des lignes proches du nœud 14 (6-13, 9-14 et 13-14), car ce nœud correspond à la ferme éolienne possédant la puissance installée la plus élevée avec 50MW. De plus, les congestions les plus importantes sont celles découlant de l'ouverture des deux lignes connectées au nœud 14, car le report de charge d'une ligne sur l'autre implique qu'une seule ligne supporte l'ensemble du flux de la FE14. Enfin, des pertes de lignes sur le 132kV créent des congestions sur le 33kV.

Un second point critique est choisi, il correspond à $t=170s$, ce point est nommé Pc-B sur la figure 4.3. Le point critique Pc-B est choisi, car la production décentralisée est importante et les charges sont relativement faibles ce qui nécessite une capacité d'évacuation importante sur le niveau de tension 33kV. La figure 4.5 présente l'état du réseau lors du Pc-B. Elle montre que la ligne (9-14) est chargée à 115% de sa capacité si le Gr10 ne produit pas et à 119% si Gr10 est à 20MW. De plus, le flux de puissance, transitant sur les autres ouvrages, peut atteindre 75% de leur puissance maximale. Ainsi, en cas de faible charge au niveau du 33kV et d'un vent fort, une congestion apparaît sur la ligne (9-14) dans le sens 14 vers 9.

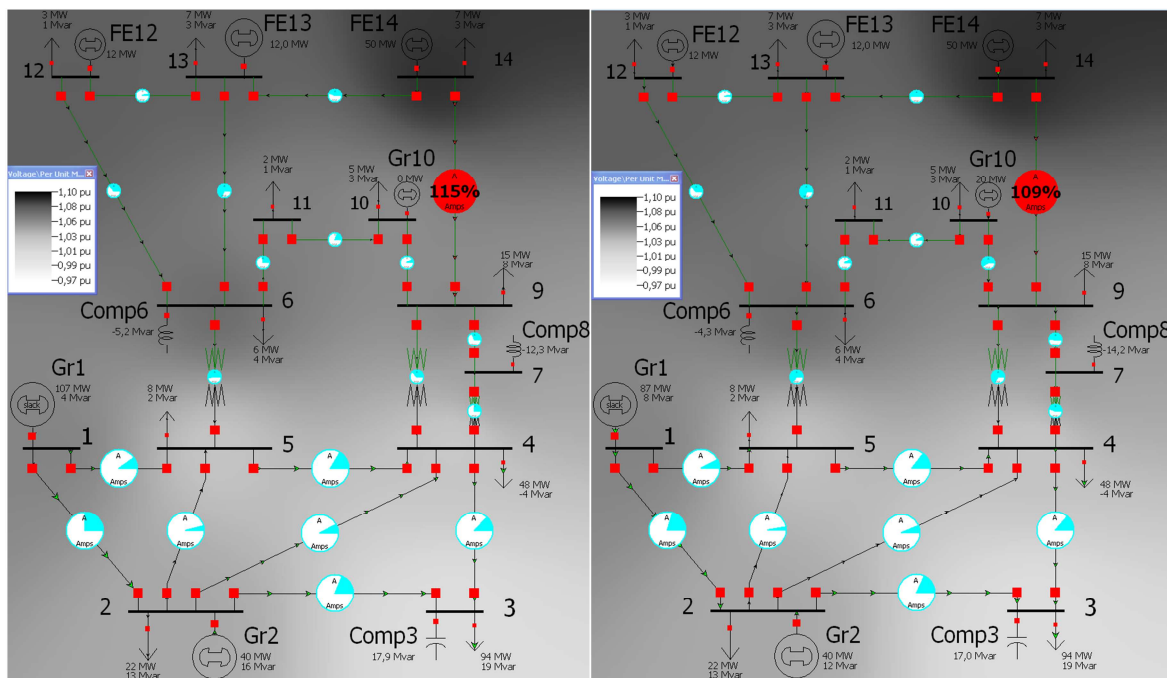


figure 4.5 : Etat du réseau IEEE-14 nœuds au point critique Pc-B avec à droite le Gr10 à l'arrêt et à gauche le Gr10 produisant 20 MW.

De plus, comme le montre le tableau 4.5, en cas de N-1 des congestions plus importantes peuvent apparaître. Comme pour le point Pc-A, l'ensemble des congestions apparaissent au niveau des lignes proches du nœud 14. De plus au point Pc-B, les congestions sont plus nombreuses et leur amplitude est plus importante, car la puissance éolienne à évacuer est plus élevée en raison de la faible consommation au niveau du 33kV. Néanmoins, les congestions les plus importantes restent la perte d'une des lignes directement connectées au nœud 14.

Les sections suivantes présenteront les réserves à posséder afin d'éviter les congestions suivant les réglementations considérées.

tableau 4.5 : Lignes congestionnées supplémentaires en cas de N-1 au point Pc-B.

Ligne ouverte	Ligne congestionnée	Surcharge de la ligne si Gr10=0MW [%]	Surcharge de la ligne si Gr10=20MW [%]
1-2	9-14 sens (14-9)	19	13
1-5	9-14 sens (14-9)	14	-
2-3	9-14 sens (14-9)	18	-
2-4	9-14 sens (14-9)	16	11
2-5	9-14 sens (14-9)	14	-
3-4	9-14 sens (14-9)	13	13
4-5	9-14 sens (14-9)	33	26
6-11	9-14 sens (14-9)	24	11
6-12	9-14 sens (14-9)	19	14
	6-13 sens (13-6)	-	14
6-13	9-14 sens (14-9)	38	34
9-10	9-14 sens (14-9)	15	30
9-14	6-13 sens (13-6)	60	61
	13-14 sens (14-13)	63	63
10-11	9-14 sens (14-9)	21	-
12-13	9-14 sens (14-9)	15	10
13-14	9-14 sens (14-9)	55	56

B. Localisation et quantification des réserves suivant la réglementation utilisée

Pour localiser et quantifier les réserves afin d'éviter les congestions qui pourraient apparaître en « J », il est nécessaire de déterminer l'ordre d'efficacité. L'ordre d'efficacité sera différent en fonction de la réglementation utilisée, car l'objectif est de gérer les congestions tout en minimisant le coût de congestion, ainsi le terme efficacité doit prendre en compte ces deux objectifs. Comme l'analyse l'a montré aux points Pc-A et Pc-B, seules trois lignes sont susceptibles d'être congestionnées. Le tableau 4.6 présente les PTDFs pour la ligne 6-13, le tableau 4.7 ceux de la ligne 9-14 et enfin les PTDFs de la ligne 13-14 sont repris dans le tableau 4.8. Les indices i et j définissent les deux groupes de production choisis pour le re-dispatching, avec i celui qui augmente et j celui qui diminue. Dans l'ensemble de ces tableaux, les fermes éoliennes ne peuvent pas augmenter leur production.

Dans la suite de ce chapitre, le re-dispatching entre les groupes Gr1 et Gr2 ne sera pas considéré, car ces deux groupes ne seront pas contrôlables par la gestion en temps réel des congestions. De plus le re-dispatching entre Gr1 et Gr2 a une efficacité très limitée, en raison de la valeur de leur PTDF.

tableau 4.6 : L'ensemble des PTDFs de la ligne 6-13.

$PTDF_{6-13,(i,j)}[\%]$		Groupe qui diminue j					
		Gr1	Gr2	Gr10	FE12	FE13	FE14
Groupe qui augmente i	Gr1	0	0.1	5.5	28.4	59	30.8
	Gr2	-0.1	0	5.4	28.3	58.9	30.7
	Gr10	-5.5	-5.4	0	22.9	53.5	25.3

tableau 4.7 : L'ensemble des PTDFs de la ligne 9-14.

$PTDF_{9-14,(i,j)}[\%]$		Groupe qui diminue j					
		Gr1	Gr2	Gr10	FE12	FE13	FE14
Groupe qui augmente i	Gr1	0	-0.2	-7.1	19.5	24.1	60.3
	Gr2	0.2	0	-6.9	19.7	24.3	60.5
	Gr10	7.1	6.9	0	26.6	31.2	67.4

tableau 4.8 : L'ensemble des PTDFs de la ligne 13-14.

$PTDF_{13-14,(i,j)}[\%]$		Groupe qui diminue j					
		Gr1	Gr2	Gr10	FE12	FE13	FE14
Groupe qui augmente i	Gr1	0	0.2	7.1	-19.5	-24.1	39.7
	Gr2	-0.2	0	6.9	-19.7	-24.3	39.5
	Gr10	-7.1	-6.9	0	-26.6	-31.2	32.6

Les sections suivantes détaillent l'ordre d'efficacité suivant la réglementation choisie pour la gestion des congestions locales.

1. Ordre d'efficacité suivant la réglementation utilisée

Les réglementations considérées sont celles présentées à la section III de ce chapitre.

i. Règle A

Ainsi dans le cadre de la **règle A**, les productions d'origine renouvelable ont la priorité sur la production classique. Par conséquent, le Gr10 sera utilisé en premier afin de permettre à la production renouvelable de produire. Le tableau 4.9 donne les ordres d'efficacité pour les trois lignes afin d'éviter les congestions trouvées précédemment en fonction des deux ordres de raccordement (1 : (12-13-14) et 2 : (12-14-13)).

Le tableau 4.9 montre que l'ordre d'efficacité est identique pour toutes les lignes car le Gr10 est utilisé en premier jusqu'à qu'il atteigne sa puissance maximale et ensuite les fermes éoliennes sont réduites suivant l'ordre de raccordement sur le réseau.

tableau 4.9 : Ordres d'efficacité pour les lignes 6-13, 9-14 et 13-14 suivant la **règle A**.

Ordre d'efficacité de la ligne 6-13	règle A-1		règle A-2	
	Groupe qui augmente i	Groupe qui diminue j	Groupe qui augmente i	Groupe qui diminue j
1	Gr1 et Gr2	Gr10	Gr1 et Gr2	Gr10
2	Gr1 et Gr2	FE14	Gr1 et Gr2	FE13
3	Gr1 et Gr2	FE13	Gr1 et Gr2	FE14
4	Gr1 et Gr2	FE12	Gr1 et Gr2	FE12
Ordre d'efficacité de la ligne 9-14	règle A-1		règle A-2	
	Groupe qui augmente i	Groupe qui diminue j	Groupe qui augmente i	Groupe qui diminue j
1	Gr10	Gr1 et Gr2	Gr10	Gr1 et Gr2
2	Gr1 et Gr2	FE14	Gr1 et Gr2	FE13
3	Gr1 et Gr2	FE13	Gr1 et Gr2	FE14
4	Gr1 et Gr2	FE12	Gr1 et Gr2	FE12
Ordre d'efficacité de la ligne 13-14	règle A-1		règle A-2	
	Groupe qui augmente i	Groupe qui diminue j	Groupe qui augmente i	Groupe qui diminue j
1	Gr1 et Gr2	Gr10	Gr1 et Gr2	Gr10
2	Gr1 et Gr2	FE14	Gr1 et Gr2	FE14

ii. Règle B

Dans la **règle B**, les re-dispatchings ne dépendent pas de l'ordre de raccordement, seul la compensation entre les producteurs dépend de celui-ci. Ainsi, le tableau 4.10 montre les ordres d'efficacité suivant la **règle B**. Les ordres d'efficacité sont différents si la priorité est accordée à la production renouvelable (**règle B_p**) ou ne l'est pas (**règle B_{np}**).

En comparant la **règle B_p** et la **règle B_{np}** sur l'ordre d'efficacité de la ligne 9-14, le tableau 4.10 montre que d'autres re-dispatching apparaissent car suivant la **règle B_p**, il faut attendre que le Gr10 soit arrivé à sa puissance maximale pour agir sur les fermes éoliennes, alors que dans le cas de la **règle B_{np}**, un re-dispatching entre une ferme éolienne et le Gr10 peut être effectué.

tableau 4.10 : Ordres d'efficacité pour les lignes 6-13, 9-14 et 13-14 suivant la **règle B**.

Ordre d'efficacité de la ligne 6-13	règle B _p		règle B _{np}	
	Groupe qui augmente <i>i</i>	Groupe qui diminue <i>j</i>	Groupe qui augmente <i>i</i>	Groupe qui diminue <i>j</i>
1	Gr1 et Gr2	Gr10	Gr1 et Gr2	FE13
2	Gr1 et Gr2	FE13	Gr1 et Gr2	FE14
3	Gr1 et Gr2	FE14	Gr1 et Gr2	FE12
4	Gr1 et Gr2	FE12	Gr1 et Gr2	Gr10
Ordre d'efficacité de la ligne 9-14	règle B _p		règle B _{np}	
	Groupe qui augmente <i>i</i>	Groupe qui diminue <i>j</i>	Groupe qui augmente <i>i</i>	Groupe qui diminue <i>j</i>
1	Gr10	Gr1 et Gr2	Gr10	FE14
2	Gr1 et Gr2	FE14	Gr1 et Gr2	FE14
3	Gr1 et Gr2	FE13	Gr10	FE13
4	Gr1 et Gr2	FE12	Gr1 et Gr2	FE13
5	-	-	Gr10	FE12
6	-	-	Gr1 et Gr2	FE12
7	-	-	Gr10	Gr1 et Gr2
Ordre d'efficacité de la ligne 13-14	règle B _p		règle B _{np}	
	Groupe qui augmente <i>i</i>	Groupe qui diminue <i>j</i>	Groupe qui augmente <i>i</i>	Groupe qui diminue <i>j</i>
1	Gr1 et Gr2	Gr10	Gr1 et Gr2	FE14
2	Gr1 et Gr2	FE14	Gr1 et Gr2	Gr10

iii. Règle C

Pour la **règle C**, l'ordre d'efficacité dépendra des offres de prix proposées par les producteurs pour l'utilisation de leur réserve.

Pour les offres à la hausse, seuls les générateurs classiques sont concernés car les fermes éoliennes produiront toujours leur puissance maximum en raison de leur coût marginal faible par rapport à celui des générateurs classiques. Cependant pour le réseau considéré à la figure 4.1, les groupes Gr1 et Gr2 seront utilisés pour le réglage primaire de fréquence et n'auront pas de commande directe avec la gestion en temps réel des congestions. Ainsi, le coût à la hausse des groupes Gr1 et Gr2 sera égal au coût d'utilisation de la réserve primaire. Ainsi, le Gr10 ne sera jamais choisi pour les offres à la hausse, car son offre sera au moins égale à son coût marginal, ici 60€/MWh. Ainsi suivant (3.27), le coût de congestion pour la **règle C** sera donné par (4.1).

$$Cout = -Offre_{baisse} \cdot E_{re-dispatchée} \quad (4.1)$$

Pour les offres à la baisse, les trois fermes éoliennes et le Gr10 sont en concurrence en fonction des congestions à éviter. Ainsi pour la ligne 13-14, seuls la FE14 et le Gr10 sont

en concurrence. Néanmoins, d'après les équations (3.25) et (4.1), la FE14 peut être toujours utilisée si son offre respecte la condition (4.2).

$$\left| \text{Offre}_{FE14} \right| \geq \left| \frac{PTDF_{13-14,(Gr1etGr2,FE14)}}{PTDF_{13-14,(Gr1etGr2,Gr10)}} \cdot \text{Offre}_{Gr10} \right| \quad (4.2)$$

La même condition peut être trouvée pour les lignes 9-14 et 6-13. L'équation (4.3) donne la condition pour la ligne 9-14.

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{FE14 est utilisée si} \\ \left| \text{Offre}_{FE14} \right| \geq \left| \frac{PTDF_{9-14,(Gr1etGr2,FE14)}}{PTDF_{9-14,(Gr1etGr2,FE13)}} \cdot \text{Offre}_{FE13} \right| \geq \left| \frac{PTDF_{9-14,(Gr1etGr2,FE14)}}{PTDF_{9-14,(Gr1etGr2,FE12)}} \cdot \text{Offre}_{FE12} \right| \\ \text{sinon FE13 est utilisée si} \\ \left| \text{Offre}_{FE13} \right| \geq \left| \frac{PTDF_{9-14,(Gr1etGr2,FE13)}}{PTDF_{9-14,(Gr1etGr2,FE12)}} \cdot \text{Offre}_{FE12} \right| \end{array} \right. \quad (4.3)$$

L'équation (4.4) donne la condition pour la ligne 6-13 :

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{FE13 est utilisée si} \\ \left| \text{Offre}_{FE13} \right| \geq \left| \frac{PTDF_{l,a}}{PTDF_{l,b}} \cdot \text{Offre}_{FE14} \right| \geq \left| \frac{PTDF_{l,a}}{PTDF_{l,c}} \cdot \text{Offre}_{FE12} \right| \geq \left| \frac{PTDF_{l,a}}{PTDF_{l,d}} \cdot \text{Offre}_{Gr10} \right| \\ \text{où } l = 6 - 13, a = (Gr1 \text{ et } Gr2, FE13), b = (Gr1 \text{ et } Gr2, FE12), \\ c = (Gr1 \text{ et } Gr2, FE12) \text{ et } d = (Gr1 \text{ et } Gr2, Gr10) \\ \text{Sinon FE14 est utilisée si} \\ \left| \text{Offre}_{FE14} \right| \geq \left| \frac{PTDF_{6-13,(Gr1etGr2,FE14)}}{PTDF_{6-13,(Gr1etGr2,FE12)}} \cdot \text{Offre}_{FE12} \right| \geq \left| \frac{PTDF_{6-13,(Gr1etGr2,FE14)}}{PTDF_{6-13,(Gr1etGr2,Gr10)}} \cdot \text{Offre}_{Gr10} \right| \\ \text{Sinon FE12 est utilisée si} \\ \left| \text{Offre}_{FE12} \right| \geq \left| \frac{PTDF_{6-13,(Gr1etGr2,FE12)}}{PTDF_{6-13,(Gr1etGr2,Gr10)}} \cdot \text{Offre}_{Gr10} \right| \end{array} \right. \quad (4.4)$$

Ainsi, l'ordre d'efficacité peut être défini suivant les offres des producteurs et les conditions (4.2), (4.3) et (4.4).

Le tableau 4.11 présente les ordres d'efficacité si les conditions précédentes sont respectées par le premier producteur. Ainsi pour l'ensemble des réglementations utilisées, les ordres d'efficacité ont été déterminés pour les lignes risquant d'être congestionnées en « J ». Afin de pouvoir les gérer avec la gestion en temps réel des congestions, il est nécessaire de déterminer les réserves à posséder au niveau des groupes de production. Ceci sera présenté dans la section suivante.

tableau 4.11 : Ordres d'efficacité pour les lignes 6-13, 9-14 et 13-14 suivant la **règle C**.

Ordre d'efficacité de la ligne 6-13	règle C	
	Groupe qui augmente i	Groupe qui diminue j
1	Gr1 et Gr2	FE14
2	Gr1 et Gr2	FE13
3	Gr1 et Gr2	FE12
4	Gr1 et Gr2	Gr10
Ordre d'efficacité de la ligne 9-14	règle C	
	Groupe qui augmente i	Groupe qui diminue j
1	Gr1 et Gr2	FE14
2	Gr1 et Gr2	FE13
3	Gr1 et Gr2	FE12
Ordre d'efficacité de la ligne 13-14	règle C	
	Groupe qui augmente i	Groupe qui diminue j
1	Gr1 et Gr2	FE14
2	Gr1 et Gr2	Gr10

2. Bilan sur la localisation et la quantification des réserves

Dans cette section, les réserves à posséder au niveau des groupes seront déterminées pour chacune des réglementations utilisées, ceci correspond au résultat de l'étape 3 du module « dimensionnement et localisation des réserves » présentée au Chapitre 3.IV.B. Les réserves les plus importantes au niveau des groupes correspondent au traitement des congestions causées par la perte de la ligne 9-14 ou de la ligne 13-14 pour les deux points critiques considérés. Ainsi, seules ces congestions sont étudiées.

Le tableau 4.12 montre les réserves à disposer pour le point Pc-A suivant que le Gr10 produise ou non. La notation « RPs » dans le tableau 4.12 correspond à la réserve supplémentaire, en plus de la réserve primaire, nécessaire au niveau des groupes Gr1 et Gr2. Les réserves sont exprimées en MW. Pour la **règle C**, l'ordre d'efficacité considéré est celui du tableau 4.11.

Le tableau 4.12 montre que les réserves nécessaires au niveau des fermes éoliennes sont identiques pour tous les états de fonctionnement du Gr10, car la position de ce groupe n'influence pas le transit dans les lignes congestionnées. Ainsi, dans le cas de la perte soudaine de la ligne 13-14, la FE14 doit toujours diminuer de 9MW quelles que soient les règles et la production du Gr10. Ainsi, le Gr10 peut ne pas disposer d'une réserve et seules les fermes éoliennes doivent posséder de réserve à la baisse. Néanmoins, ces réserves sont déjà disponibles, car les fermes éoliennes créent les congestions en raison d'une production

importante. Ainsi, il n'est pas nécessaire de rémunérer les réserves afin de s'assurer de leur disponibilité au niveau des fermes éoliennes et du Gr10.

tableau 4.12 : Réserves nécessaires au point Pc-A suivant les réglementations.

G10 ne produit pas						
Ligne ouverte	Ligne congestionnée	règle A-1	règle A-2	règle B_p	règle B_{np}	règle C
9-14	6-13	FE14 :-8 RPs :+8	FE13 :-8 RPs :+8	FE13 :-8 RPs :+8	FE13 :-8 RPs :+8	FE13 :-8 RPs :+8
	13-14	FE14 :-11 RPs :+11	FE14 :-11 RPs :+11	FE14 :-11 RPs :-11	FE14 :-11 RPs :+11	FE14 :-11 RPs :+11
13-14	9-14	Gr10 :+20 FE14 :-9 RPs :-11	Gr10 :+20 FE13 :-12 FE14 :-9 RPs :+1	Gr10 :+20 FE14 :-9 RPs :-11	G10 :+9 FE14 :-9	FE14 :-9 RPs :+9
G10 produit sa puissance maximale 20MW						
Ligne ouverte	Ligne congestionnée	règle A-1	règle A-2	règle B_p	règle B_{np}	règle C
9-14	6-13	G10 :-20 FE14 :-8 RPs :+28	G10 :-20 FE13 :-8 RPs :+28	G10 :-20 FE13 :-8 RPs :+28	FE13 :-8 RPs :+8	FE13 :-8 RPs :+8
	13-14	G10 :-20 FE14 :-11 RPs :+31	G10 :-20 FE14 :-11 RPs :+31	G10 :-20 FE14 :-11 RPs :+31	FE14 :-11 RPs :+11	FE14 :-11 RPs :+11
13-14	9-14	FE14 :-9 RPs :+9	FE13 :-12 FE14 :-9 RPs :+21	FE14 :-9 RPs :+9	FE14 :-9 RPs :+9	FE14 :-9 RPs :+9

Concernant, la réserve supplémentaire (RPs) au niveau de la réserve primaire, elle est au maximum égale à 31MW. Cette réserve est absolument nécessaire pour le fonctionnement de la gestion en temps réel des congestions. Cette réserve peut être demandée par le GRT au producteur effectuant le réglage primaire, RPs peut être rémunérée sur base d'un prix forfaitaire spécifiée dans un contrat sur les services système qui lie les producteurs et le GRT. Par exemple en France, ce prix est de 8.04€/0.5h/MW [RTE, 2007].

Néanmoins, cette réserve supplémentaire est déjà prise en compte dans la réserve primaire, car la réserve primaire doit être dimensionnée pour répondre aux fluctuations de la production éolienne et de la consommation par rapport à la prévision faite en « J-1 ».

Pour le Pc-B, le tableau 4.13 montre les réserves à disposer suivant que le Gr10 produise ou non. Les remarques faites pour le Pc-A peuvent s'appliquer au Pc-B, cependant la réserve supplémentaire RPs doit être au maximum de 38 MW.

Ainsi, les réserves nécessaires pour permettre le fonctionnement de la gestion en temps réel des congestions ont été quantifiées et localisées. De plus, contrairement à la méthode actuellement utilisée par les GRT, des contraintes d'exploitation ne sont pas appliquées en « J-1 ». La gestion préventive des congestions locales actuellement appliquée par les GRT aurait imposé une contrainte d'exploitation en « J-1 » à la FE14. Au Pc-A, cette ferme éolienne aurait été limitée à 39 MW et à 29 MW au Pc-B.

tableau 4.13 : Réserves nécessaires au point Pc-B suivant les règlementations.

G10 ne produit pas						
Ligne ouverte	Ligne congestionnée	règle A-1	règle A-2	règle B_p	règle B_{np}	règle C
9-14	6-13	FE14 :-21 RPs :+21	FE13 :-12 FE14 :-9 RPs :+21	FE14 :-21 RPs :+21	FE13 :-12 FE14 :-9 RPs :+21	FE13 :-12 FE14 :-9 RPs :+21
	13-14	FE14 :-18 RPs :+18	FE14 :-18 RPs :+18	FE14 :-18 RPs :+18	FE14 :-18 RPs :+18	FE14 :-18 RPs :+18
13-14	9-14	Gr10 :+20 FE14 :-16 RPs :-4	Gr10 :+20 FE13 :-12 FE14 :-16 RPs :+8	Gr10 :+20 FE14 :-16 RPs :-4	G10 :+16 FE14 :-16	FE14 :-16 RPs :+16
G10 produit sa puissance maximale 20MW						
Ligne ouverte	Ligne congestionnée	règle A-1	règle A-2	règle B_p	règle B_{np}	règle C
9-14	6-13	Gr10 :-20 FE14 :-21 RPs :+41	Gr10 :-20 FE13 :-12 FE14 :-9 RPs :+41	Gr10 :-20 FE14 :-21 RPs :+41	FE13 :-12 FE14 :-9 RPs :+21	FE13 :-12 FE14 :-9 RPs :+21
	13-14	Gr10 :-20 FE14 :-18 RPs :+38	Gr10 :-20 FE14 :-18 RPs :+38	Gr10 :-20 FE14 :-18 RPs :+38	FE14 :-18 RPs :+18	FE14 :-18 RPs :+18
13-14	9-14	FE14 :-16 RPs :+16	FE13 :-12 FE14 :-16 RPs :+28	FE14 :-16 RPs :+16	FE14 :-9 RPs :+9	FE14 :-9 RPs :+9

Dans la section suivante, la gestion en temps réel des congestions est utilisée pour gérer les congestions pouvant apparaître.

V. Traitement en « J »

La simulation du réseau présenté à la figure 4.1 est réalisée sous le logiciel EUROSTAG. Les charges sur le 132kV sont supposées constantes et égales à leurs puissances définies au tableau 4.2, et celles du 33kV et la vitesse du vent pour l'ensemble des fermes éoliennes sont supposées égales à leurs prévisions définies à la figure 4.3 et à la figure 4.2. De plus, le prix du marché est considéré constant et égal à 40€/MWh ce qui correspond au coût marginal des groupes Gr1 et Gr2, ainsi le Gr10 ne produit pas.

Le scénario de la simulation est d'une durée de 300s, le scénario comprend deux congestions sur la ligne 9-14 dans le sens 14-9 ; la première a lieu entre 60 et 100s à cause de l'ouverture intempestive de la ligne 6-13, et la seconde a lieu entre 150 et 200s et est due à une importante production renouvelable et à une faible consommation, cette dernière a été illustrée à la figure 4.5. Les trois sections suivantes présenteront les résultats de simulation pour chacune des trois règles considérées.

A. Règle A

Ainsi dans le cadre de la **règle A**, les productions d'origine renouvelable ont la priorité sur la production classique. Par conséquent, le Gr10 sera utilisé en premier afin de permettre à la production renouvelable de produire. L'ordre d'efficacité pour la ligne 9-14 est indiqué au tableau 4.9 pour chacun des deux ordres de raccordement (1 : (12-13-14) et 2 : (12-14-13)).

Sur l'ensemble des figures présentées dans cette section, trois courbes sont tracées ; celle en traits pointillés représente les résultats sans gestion des congestions, celle en trait continu représente la gestion en temps réel des congestions suivant la **règle A-1** et celle en trait discontinu suivant la **règle A-2**. Pour rappel, la simulation « sans gestion des congestions » est théorique car elle suppose qu'il n'y a pas de limite de transit sur les ouvrages du réseau électrique.

La figure 4.6 représente le courant dans la ligne 9-14. La gestion en temps réel permet de réduire ce courant à sa valeur maximale admissible en moins de 20s. Cependant à $t=150s$, le courant de la ligne dépasse 115% de l' I_{MAP} car le Gr10 est utilisé en premier et la valeur du PTDF entre le Gr10 et les Gr1 et Gr2, étant égale à 7%, ne permet pas de garantir le non-dépassement de cette limite (voir Chapitre 3.III.B.2). Le dépassement de 115% ne dure que 1s et est de 1.7%. Ce dépassement est illustré à la figure 4.6.b).

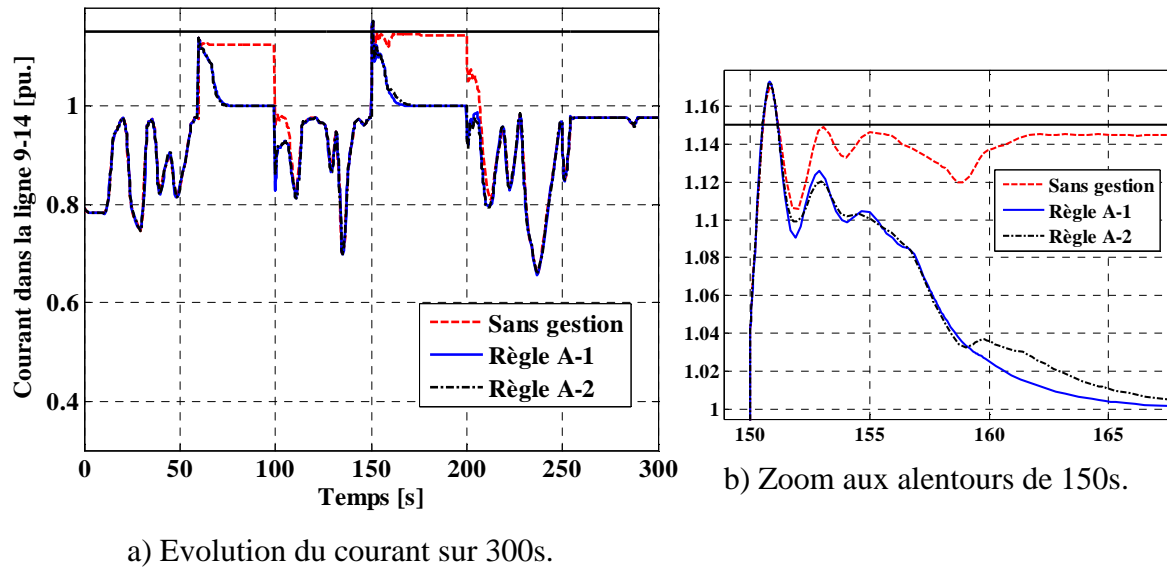


figure 4.6 : Courant dans la ligne 9-14.

L'évolution de la puissance du Gr10 est présentée à la figure 4.7. Dans le cas des **règles A-1** et **A-2**, les courbes de la puissance du Gr10 sont confondues. Le Gr10 atteint très vite sa puissance nominale ainsi la seule utilisation du Gr10 ne permet pas d'éviter la congestion. Dans ces travaux, le Gr10 est supposé en réserve tournante afin qu'il puisse participer à la gestion des congestions. Ainsi pour la **règle A-1**, la FE14 est diminuée lorsque le Gr10 est à sa puissance maximale alors que la FE13 est utilisée dans le cadre de la **règle A-2**. L'évolution des puissances des fermes éoliennes est donnée à la figure 4.8 et à la figure 4.9.

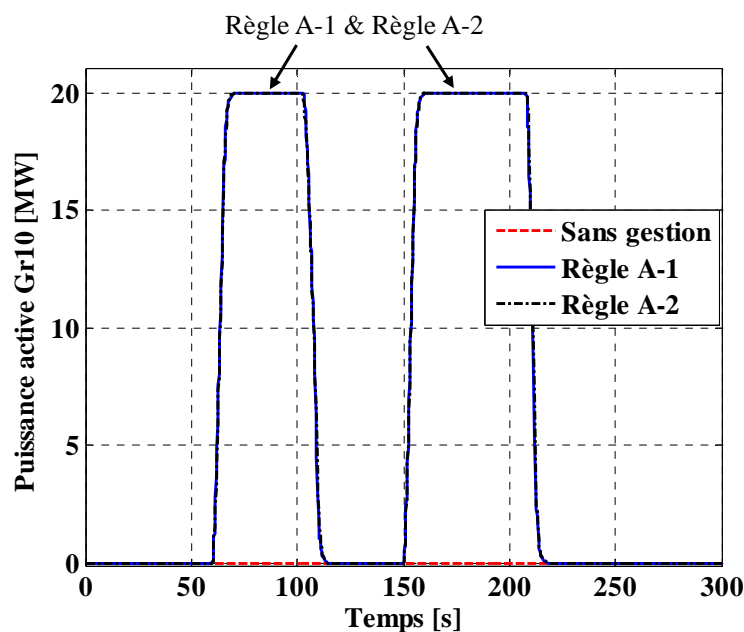


figure 4.7 : Puissance du Gr1.

La diminution de la FE14 est inférieure à celle de la FE13 en raison de leur différence entre leur valeur de PTDF (avec les Gr1 et Gr2). De plus, sur le zoom du courant de la figure 4.6.b), l'évolution du courant est différent suivant la ferme éolienne utilisée car le PTDF de la FE13 est inférieur à 33% ce qui ne permet pas de garantir une même dynamique pour les deux re-dispatching (voir Chapitre 3.III.B.2).

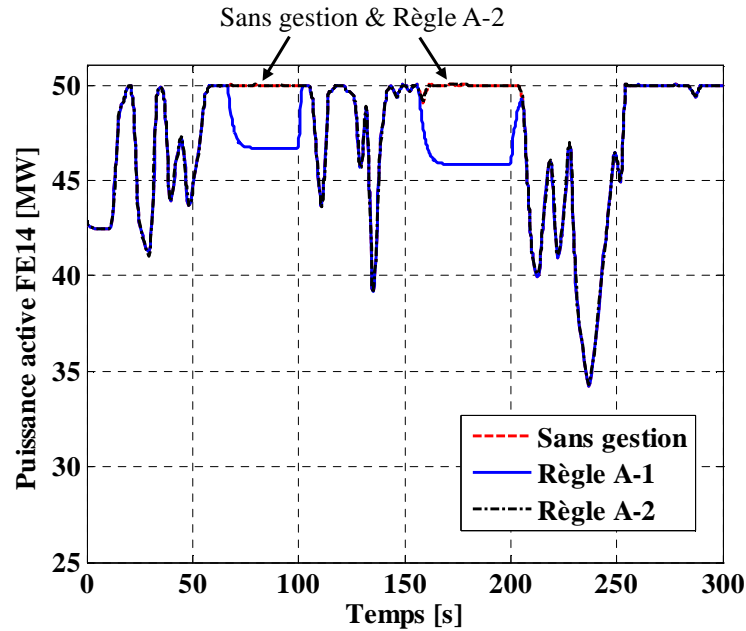


figure 4.8 : Puissance de la FE14.

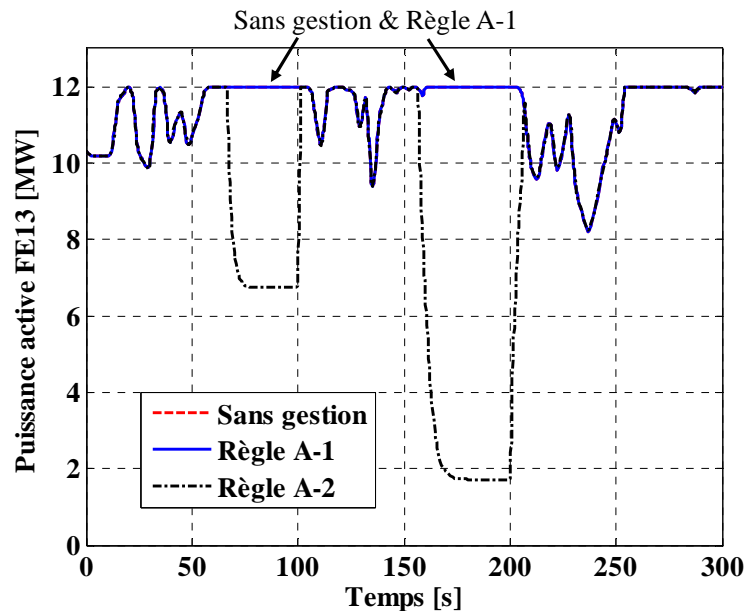


figure 4.9 : Puissance de la FE13.

Du fait de la diminution des fermes éoliennes, la fréquence, illustrée à la figure 4.10, n'a pas la même évolution. Cette différence d'évolution de la fréquence influence la puissance fournie par les groupes Gr1 et Gr2, comme le montre la figure 4.11.

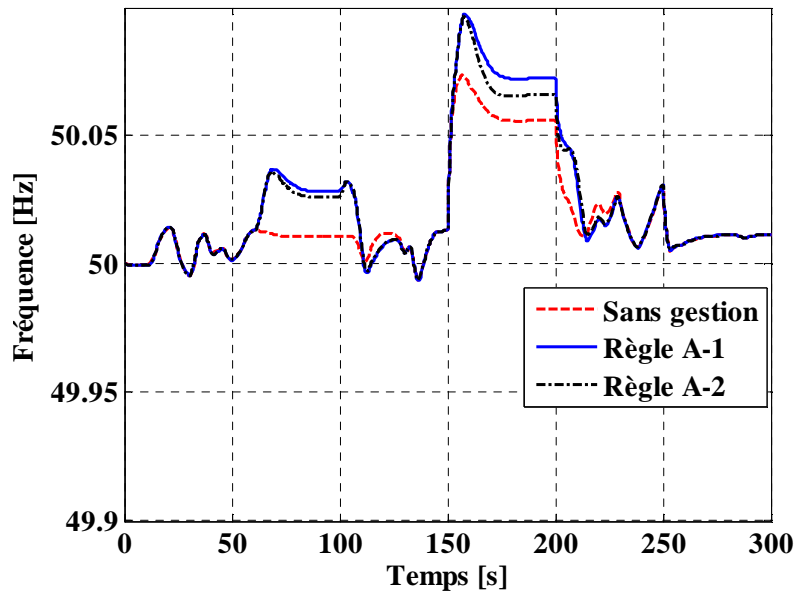


figure 4.10 : Fréquence.

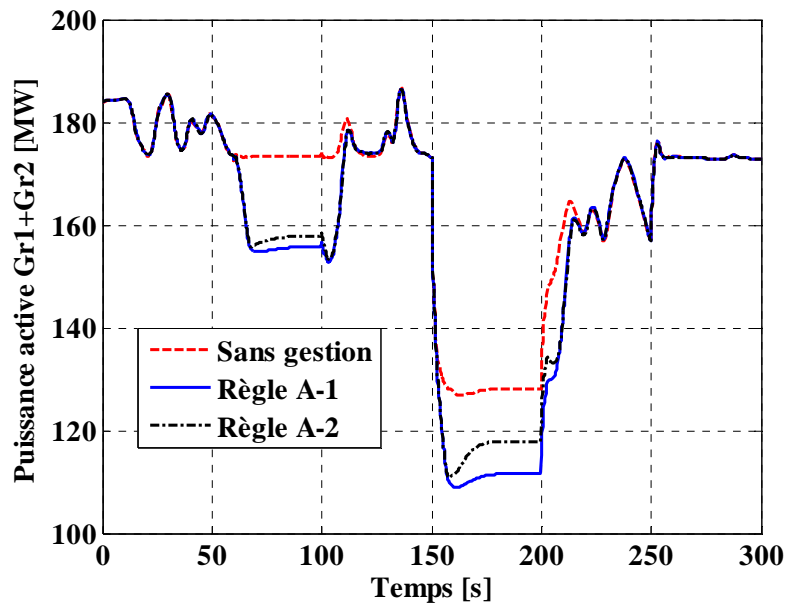
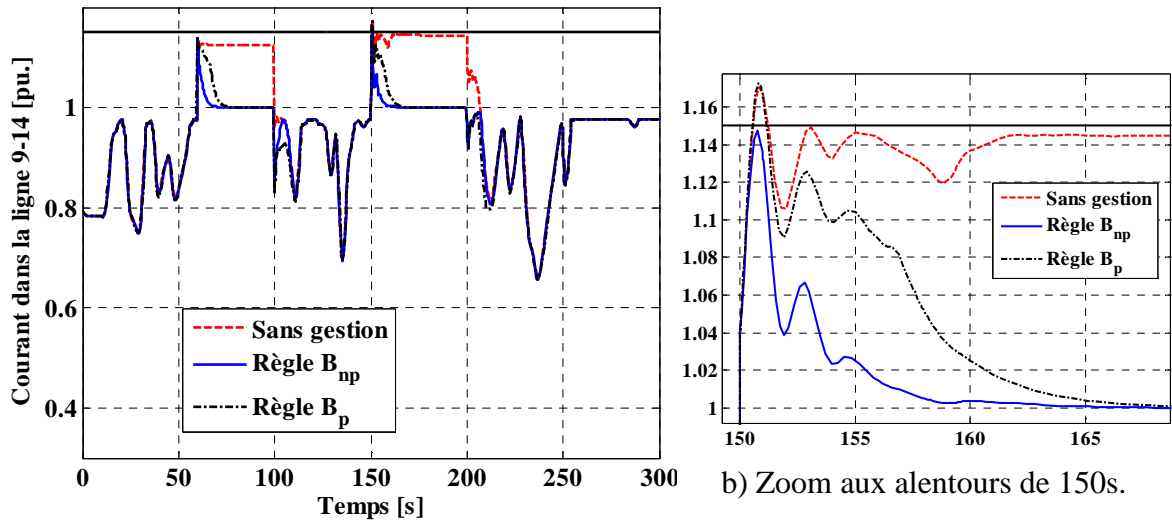


figure 4.11 : Somme des puissances des Gr1 et Gr2.

En conclusion, la gestion en temps réel permet d'éviter la congestion. Toutefois, suivant la règle utilisée les performances ne sont pas identiques en raison des PTDFs des groupes utilisés. De plus suivant la ferme éolienne utilisée, l'énergie perdue, et donc la perte financière, est différente.

B. Règle B

Dans la **règle B**, les re-dispatchings ne dépendent pas de l'ordre de raccordement comme le montre les ordres d'efficacité présentés au tableau 4.10. Pour la **règle B**, en plus des différents ordres de raccordement des fermes éoliennes, deux cas sont présentés ; le premier considère la priorité donnée à l'éolien (**règle B_p**) et l'autre non (**règle B_{np}**). Sur l'ensemble des figures présentées dans cette section, trois courbes sont tracées ; celle en traits pointillés représente les résultats sans gestion des congestions, celle en trait continu représente la **règle B_{np}** et celle en trait discontinu la **règle B_p**. Les courbes pour la **règle B_p** sont identiques à celle de la **règle A-1** car l'ordre d'efficacité dans les deux cas est identique.



a) Evolution du courant sur 300s.

figure 4.12 : Courant dans la ligne 9-14.

La figure 4.12 représente le courant dans la ligne 9-14. L'utilisation de la FE14 et du Gr10 dans le cas de la **règle B_{np}** permet de ramener le courant plus rapidement à sa valeur maximale car le couple (Gr10-FE14) possède un PTDF de 67.4% (tableau 4.7). De plus, le courant ne dépasse pas 115% de l' I_{MAP} . La figure 4.13 montre l'évolution de la puissance du Gr10. L'utilisation du couple (Gr10-FE14) permet de réduire la quantité à re-dispatcher et, par conséquent, de réduire l'augmentation de la production au niveau du groupe décentralisé.

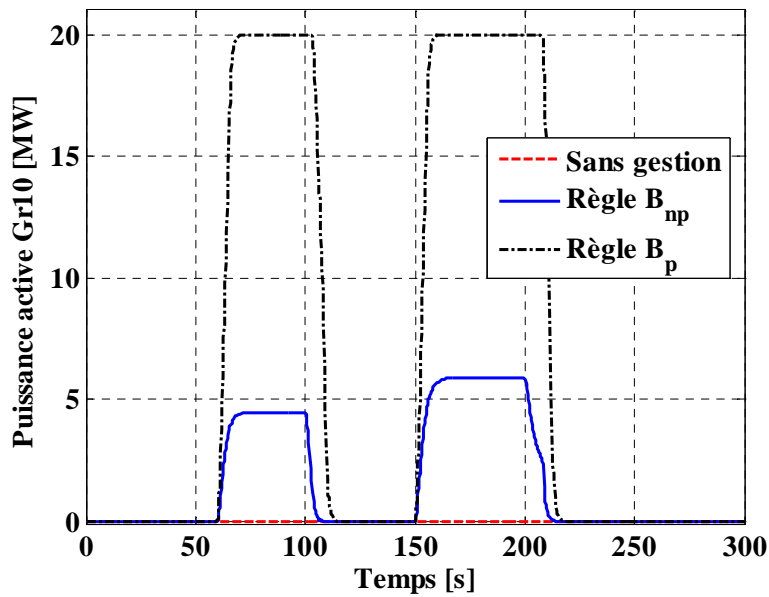


figure 4.13 : Puissance du Gr10.

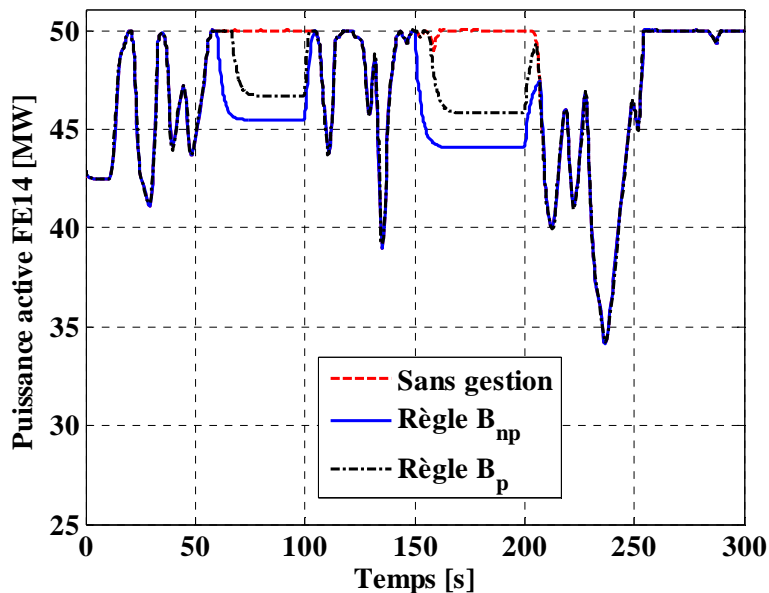


figure 4.14 : Puissance de la FE14.

Cependant, dans le cas où l'éolien n'a pas la priorité, la FE14 doit réduire sa puissance d'une quantité plus importante comme le montre la figure 4.14. Grâce au réglage des gains, qui permet d'obtenir la même réponse au niveau des groupes choisis pour effectuer le re-dispatching, la fréquence, illustrée à la figure 4.15, n'est que très peu modifiée, ainsi le réglage de fréquence est très peu sollicité comme le montre la figure 4.16 (courbe « sans gestion » confondu avec la courbe « **Règle B_{np}** »).

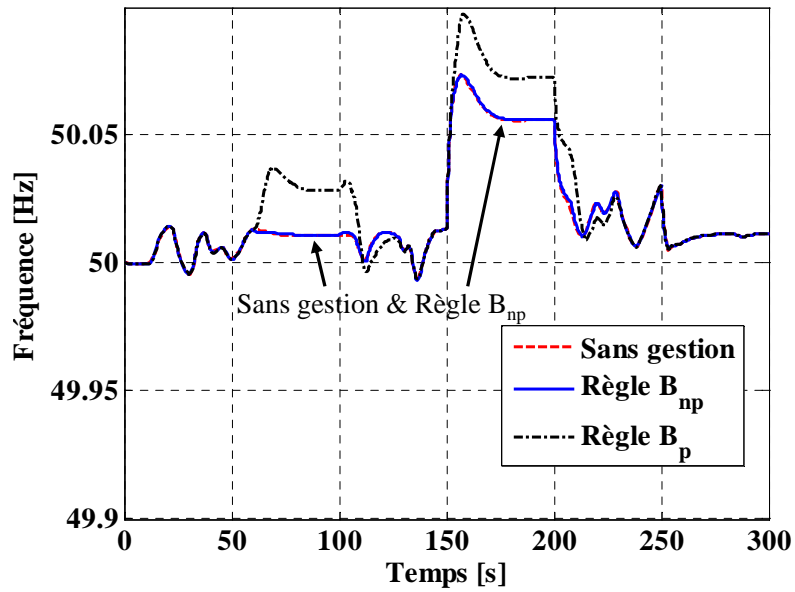


figure 4.15 : Fréquence.

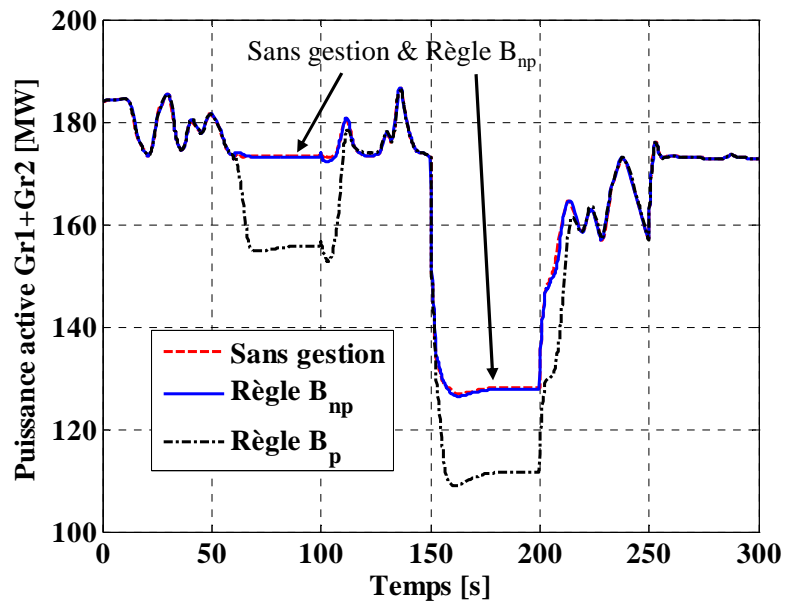


figure 4.16 : Somme des puissances des Gr1 et Gr2.

Ainsi, l'utilisation du couple le plus efficace permet de réduire le re-dispatching, et si les deux groupes sont contrôlables à la hausse et à la baisse cela permet de limiter l'utilisation de la réserve primaire de fréquence.

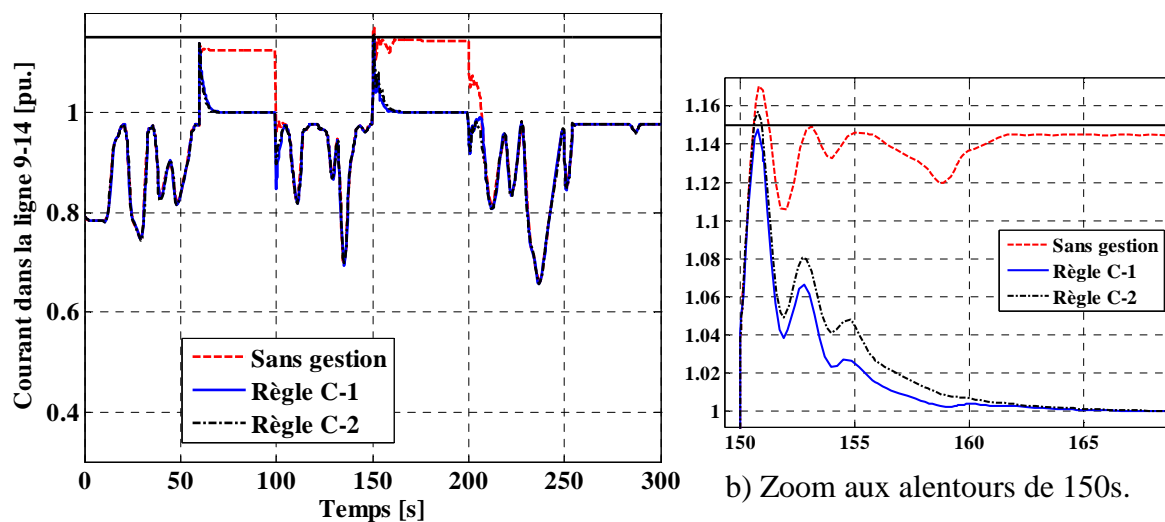
C. Règle C

Cette section présente le résultat de la gestion en temps réel des congestions dans le cadre de la **règle C**, où l'ensemble des producteurs sont soumis à la même réglementation et doivent mettre à disposition leur réserve à la hausse ou à la baisse en fixant le prix de leur utilisation. Pour rappel, le prix du marché est fixé à 40€/MWh et le coût d'utilisation de la réserve primaire est nul, ainsi seule la concurrence entre les producteurs éoliens est possible. Deux cas seront présentés pour la **règle C** ; la première, la **règle C-1**, correspond à une offre identique entre les producteurs éoliens et la seconde, la **règle C-2** à des offres différentes. Les offres sont présentées au tableau 4.14.

tableau 4.14 : Offre proposé par les générateurs.

Prix	Règle C-1	Règle C-2
Prix à la hausse	Gr10 : 60€/MWh	Gr10 : 60€/MWh
Prix à la baisse	FE12 : -10€/MWh FE13 : -10€/MWh FE14 : -10€/MWh	FE12 : -10€/MWh FE13 : -12€/MWh FE14 : -30€/MWh

Suivant ces offres et la condition, donnée à l'équation (4.3), la FE14 sera utilisée en première pour la **règle C-1** mais, pour la **règle C-2**, les prix pour les offres à la baisse ont été choisis afin que la FE13 soit utilisée en première. Sur l'ensemble des figures présentées dans cette section, trois courbes sont tracées ; celle en traits pointillés représente les résultats sans gestion des congestions, celle en trait continu représente la **règle C-1** et celle en trait discontinu la **règle C-2**.



a) Evolution du courant sur 300s.

figure 4.17 : Courant dans la ligne 9-14.

La figure 4.17 représente le courant dans la ligne 9-14. L'utilisation de la FE14 dans le cas de la **règle C-1** permet de ramener le courant plus rapidement à sa valeur maximale,

car le couple (Gr1 et Gr2)-FE14 possède un PTDF de 60.4% (tableau 4.7) contre 24.2% pour celui du couple (Gr1 et Gr2)-FE13. Les figures 4.18 et 4.19 présentent respectivement la puissance de la FE14 et celle de la FE13. Dans le cas de la **règle C-2**, la réduction de la production de la FE13 ne suffit pas à éviter la congestion, ainsi la FE14 doit également diminuer sa production.

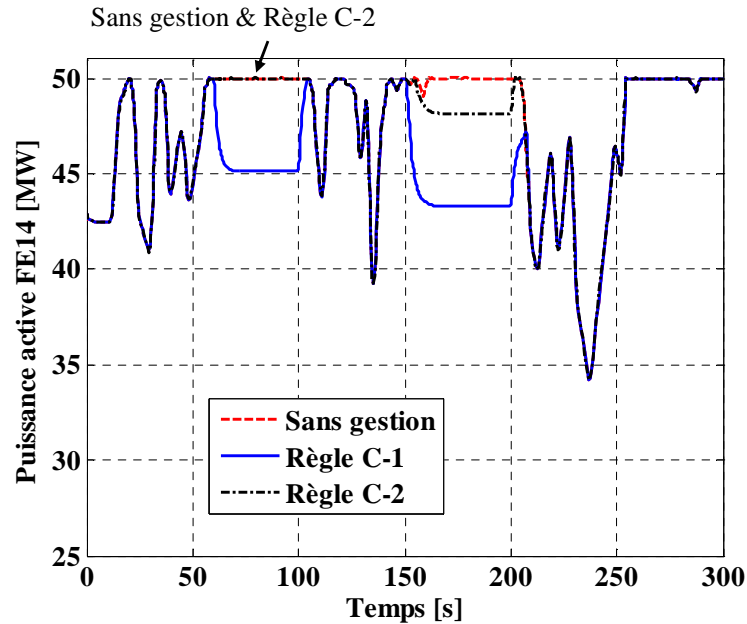


figure 4.18 : Puissance de la FE14.

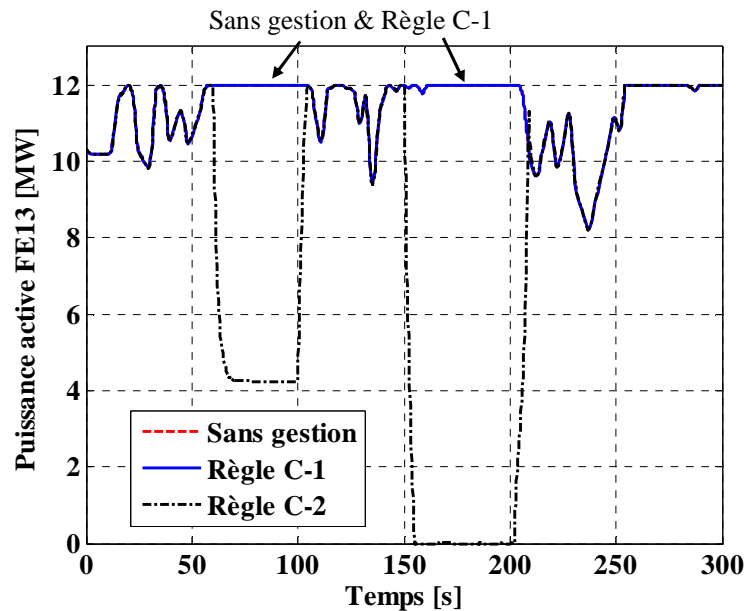


figure 4.19 : Puissance de la FE13.

Le re-dispatching étant plus important dans le cadre de la **règle C-2**, les groupes Gr1 et Gr2 sont plus sollicités en comparaison à la courbe sans gestion, comme le montre les figures 4.20 et 4.21. Ainsi, la prise en compte du coût d'utilisation de la réserve dans

l'ordre d'efficacité, et donc dans la gestion en temps réel des congestions, a permis de gérer la congestion tout en diminuant le coût de la congestion.

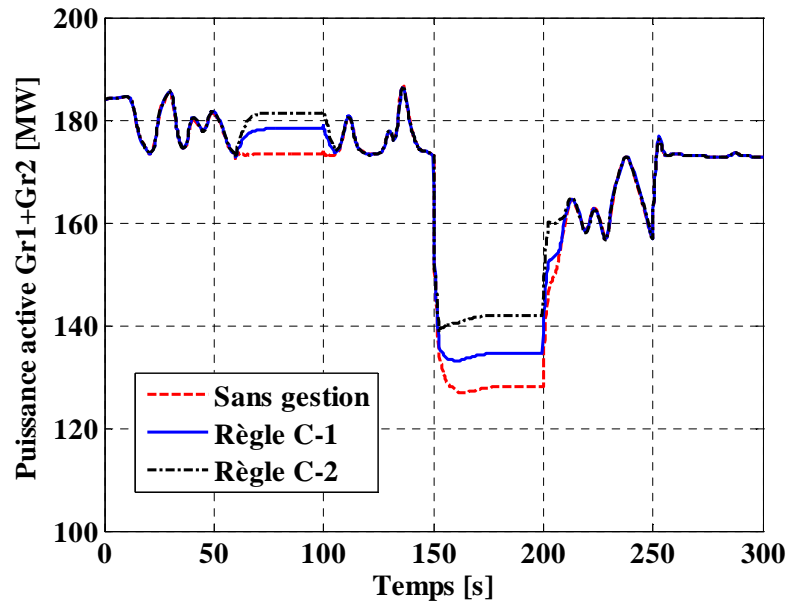


figure 4.20 : Somme des puissances des Gr1 et Gr2.

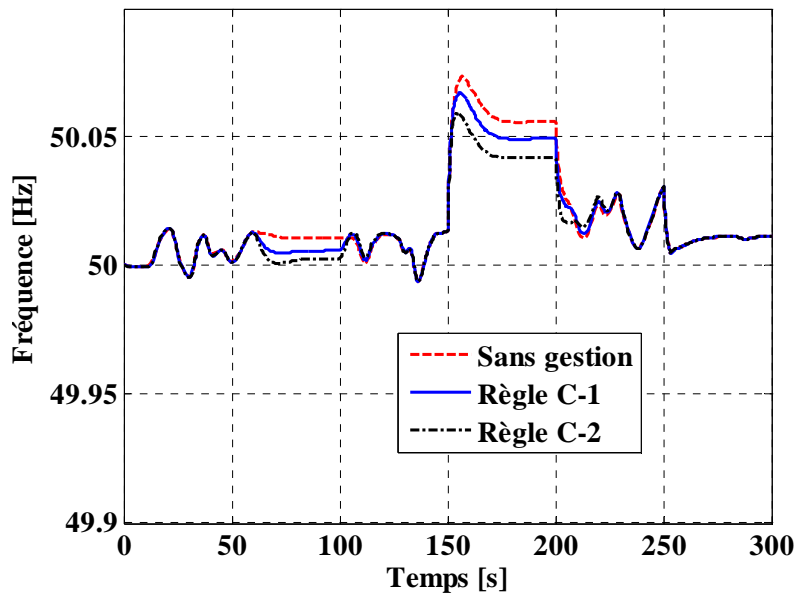


figure 4.21 : Fréquence.

La section suivante permet de comparer le bilan énergétique et financier suivant les réglementations utilisées.

VI. Comparaison entre les réglementations utilisées

Les sections précédentes ont montré que la méthodologie utilisée en « J-1 » et en « J » peuvent s'appliquer suivant différentes réglementations. Dans cette dernière section, la comparaison de différentes réglementations est proposée. Les indicateurs à la base de cette comparaison seront la quantité d'énergie re-dispatchée, le revenu global des différents producteurs et enfin le coût de congestion. Ils seront présentés sous forme de tableau. Pour rappel, la ligne nommée « sans gestion », dans les tableaux, correspond au cas théorique où il n'y a pas de limite dans les ouvrages du réseau électrique.

Le tableau 4.15 présente l'énergie produite par les différents producteurs au cours du scénario de 300s. Dans le cas où la production éolienne est considérée comme prioritaire, **règle A** et **règle B_p**, la production totale des fermes éoliennes est importante. Cependant, dans le cas de la **règle A-2**, le choix de diminution de la ferme éolienne en fonction de l'ordre de raccordement au réseau n'est pas efficace pour limiter la perte de production éolienne. Ainsi, le fait d'accorder la priorité au renouvelable, dans le cas de la réglementation actuelle (**règle A**), n'est pas une garantie pour maximiser ce type de production. De plus, afin de respecter la priorité au renouvelable, le Gr10 doit produire 563kWh contre 134.5 ou 0kWh pour les autres réglementations.

tableau 4.15 : Energie produite par les différents générateurs.

Règle	Energie [kWh]					
	Gr1 + Gr2	Gr10	FE12	FE13	FE14	Total FEs
Sans gestion	13798.3	0	950	950	3958.7	5858.7
Règle A-1	13292.6	563	950	950	3880	5780
Règle A-2	13383.2	563	950	781.8	3958.7	5690.5
Règle B _p -1	13292.6	563	950	950	3880	5780
Règle B _p -2	13292.6	563	950	950	3880	5780
Règle B _{np} -1	13789.1	134.5	950	950	3825.5	5725.5
Règle B _{np} -2	13789.1	134.5	950	950	3825.5	5725.5
Règle C-1	13942.7	0	950	950	3812.4	5712.4
Règle C-2	14089.3	0	950	684.1	3936.8	5570.9

Le tableau 4.16 présente le revenu reçu pour l'énergie produite dans le cadre du tarif de rachat ou pour l'énergie vendue sur le marché. Pour la **règle C**, la production éolienne peut être faible en comparaison des autres règles cependant, comme le montre le tableau 4.16, les producteurs éoliens reçoivent un revenu fixe car ils ont vendu leur énergie en « J-1 » sur le marché de l'électricité, ici 40€/MWh. Pour rappel, dans ces travaux, la prévision de la production est considérée parfaite. Dans le cas où les producteurs éoliens sont soumis au tarif de rachat, leur revenu dépend de leur production réellement effectuée en « J », ainsi ce revenu varie en cas de restriction de production. Le *TdR* est pris égal à 80€/MWh. Le

producteur Gr10 n'apparaît pas car celui-ci n'a pas vendu sa production sur le marché en raison de son coût marginal de 60€/MWh. Les générateurs Gr1 et Gr2 quant à eux reçoivent 551.9€ pour leur production.

tableau 4.16 : Revenu reçu pour l'énergie.

Règle	Revenu [€]			
	Gr1 + Gr2	FE12	FE13	FE14
Sans gestion	551.9	76	76	316.7
Règle A-1	551.9	76	76	310.4
Règle A-2	551.9	76	62.5	316.7
Règle B _p -1	551.9	76	76	310.4
Règle B _p -2	551.9	76	76	310.4
Règle B _{np} -1	551.9	76	76	306
Règle B _{np} -2	551.9	76	76	306
Règle C-1	551.9	38	38	158.3
Règle C-2	551.9	38	38	158.3

Le tableau 4.17 présente le revenu reçu pour la participation à la gestion des congestions. Ainsi, les générateurs Gr1 et Gr2 ne reçoivent pas de revenu dans le cadre de leur participation au traitement des congestions, car ils ne sont pas choisis pour effectuer les re-dispatching mais assurent seulement le réglage de la fréquence. Le coût d'utilisation de la réserve primaire est égale à 0€/MWh. Suivant la réglementation actuelle, **règle A**, les producteurs éoliens ne reçoivent pas de compensation pour leur diminution de production seul le Gr10 est financé à hauteur de son coût marginal de production pour l'énergie qu'il a dû produire pour garantir la priorité de la production renouvelable.

Dans le cas des **règles B_{np}** et **B_p**, la compensation entre les producteurs éoliens est utilisée. Ainsi, suivant l'ordre de raccordement 1 (FE12-FE13-FE14), la FE14 qui est la dernière installée et la plus efficace, il n'y a pas de compensation. Pour l'ordre de raccordement 2 (FE12-FE14-FE13), la FE13 compense la diminution de la FE14 car la FE13 est la dernière installée mais la FE14 est utilisée car elle est la plus efficace.

tableau 4.17 : Revenu reçu pour la participation à la gestion des congestions.

Règle	Revenu [€]		
	Gr10	FE13	FE14
Règle A-1	33.78	0	0
Règle A-2	33.78	0	0
Règle B _p -1	33.78	0	0
Règle B _p -2	33.78	-6.3	6.3
Règle B _{np} -1	8.07	0	0
Règle B _{np} -2	8.07	-10.7	10.7
Règle C-1	0	0	1.46
Règle C-2	0	3.19	0.66

Pour la **règle C**, les fermes éoliennes utilisées pour le traitement des congestions, reçoivent un revenu car leurs offres à la baisse sont négatives. Cependant, du fait de la concurrence, le revenu des producteurs éoliens est faible en comparaison du revenu reçu par le Gr10 dans le cas des autres règlementations.

Le tableau 4.18 présente la variation de l'énergie des différents groupes de production par rapport au cas « sans gestion ». Le signe « - » indique une diminution de la production. Ainsi, l'utilisation du dispositif « plus efficace, premier coupé », qui réduit en premier la ferme éolienne la plus efficace pour gérer une congestion, dans la cadre des **règles B_{np}** et **B_p** permet à la FE13 de toujours produire sa puissance maximale.

tableau 4.18 : Variation sur l'énergie.

Règle	Variation sur l'énergie [%]			
	Gr1 + Gr2	Gr10	FE13	FE14
Règle A-1	-3.7	Sans objet	0	-2
Règle A-2	-3	Sans objet	-17.7	0
Règle B _p -1	-3.7	Sans objet	0	-2
Règle B _p -2	-3.7	Sans objet	0	-2
Règle B _{np} -1	-0.07	Sans objet	0	-3.4
Règle B _{np} -2	-0.07	Sans objet	0	-3.4
Règle C-1	1.1	0	0	-3.7
Règle C-2	2.1	0	-28	-0.6

De plus, pour la **règle B_{np}**, l'utilisation du couple (Gr10-FE14) et la méthode proposée pour le réglage des gains permettent de réduire l'utilisation du réglage de fréquence, ainsi la variation sur la somme de l'énergie des Gr1 et Gr2 est de -0.07%.

Le tableau 4.19 présente les variations sur le revenu global incluant le revenu de l'énergie plus le revenu lié à la participation au traitement des congestions par rapport au cas sans congestion.

tableau 4.19 : Variation sur le revenu global.

Règle	Variation sur le revenu global [%]		
	Gr10	FE13	FE14
Règle A-1	Sans objet	0	-2
Règle A-2	Sans objet	-17.7	0
Règle B _p -1	Sans objet	0	-2
Règle B _p -2	Sans objet	-8.3	0
Règle B _{np} -1	Sans objet	0	-3.4
Règle B _{np} -2	Sans objet	-14.1	0
Règle C-1	0	0	9.3
Règle C-2	0	8.4	0.4

La comparaison entre les tableaux 4.18 et 4.19 montre que, pour la **règle A**, le revenu est directement lié à l'énergie produite. Pour la **règle C**, la participation des producteurs éoliens à un marché pour le traitement des congestions leur permettent d'augmenter leur revenu du fait de leur offre à la baisse négative en raison de leur coût marginal égal à 0€/MWh. Dans l'exemple considéré, les fermes éoliennes ont une augmentation de leur revenu de l'ordre de 9%. Ainsi, en cas d'un nombre de producteur faible, une entente entre les producteurs peut leur permettre de faire des profits non négligeables en cas de congestion.

Le tableau 4.20 illustre le coût de congestion. L'utilisation de la **règle C** a permis aux producteurs éoliens d'augmenter leur revenu, néanmoins le coût de congestion est faible en comparaison des autres réglementations car le Gr10 n'est pas utilisé. Le coût de congestion des autres réglementations est égal au revenu reçu par le Gr10 pour sa participation à la gestion des congestions.

tableau 4.20 : Coût de congestion.

Règle	Coût [€]
Règle A-1	33.78
Règle A-2	33.78
Règle B_p-1	33.78
Règle B_p-2	33.78
Règle B_{np}-1	8.07
Règle B_{np}-2	8.07
Règle C-1	1.46
Règle C-2	3.85

En conclusion, le choix de la réglementation dépend avant tout du point de vue choisi. Ainsi, pour les producteurs renouvelables et pour les producteurs classiques décentralisés, la priorité accordée au renouvelable leur permet de produire plus et donc d'avoir un revenu plus important. Cependant, dans le cas de la **règle A-2**, la priorité accordée au renouvelable ne permet pas à la FE13 de produire plus. Mais, la compensation entre les producteurs renouvelables permet de minimiser la perte de production en raison de l'utilisation de la ferme éolienne la plus efficace afin de gérer la congestion. Ainsi, la **règle B_p** pour l'ensemble de ces producteurs peut être un choix judicieux.

Néanmoins, pour l'ensemble des acteurs du réseau, la **règle B_{np}** permet d'avoir un coût de congestion plus faible tout en permettant au producteur éolien de conserver le tarif de rachat. Enfin, la **règle C** est une réglementation très différente des autres, le choix de cette règle s'imposera naturellement si le taux de pénétration de la production renouvelable continue à augmenter. La **règle C** permet à l'ensemble des producteurs de proposer des

offres pour leur participation à la gestion des congestions. Par conséquent, la concurrence entre les producteurs permet de diminuer le coût de congestion de l'ordre de 82% par rapport à la règle B_{np} .

VII. Conclusion

Dans ce chapitre, la méthodologie de gestion des congestions locales a été appliquée sur le réseau IEEE-14 nœuds afin de gérer les congestions pouvant apparaître.

Différentes réglementations qui identifient les méthodes pour le traitement des congestions et la place de la production renouvelable vis-à-vis de la production classique ont été introduites. Suivant ces réglementations, l'ordre de re-dispatchings susceptibles d'être effectués en « J » a été défini. Une fois cet ordre défini, le module de « Localisation et de quantification des réserves » et celui de « Gestion en temps réel des congestions » ont pu être mis en place.

Les résultats des simulations, effectuées sous le logiciel EUROSTAG, ont permis de montrer l'efficacité de la méthodologie proposée au Chapitre 3. De plus, ces simulations ont permis de comparer les différentes réglementations et d'indiquer que le choix de la réglementation dépend du point de vue considéré. Ainsi, la réglementation actuelle permet aux producteurs éoliens de vendre leur énergie à un prix plus élevé que celui du marché. De plus, ils sont prioritaires sur l'utilisation des capacités de transport, néanmoins en cas de restriction importante leur revenu peut être fortement réduit. La réglementation proposée utilisant la règle du « plus efficace, premier coupé » et la compensation entre les producteurs permet de limiter la perte de revenu en cas de congestion tout en minimisant le coût de congestion. Cette réglementation est un compromis intéressant dans le contexte actuel. Néanmoins, l'intégration future de la production renouvelable dans le marché de l'électricité permettra aux producteurs de valoriser leur apport pour la gestion des congestions et aux acteurs du système électrique de posséder des moyens d'actions supplémentaires pour limiter le coût des congestions.

Conclusion générale et perspectives

L'intégration, d'abord discrète, puis de plus en plus massive, de la production décentralisée dans les réseaux électriques remet en cause le schéma d'exploitation traditionnel du système électrique. Dans le cadre de cette thèse, l'impact de la production décentralisée d'origine renouvelable a été particulièrement étudié. Ces travaux de thèse se sont focalisés sur les problématiques de congestion dans les réseaux locaux, originellement non prévus pour accueillir de la production décentralisée. Actuellement, les méthodes de gestion des congestions locales sont majoritairement réalisées en « J-1 » ce qui suppose de posséder une prévision de la production et de la consommation. De plus, la réglementation actuelle en faveur des énergies renouvelables impose des mécanismes économiques d'intégration qui affectent l'application des méthodes de gestion des congestions locales habituelles. L'obligation d'achat supportée financièrement par les consommateurs et l'injection prioritaire de l'énergie produite touchent directement la gestion des congestions locales et le revenu des producteurs. Car, la proportion d'énergie « non produite » induit un manque à gagner pour les producteurs soumis au tarif de rachat.

L'objectif de la thèse était donc, partant de l'analyse des méthodes actuelles de gestion des congestions locales, de proposer une nouvelle méthodologie de gestion des congestions dans les réseaux locaux à fort taux de pénétration de productions décentralisées. Ceci est d'autant plus complexe à résoudre que les sources d'énergie amenées à se connecter sur ces réseaux sont nombreuses et variées.

Une nouvelle méthodologie de gestion des congestions locales s'appuyant sur un indicateur d'efficacité a été proposée. Cet indicateur d'efficacité est basé sur différents critères, qui sont un coefficient d'influence, le coût d'utilisation des réserves des groupes de production et la réglementation employée pour la production renouvelable. Cet indicateur défini en « J-1 » est utilisé par la nouvelle méthodologie de gestion des congestions locales en « J-1 » et en « J ». En « J-1 », l'utilisation de celui-ci a permis de quantifier les réserves à disposer au niveau des groupes de production tout en minimisant le coût de leur utilisation future. En « J », l'indicateur d'efficacité a aidé à minimiser la puissance à re-dispatcher. L'idée développée est de faire participer la production décentralisée à une gestion automatique en temps réel des congestions locales, afin de permettre de lever les congestions intempestives qui peuvent apparaître en temps réel.

Les différents aspects techniques ont été analysés pour justifier la faisabilité de la gestion automatique en temps réel. Cette étude de faisabilité a pris en compte :

- Les contraintes techniques liées aux caractéristiques dynamiques des générateurs,
- Les contraintes techniques liées aux limites thermiques des lignes du réseau de répartition,
- La nécessité d'améliorer le système de téléconduite entre le GRT et la production décentralisée.

De plus, une étude de stabilité a permis de montrer la stabilité de la gestion automatique en temps réel et a permis de déterminer les marges de stabilité par rapport aux méthodes proposées pour le réglage des gains.

Enfin, des mécanismes de rémunération ou de compensation des producteurs pour la participation à la gestion des congestions locales ont été proposés. Une comparaison économique sur un réseau réaliste a permis de tirer des conclusions générales sur le choix de la réglementation pour la gestion des congestions.

La méthodologie proposée dans cette thèse ouvre plusieurs réflexions supplémentaires ou pistes de nouvelles recherches.

Premièrement, l'adaptation des schémas d'exploitation en temps réel devra être prise en compte. En effet, la modification des impédances des mailles du réseau par reconfiguration des postes ou la modification des tensions en sortie des régulateurs en charge peuvent permettre de limiter la quantité de re-dispatching à effectuer.

Deuxièmement, l'intégration de la gestion en temps réel des congestions avec les « Smart Grids » est une piste intéressante pour un meilleur contrôle des flux de puissance dans le réseau, car les « Smart Grids » apportent de nouvelles possibilités pour le contrôle et la gestion des charges permettant ainsi d'agir à la fois sur la production et sur la consommation.

Troisièmement, l'interaction entre la gestion en temps réel des congestions et les nouvelles stratégies de gestion de la production renouvelable permettant à celle-ci de participer aux services système [El Mokadem, 2009] doit être étudiée.

Enfin, le traitement des congestions à long terme nécessite d'investir au niveau des réseaux afin d'augmenter la capacité de ceux-ci. A l'heure actuelle, la solution envisagée

est la construction de nouvelles lignes, néanmoins l'utilisation de systèmes de stockage contrôlés par la gestion en temps réel afin de stocker le surplus d'énergie en cas de restriction de capacité, et de permettre sa restitution lorsque le réseau n'est plus contraint est une piste à explorer. Ces travaux ont montré la possibilité technique de l'utilisation des systèmes de stockage pour la gestion des congestions mais une étude économique comparant les différentes solutions reste à réaliser.

Liste des publications

Type : Conférence internationale avec acte

- [1] **Arnaud Vergnol**, Vincent Rious, Jonathan Sprooten, Benoît Robyns, Jacques Deuse, "*Integration of Renewable Energy in the European Power Grid: Market Mechanism for Congestion Management*", 7th Conference on the European Energy Market, Madrid, 23-25 juin, 2010, 6-2010.
- [2] **Arnaud Vergnol**, Jonathan Sprooten, Vincent Rious, Benoît Robyns, Jacques Deuse, "*Real time grid congestion management in presence of high penetration of wind energy*", Proceedings of the 13th Conference EPE 2009, Barcelone, 8-10 septembre 2009, 9-2009.
- [3] **Arnaud Vergnol**, Jonathan Sprooten, Vincent Rious, Benoît Robyns, Jacques Deuse, "*Optimal network congestion management using wind farms*", Integration of Wide-Scale Renewable Resources Into the Power Delivery System, 2009 CIGRE/IEEE PES Joint Symposium, Calgary, 29-31 juillet 2009, 7-2009.

Type : Conférence invité

- [4] Benoît Robyns, Jonathan Sprooten, **Arnaud Vergnol**, "*Supervision of renewable energy for its integration in the electrical system*", IEEE Power and Energy Society General Meeting 2010, Panel session "New Generation Types in Europe versus Future Power Quality Needs", Minneapolis, 25-29 juillet 2010, 7-2010.

Type : Autre publication

- [5] **Arnaud Vergnol**, Jonathan Sprooten, Vincent Rious, Benoît Robyns, Jacques 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, 12-2009.

Bibliographie

- [Abou Chacra, 2005] Abou Chacra, F. (2005) *Valorisation et optimisation du stockage d'énergie dans un réseau d'énergie électrique*, Thèse présentée le 4 juillet 2005.
- [Ackermann, 2005] Ackermann, T. (2005) *Wind power in power systems*, Wiley.
- [Arrêté, 2008] Arrêté (2008) *Arrêté du 17 novembre 2008 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent*, [Online], Available: <http://www.legifrance.gouv.fr> [2009].
- [Baldick, 2003] Baldick, R. (2003) 'Variation of distribution factors with loading', *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 4, Novembre, pp. 1316-1323.
- [Barton, 2004] Barton, J. et Infield, D. (2004) 'Energy Storage and Its Use With Intermittent Renewable Energy', *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 19, no. 2, Juin, pp. 441-448.
- [Bundesgesetzblatt, 2004] Bundesgesetzblatt (2004) *The Renewable Energy Sources Act*, Bonn: n°40, publié à Bonn le 31 Juillet 2004.
- [Canay, 1969] Canay, I. (1969) 'Causes of discrepancies of calculation of rotor quantities and exact equivalent diagrams of the synchronous machines', *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 88, no. 7, Juillet, pp. 1114-1119.
- [Centeno-Lopez, 2008] Centeno-Lopez, E., Ackermann, T. et Söder, L. (2008) 'Grid connection rules for wind power in five countries with high ambitions concerning amount of wind power in the power system', Workshop "Wind Power and Market design", 6-7 Juin, Paris.
- [Chanal, 2000] Chanal, A. (2000) 'Lignes aérienne : Dimensionnement', *Technique de l'Ingénieur*, vol. D4421, Février.

- [Christie, 1999] Christie, R. (1999) *Power System Test Archive*, Août, [Online], Available: <http://www.ee.washington.edu/research/pstca> [Juillet 2010].
- [Cimuca, 2005] Cimuca, G. (2005) *Système inertiel de stockage d'énergie associé à des générateurs éoliens*, Thèse présentée le 01 décembre 2005.
- [Consentec, 2004] Consentec et Frontier-economics (2004) *Analysis of cross-border congestion management methods for the EU internal electricity market*, juin, [Online], Available: <http://ec.europa.eu> [2008].
- [Courtecuisse, 2008] Courtecuisse, V. (2008) *Supervision d'une centrale multisources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique*, Thèse présentée le 20 novembre 2008.
- [Crappe, 2003] Crappe, M. (2003) *Commande et régulation des réseaux électriques*, Paris: Lavoissier.
- [David, 1989] David, R. et Alla, H. (1989) *Du Grafset aux réseaux de Petri*, Paris: Hermès.
- [Davigny, 2007] Davigny, A. (2007) *Participation aux services système de fermes d'éoliennes à vitesse variable intégrant du stockage inertiel d'énergie*, Thèse présentée le 11 décembre 2007.
- [Décret, 2003] Décret (2003) 'Décret n°2003-588 du 27 juin 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport de l'électricité'.
- [Décret, 2007] Décret (2007) 'Décret n° 2007-1307 du 4 septembre 2007 pris en application de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 modifiée relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité et portant dispositions transitoires', *Journal officiel*, no. 206, Septembre.
- [Devatine, 2009] Devatine, L. (2009) 'Postes à haute et très haute tension : Rôle et structure', *Technique de l'Ingénieur*, vol. D4570, Août.

- [Directive, 2009] Directive (2009) *DIRECTIVE 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE*, 23Avril, [Online], Available: <http://eur-lex.europa.eu>.
- [Duthaler, 2008] Duthaler, C., Emery, M., Andersson, G. et Kurziden, M. (2008) 'Analysis of the Use of PTDF in the UCTE Transmission Grid', PSC Conference.
- [EDF, 2009] EDF, Observ'ER et ADEME (2009) *Worldwide electricity production from renewable energy sources*, [Online], Available: <http://www.energies-renouvelables.org> [juin 2010].
- [EDF-Tractebel, 2004] EDF-Tractebel (2004) *Manuel Théorique du Logiciel EUROSTAG*, Version 4.3.
- [EIRGRID, 2009] EIRGRID (2009) *EirGrid Grid Code, Version 3.3*, 30Janvier, [Online], Available: <http://www.eirgrid.com> [Juin 2010].
- [El Mokadem, 2009] El Mokadem, M., Courtecuisse, V., Saudemont, C., Robyns, B. et Deuse, J. (2009) 'Fuzzy Logic Supervisor Based Primary Frequency Control Experiments of a Variable Speed Wind Generator', *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 1, Janvier, pp. 407-417.
- [EON, 2005] EON (2005) *Wind report 2005*, [Online], Available: <http://www.transpower.de> [septembre 2009].
- [ETSO, 2002] ETSO (2002) *Reconciliation of market splitting with coordinated auction concepts*, February, [Online], Available: <https://www.entsoe.eu>.
- [ETSO, 2007] ETSO (2007) *Regional Flow-based allocations State-of-play*, Mars, [Online], Available: <https://www.entsoe.eu>.
- [Euroserv'er, 2010 a] Euroserv'er (2010 a) *Baromètre éolien*, Mars, [Online], Available: <http://www.euroserv-er.org>.
- [Euroserv'er, 2010 b] Euroserv'er (2010 b) *Photovoltaic Barometer*, Avril, [Online], Available: <http://www.euroserv-er.org>.

- [Fradi, 2001] Fradi, A., Brigone, S. et Wollenberg, B.F. (2001) 'Calculation of Energy Transaction Allocation Factors', *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, no. 2, Juin, pp. 266-272.
- [Fridleifsson, 2008] Fridleifsson, I., Bertani, R., Lund, J. et Rybach, L. (2008) 'The possible role and contribution of geothermal energy to the mitigation of climate change', *IPCC Proceeding*, 20-25 Juin.
- [Gaudry, 1997] Gaudry, M. et Bousquet, J.-L. (1997) 'Lignes aériennes : échauffements et efforts électrodynamiques', *Technique de l'Ingénieur*, vol. D4439, Février.
- [Gautier, 2005] Gautier, E., Bousseau, P., Belhomme, R. et Nguefeu, S. (2005) 'Revue de solutions pour l'intégration de l'éolien dans les réseaux électriques', *REE*, no. 5, Mai, pp. 59-64.
- [Gyugyi, 1991] Gyugyi, L. (1991) 'A unified power flow control for flexible AC transmission systems', International conference on AC-DC power transmission, Londres, 323-331.
- [Gyugyi, 1999] Gyugyi, L., Sen, K. et Schauder, C. (1999) 'The Interline Power Flow Controller concept : a new approach to power flow management in transmission systems', *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 14, no. 3, Juillet, pp. 1115-1123.
- [Hatziargyriou, 2000] Hatziargyriou, N., Donnelly, M., Papathanassiou, S., Pecos Lopes, J.A., Takasaki, M., Chao, H., Usaola, J., Lasseter, R., Efthymiadis, A., Karoui, K. et Arabi, S. (2000) *Modeling New Forms of Generation and Storage*, CIGRE Technical Brochure TF 38.01.10.
- [Haubrich, 1999] Haubrich, H.-J. et Fritz, W. (1999) 'Study on Cross-Border Electricity Transmission Tariffs', Commission Européenne, Aachen, Allemagne.
- [Holtinen, 2004] Holtinen, H. (2004) *The impact of large scale wind power production on the Nordic electrical system*, Thèse présentée le 17 décembre 2004.
- [Kaptue Kamga, 2009] Kaptue Kamga, A., Völler, S. et Verstege, J. (2009) 'Congestion Management in Transmission Systems with Large Scale Integration of Wind Energy', CIGRE, 29-31 Juillet, Calgary.

- [Kumar, 2005] Kumar, A., Srivastava, S. et Singh, S. (2005) 'Congestion management in competitive power market : A bibliographical survey', *Electric Power Systems Research*, vol. 76, Septembre, pp. 153-164.
- [Kundur, 1994] Kundur, P. (1994) *Power System Stability and Control*, New York: McGraw-Hill.
- [Ladoux, 2002] Ladoux, P. et Metz, M. (2002) 'Utilisation de l'onduleur de tension MLI pour la correction du facteur de puissance', *Revue 3EI*, no. 28, Mars, pp. 5-15.
- [Le Jannic, 2010] Le Jannic, N. (2010) 'L'atlas complet des parcs éoliens et des ZDE en France', *Le journal de l'éolien*, vol. Hors-série, no. 7, Juin, pp. 42-93.
- [Leclercq, 2004] Leclercq, L. (2004) *Apport du stockage inertiel associé à des éoliennes dans un réseau électrique en vue d'assurer des services systèmes*, Thèse présentée le 14 décembre 2004.
- [Lee, 1994] Lee, J.-S., Zhou, M. et Hsu, P.-L. (1994) 'An Application of Petri Nets to Supervisory Control for Human-Computer Interactive Systems', *IEEE Transaction on Industrial Electronics*, vol. 41, no. 1, Décembre, pp. 1220-1226.
- [Lenoir, 2009] Lenoir, L., Kamwa, I. et Dessaint, L.-A. (2009) 'Overload Alleviation With Preventive-Corrective Static Security Using Fuzzy Logic', *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 1, Février, pp. 134-145.
- [Liu, 2002] Liu, M. et Gross, G. (2002) 'Effectiveness of the distribution factor approximations used in congestion modeling', In Proceedings of the 14th Power Systems Computation Conference, 24-28 juin, Seville, Espagne.
- [Liu, 2004] Liu, M. et Gross, G. (2004) 'Role of Distribution Factors in Congestion Revenue Rights Applications', *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 2, Mai, pp. 802-810.

- [Lommerdal, 2004] Lommerdal, M. et Söder, L. (2004) 'Combination of two methods for congestion management', International Conference on Electric Utility Deregulation, Hong Kong.
- [Longchamp, 1995] Longchamp, R. (1995) *Commande Numérique de Systèmes Dynamiques*, Première édition edition, Lausanne: Presses polytechniques et univertaires romandes.
- [Matevosyan, 2006] Matevosyan, J. et Söder, L. (2006) 'Optimal Daily Planning for Hydro Power System Coordinated with Wind Power in Areas with Limited Export Capability', 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Stockholm.
- [Merlin, 2005] Merlin, A. (2005) 'Renewables : To what extent can the existing French system cope with dispersed generation ?', *Electra*, no. 219, Avril, pp. 4-11.
- [Multon, 2003] Multon, B. (2003) *Production d'énergie électrique par sources renouvelables*, Techniques de l'Ingénieur, traité Génie Electrique D 4 005.
- [OMEL, 2008] OMEL (2008) *Electricity Market 2008*, [Online], Available: <http://www.omel.es> [2009].
- [Pérez-Arriaga, 2004] Pérez-Arriaga, I. et Olmos, L. (2004) 'A plausible congestion management scheme for the internal electricity market of the European Union', Working paper IIT, Madrid.
- [Price, 1995] Price, W. (1995) 'Bibliography on load models for power flow and dynamic performance simuation', *IEEE Transaction on Power System*, vol. 10, no. 1, Février, pp. 523-538.
- [Richardo, 2006] Richardo, O. (2006) *Réglage coordonné de tension dans le réseaux de distribution à l'aide de la production décentralisée*, Thèse présentée le 10 octobre 2006.
- [Rious, 2007] Rious, V. (2007) *Le développement du réseau de transport dans un système électrique libéralisé, un problème de coordination avec la production*, Thèse présentée le 30 octobre 2007.

- [Rious, 2008] Rious, V., Usaola, J., Saguan, M., Glachant, J.-M. et Dessante, P. (2008) 'Assessing Available Transfer Capacity on a Realistic European Network: Impact of Assumptions on Wind Power Generation', 1st International scientific conference "Building Networks for a Brighter Future", 10-12 novembre, Rotterdam.
- [Rivoire, 1990] Rivoire, M. et Ferrier, J.-L. (1990) *Cours d'automatique tome 2 : Asservissement régulation commande analogique*, Eyrolles.
- [Robyns, 2004] Robyns, B. et Bastard, P. (2004) 'Production décentralisée d'électricité : contexte et enjeux techniques', *La revue 3EI*, no. 39, Décembre, pp. 5-13.
- [Robyns, 2006] Robyns, B., Davigny, A., Saudemont, C., Ansel, A., Coutecuisse, C., François, B., Plumel, S. et Deuse, J. (2006) 'Impact de l'éolien sur le réseau de transport et la qualité de l'énergie', Actes des Journées Electrotechnique du Club EEA "Ouverture des marchés de l'Electricité", Gif-sur-Yvette, Mars.
- [Royal-decree, 2007] Royal-decree (2007) *Royal Decree RD 661/2007 of 25 of May, Regulating the production of electricity in the special regime*, 25Mai, [Online], Available: <http://www.boe.es> [2009].
- [RTE, 2004] RTE (2004) *Mémento de la sûreté du système électrique*, Paris: TIEMPO ÉDITIONS.
- [RTE, 2006] RTE (2006) *Référentiel Technique de RTE*, [Online], Available: <http://www.rte-france.com> [2008].
- [RTE, 2007] RTE (2007) *Contrat de participation aux Services Système*, Décembre, [Online], Available: <http://clients.rte-france.com>.
- [RTE, 2010 a] RTE (2010 a), [Online], Available: <http://www.rte-france.com>.
- [RTE, 2010 b] RTE (2010 b) 'Le bilan électrique français 2009', *Dossier de presse*, 13 Janvier.
- [RWE, 2009] RWE (2009) *Didcot Power Stations*, [Online], Available: <http://www.npower.com>.
- [Sabonnadière, 2006] Sabonnadière, J.-C. (2006) *Nouvelle technologies de l'énergie 1 : Les énergies renouvelables*, Paris: Lavoisier.

- [Sabonnadière, 2007 a] Sabonnadière, J.-C. (2007 a) *Nouvelles technologies de l'énergie 2 : Stockage et technologies à émission réduite*, Paris: Lavoisier.
- [Sabonnadière, 2007 b] Sabonnadière, J.-C. et Hadjsaid, N. (2007 b) *Lignes et réseau électriques 1 : Lignes d'énergie électrique*, Paris: Lavoisier.
- [Sauvain, 2005] Sauvain, H., Affolter, J.-F. et Bertsch, J. (2005) 'Réseaux électriques équipés de mesureurs de phase', *Bulletin SEV/AES*, no. 0524, pp. 41-45.
- [Shahraki, 2003] Shahraki, E. (2003) *Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques*, Thèse présentée le 13 Octobre 2003.
- [Smith, 1993] Smith, J.R., Fatehi, F., Woods, C.S., Hauer, J.F. et Trudnowsk, D.J. (1993) 'Transfer function identification in power system applications', *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, no. 3, Novembre, pp. 1282-1290.
- [Standards-IEEE, 2007] Standards-IEEE (2007) *IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors*, New York: IEEE.
- [Stanojevic, 2009] Stanojevic, V., Silva, V., Pudjian, D., Strbac, G., Lang, P. et Macleaman, D. (2009) 'Application of storage and demand side management to optimise existing network capacity', 20th International Conference on Electricity Distribution, Prague.
- [UCTE, 2004] UCTE (2004) *Final Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy*, Avril, [Online], Available: <https://www.entsoe.eu> [2008].
- [UCTE, 2006] UCTE (2006) *UCTE Operation Handbook*, Mai, [Online], Available: <https://www.entsoe.eu> [2008].
- [UCTE, 2007] UCTE (2007) *Final Report on the disturbances of 4 November 2006*, [Online], Available: <https://www.entsoe.eu> [2008].
- [Yao, 2005] Yao, L., Cartwright, P., Schmitt, L. et Zhang, X. (2005) 'Congestion Management of Transmission Systems Using FACTS', IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition, Dalian.

- [Zhou, 2005] Zhou, Q. et Bialek, J. (2005) 'Approximate Model of European Interconnected System as a Benchmark System to Study Effects of Cross-Border Trades', *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 2, Mai, pp. 782-788.
- [Zurawski, 1994] Zurawski, R. et Zhou, M. (1994) 'Petri Nets and Industrial Applications: A Tutorial', *IEEE Transaction on Industrial Electronics*, vol. 41, no. 6, Décembre, pp. 567- 583.

Annexe A : Modélisation de l'alternateur synchrone

Les équations représentant le comportement dynamique de l'alternateur synchrone sont données dans le repère de Park et en valeur réduite [Kundur, 1994] et [EDF-Tractebel, 2004].

I. Equations électriques et magnétiques de la machine synchrone

Le rotor de la machine synchrone est représenté par 4 enroulements équivalents : l'enroulement d'excitation et un amortisseur dans l'axe direct avec couplage magnétique entre ces enroulements et deux amortisseurs dans l'axe en quadrature. Les enroulements amortisseurs sont représentés par trois enroulements équivalents fermés en court-circuit. L'ensemble des enroulements du stator et du rotor est représenté à la figure A.1.

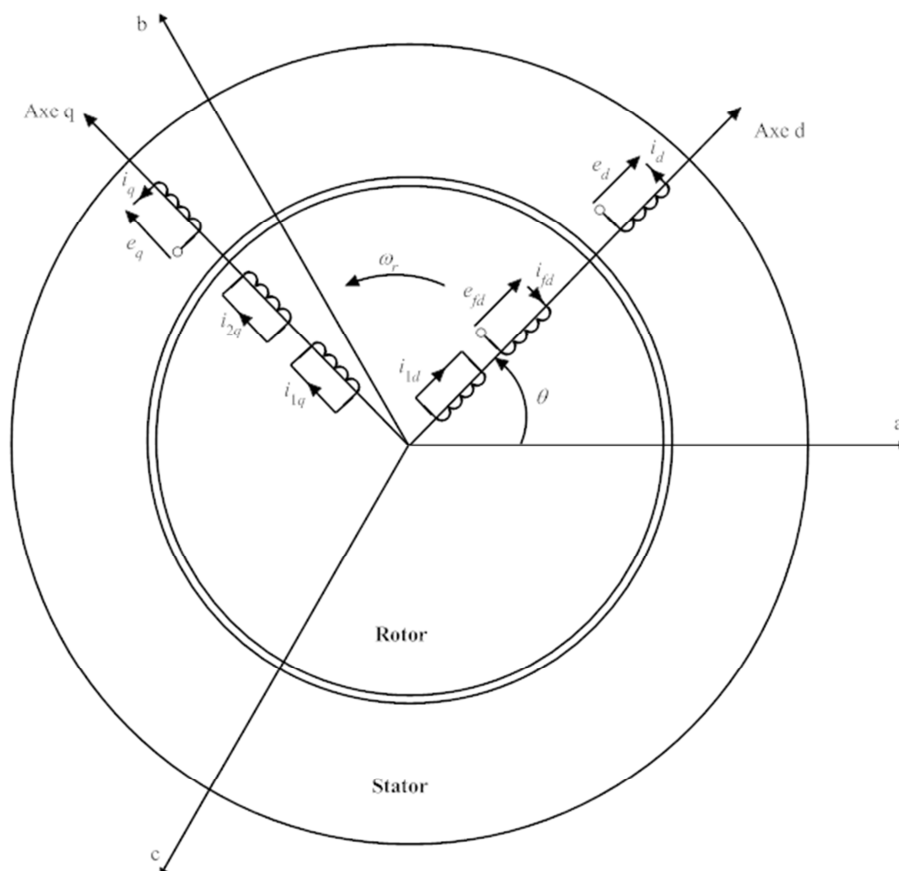


figure A.1 : Représentation des enroulements fictifs suivant les axes direct (d) et en quadrature (q).

Dans la figure A.1, a, b et c représentent les phases du stator, les indices fd , ld , lq , $2q$ indiquent respectivement l'enroulement d'excitation, le premier amortisseur d'axe d, le premier amortisseur d'axe q et le deuxième amortisseur d'axe q, θ est le décalage angulaire électrique entre l'axe d et l'axe de référence, ici l'axe de la phase a et ω_r est la vitesse angulaire électrique du rotor. L'équation (A.1) définit l'expression lien θ et ω_r .

$$\theta = \omega_r \cdot t \quad (\text{A.1})$$

Les équations de tension des six enroulements s'obtiennent en appliquant la loi d'Ohm et la transformée de Park.

$$e_d = -R_a \cdot i_d - \omega_r \cdot \psi_q + s \cdot \psi_d \quad (\text{A.2})$$

$$e_{fd} = -R_{fd} \cdot i_{fd} + s \cdot \psi_{fd} \quad (\text{A.3})$$

$$0 = R_{ld} \cdot i_{ld} + s \cdot \psi_{ld} \quad (\text{A.4})$$

$$e_q = -R_a \cdot i_q + \omega_r \cdot \psi_d + s \cdot \psi_q \quad (\text{A.5})$$

$$0 = R_{lq} \cdot i_{lq} + s \cdot \psi_{lq} \quad (\text{A.6})$$

$$0 = R_{2q} \cdot i_{2q} + s \cdot \psi_{2q} \quad (\text{A.7})$$

où R_a , R_{fd} , R_{ld} , R_{lq} et R_{2q} sont respectivement la résistance d'une phase statorique et des enroulements fd , ld , lq et $2q$, s est l'opérateur de Laplace et e , i et ψ représentent respectivement les tensions, les courants et les flux de chaque enroulements. Les flux sont déterminés par l'équation (A.8) :

$$\begin{bmatrix} \psi_d \\ \psi_{fd} \\ \psi_{ld} \\ \psi_q \\ \psi_{lq} \\ \psi_{2q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -L_{ld} - L_{ad} & L_{ad} & L_{ad} & 0 & 0 & 0 \\ -L_{ad} & L_{fd} + L_{ad} + m_{rc} & L_{ad} + m_{rc} & 0 & 0 & 0 \\ -L_{ld} & L_{ad} + m_{rc} & L_{ld} + L_{ad} + m_{rc} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -L_{lq} - L_{aq} & L_{aq} & L_{aq} \\ 0 & 0 & 0 & -L_{aq} & L_{aq} + L_{lq} & L_{aq} \\ 0 & 0 & 0 & -L_{aq} & L_{aq} & L_{aq} + L_{2q} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_{fd} \\ i_{ld} \\ i_q \\ i_{lq} \\ i_{2q} \end{bmatrix} \quad (\text{A.8})$$

où L_{ld} et L_{lq} sont respectivement les inductances de dispersion d'axe d et d'axe q, L_{ad} et L_{aq} sont respectivement les inductances mutuelles d'axe d et d'axe q, L_{fd} , L_{ld} , L_{lq} , L_{2q} sont respectivement les inductances propres des enroulements fd , ld , lq et $2q$ et m_{rc} est l'inductance mutuelle de dispersion de Canay [Canay, 1969].

Les équations électriques et magnétiques peuvent être représentées sous forme de schémas équivalents. Les figures A.2 et A.3 illustrent ces schémas.

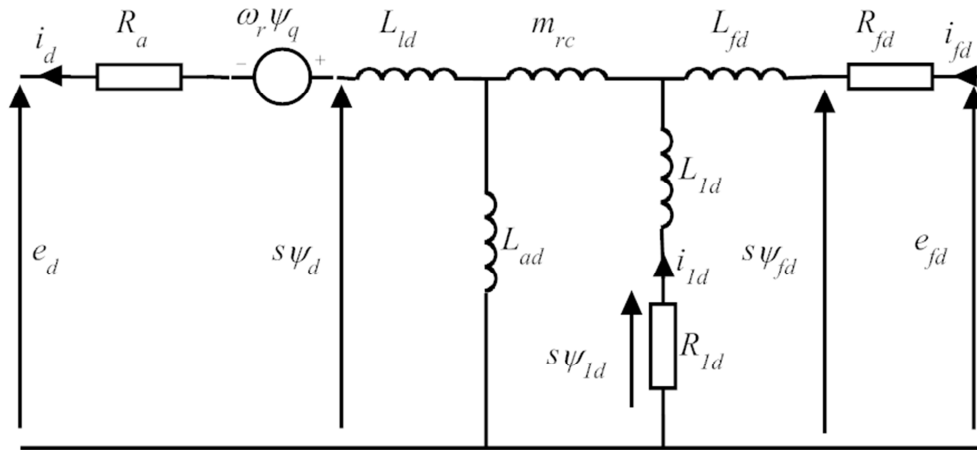


figure A.2 : Schéma équivalent d'axe direct.

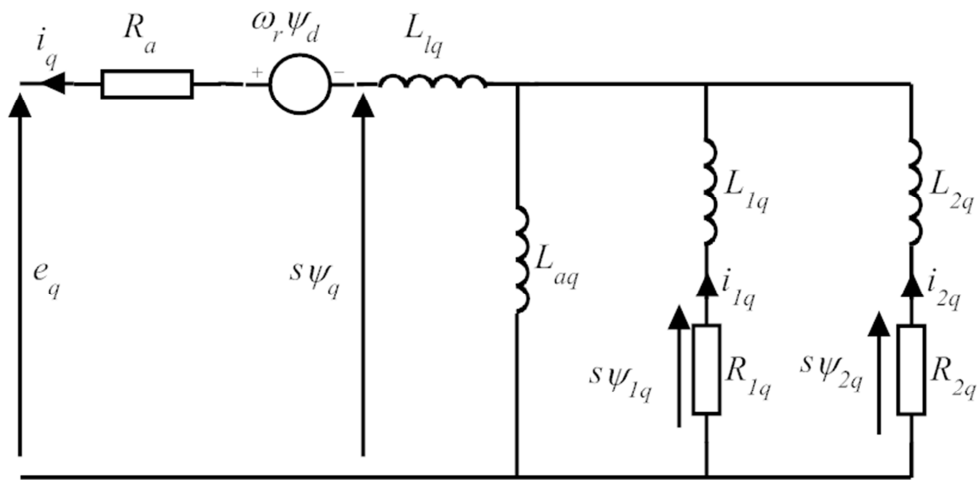


figure A.3 : Schéma équivalent d'axe en quadrature.

II. Equation mécanique

L'équation mécanique définit le comportement dynamique de l'arbre qui relie l'alternateur aux turbines à vapeur. Le comportement dynamique est donné par (A.9) :

$$2H \frac{d\omega}{dt} = T_t - T_{em} \quad (\text{A.9})$$

où H est la constante d'inertie, ω est la vitesse de rotation de l'arbre et T_t et T_{em} sont respectivement les couples de la turbine et d'électromagnétique. T_t est défini au Chapitre 1.II.A.1 par l'équation (1.1) et T_{em} est défini par (A.10) :

$$T_{em} = P \cdot (\psi_d i_q - \psi_q i_d) \quad (\text{A.10})$$

où P est le nombre de paire de pôle.

Annexe B : Modélisation et commande du générateur éolien

Le générateur éolien, considéré dans le cadre de cette thèse, a fait l'objet de plusieurs études [Leclercq, 2004], [Cimuca, 2005], [Davigny, 2007] et [Courtecuisse, 2008]. Le générateur éolien est basé sur une turbine à attaque directe et sur une génératrice synchrone à aimants permanent (MSAP). Il est représenté à la figure B.1.

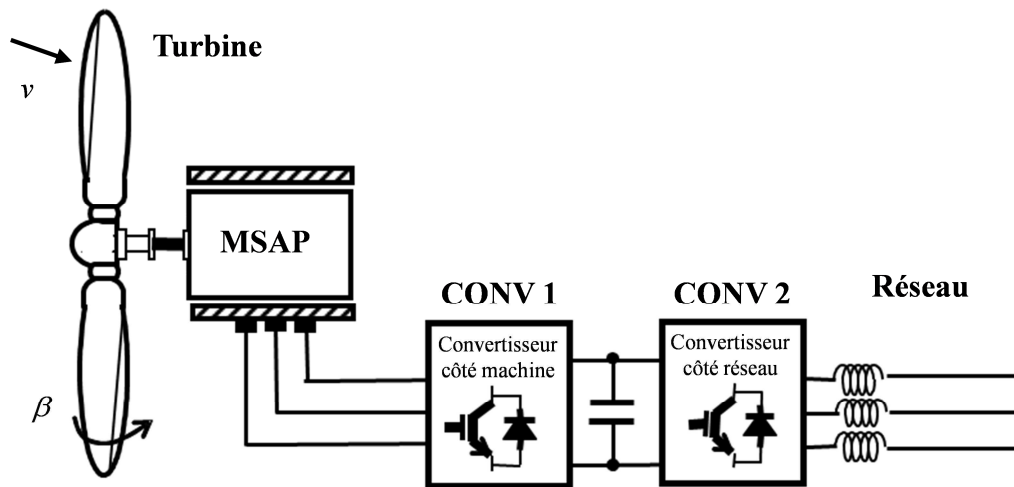


figure B.1 : Générateur éolien.

Une première section décrit la modélisation de la turbine, de la MSAP et du convertisseur associé (CONV 1) et la commande de la vitesse et du couple de la MSAP. Enfin une deuxième section décrit la connexion au réseau par l'intermédiaire du convertisseur (CONV 2) et la commande permettant la régulation du bus continu et de la puissance réactive.

I. Modélisation et commande du générateur « côté machine »

Le générateur « côté machine » est constitué de la turbine, de la MSAP et de l'onduleur MLI associé (CONV 1) et est décrit à la figure B.2. Tout d'abord, l'ensemble des éléments constituant le générateur « côté machine » est modélisé, ensuite la commande est présentée.

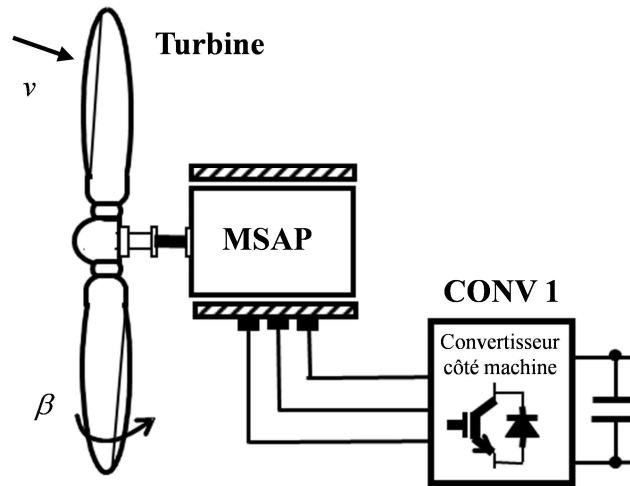


figure B.2 : Générateur éolien côté machine.

A. Modélisation de la turbine

La modélisation de la turbine permet de décrire le comportement aérodynamique de la turbine. Les équations de la turbine sont celles proposées par [Ackermann, 2005] et sont les suivantes :

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.73 \left(\frac{151}{\lambda_i} - 0.58\beta - 0.0002\beta^{2.14} - 13.2 \right) e^{-\frac{18.4}{\lambda_i}} \quad (\text{B.1})$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda - 0.02\beta} + \frac{0.003}{\beta^3 + 1}} \quad (\text{B.2})$$

$$\lambda = \frac{R_t \cdot \Omega_t}{v} \quad (\text{B.3})$$

$$P_t = \frac{\rho \cdot S \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot v^3}{2} \quad (\text{B.4})$$

où R_t est le rayon de la turbine (m), Ω_t est la vitesse de la turbine ($rad.s^{-1}$), ρ est la densité de l'air ($kg.m^{-3}$), S est la surface du rotor (m^2), v est la vitesse moyenne du vent au niveau des pales de la turbine ($m.s^{-1}$) et C_p est le coefficient de puissance de la turbine, en fonction de λ , la vitesse spécifique, et de β , l'angle d'inclinaison des pales.

B. Modélisation de la machine synchrone

La MSAP est, par hypothèse, une machine à aimantation radiale avec aimants montés en surface. Ainsi, le modèle de la machine est équivalent à celui d'une machine à pôles lisses. Les équations de la machine dans le repère de Park sont données en convention

moteur. Les équations (B.5) et (B.6) décrivent les équations électriques suivant les axes d et q. L'équation (B.7) donne l'expression du couple électromagnétique (T_{em}).

$$e_d = (R_s + L_s \cdot s) \cdot i_d - L_s \cdot \omega_e \cdot i_q \quad (\text{B.5})$$

$$e_q = (R_s + L_s \cdot s) \cdot i_q + L_s \cdot \omega_e \cdot i_d + K_t \cdot \omega_e \quad (\text{B.6})$$

$$T_{em} = P \cdot K_t \cdot i_q \quad (\text{B.7})$$

$$\omega_e = P \cdot \Omega_t \quad (\text{B.8})$$

où i_d et i_q sont respectivement les courants statoriques d'axe d et q, R_s est la résistance statorique, L_s est l'inductance statorique ($L_s = L_q = L_d$), K_t est la constante d'aimantation, P est le nombre de paire de pôle et ω_e est la pulsation des tensions.

C. Modélisation de l'arbre

L'équation mécanique représentant la dynamique de l'arbre est donnée par l'équation (B.9).

$$J \frac{d\Omega_t}{dt} = T_m - T_{em} \quad (\text{B.9})$$

où J est l'inertie de la turbine et du rotor de la MSAP et T_t est le couple de la turbine éolienne.

D. Modélisation du convertisseur

Le convertisseur est modélisé par un modèle moyen tiré de [Ladoux, 2002]. Les interrupteurs sont supposés idéaux. La structure réelle du convertisseur est donnée à la figure B.3. Le modèle moyen est une transformation du système réel en un système continu afin de définir une modélisation macroscopique, ce qui permet de réduire les temps de simulation.

Ainsi, la structure du convertisseur de la figure B.3 peut être réduite aux équations suivantes dans le repère de Park :

$$\begin{pmatrix} e_d \\ e_q \end{pmatrix} = \frac{u}{2} \begin{pmatrix} e_{wd} \\ e_{wq} \end{pmatrix} \quad (\text{B.10})$$

où e_d et e_q sont les tensions statoriques dans le repère de Park, u est la tension du bus continu et u_{wd} et u_{wq} sont les signaux de référence (compris entre -1 et 1).

$$i_m = \frac{1}{2}(i_d \cdot e_{wd} + i_q \cdot e_{wq}) \quad (\text{B.11})$$

où i_m est le courant continu.

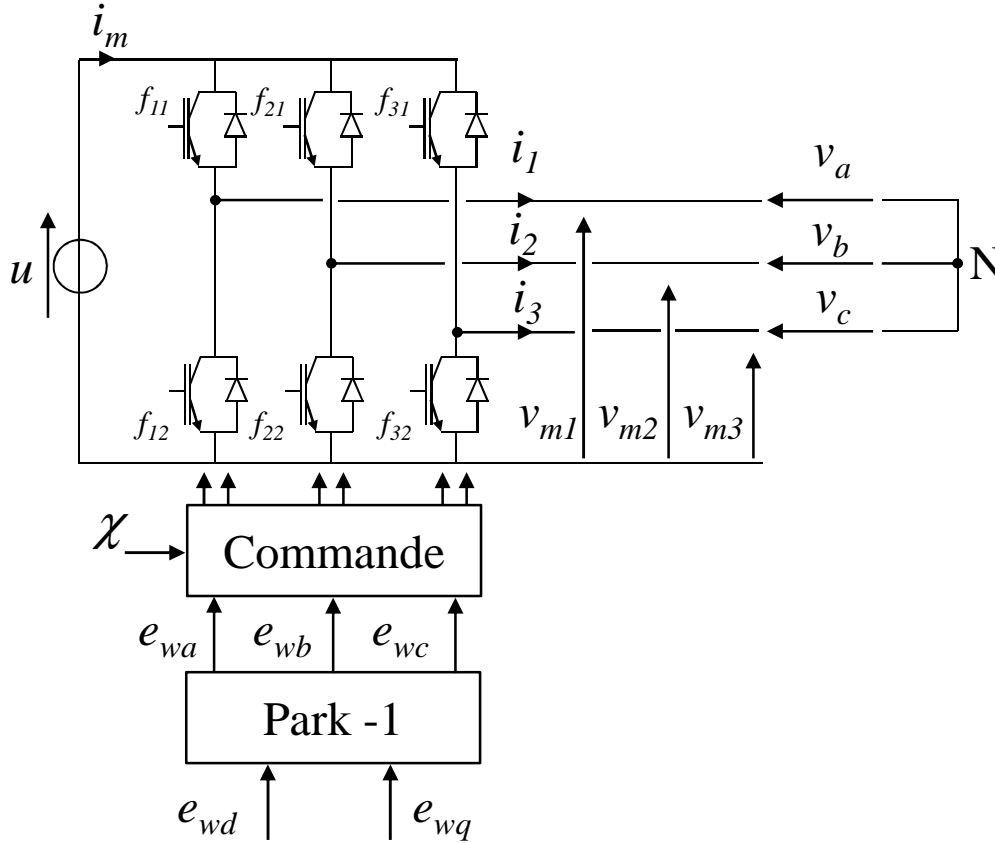


figure B.3 : Structure du convertisseur.

E. Commande du générateur éolien « côté machine »

La commande du générateur éolien doit permettre d'extraire le maximum de puissance du vent tout en limitant la vitesse de rotation de la turbine afin que celle-ci ne s'emballe pas. Le schéma bloc de la commande est illustré à la figure B.4 et est tiré de [Davigny, 2007]. Le bloc « MPPT » définit le maximum de la puissance disponible du vent (P_{MPPT}), dont l'équation (1.4) fournit son expression. Le bloc « Limitation de puissance » a été défini au Chapitre 1.II.A.2.iii. Le couple de référence (T_{ref}) est contrôlé par l'intermédiaire du courant i_{sq} comme l'a montrée l'équation (B.7) et le courant i_{sq} est régulé à 0 afin d'éviter les pertes joules supplémentaires. Les courants i_{sd} et i_{sq} sont régulés par l'intermédiaire de correcteur PI.

La limitation de la vitesse de la turbine est réalisée à l'aide du pitch control. L'équation déterminant la référence de l'angle d'inclinaison des pales (β_{ref}) par rapport à la vitesse de rotation est donnée par (B.12) :

$$\beta_{ref} = \frac{\Delta\beta}{\Delta\Omega}(\Omega_t - \Omega_n) \quad (\text{B.12})$$

où Ω_n est la vitesse de rotation nominale de la turbine éolienne.

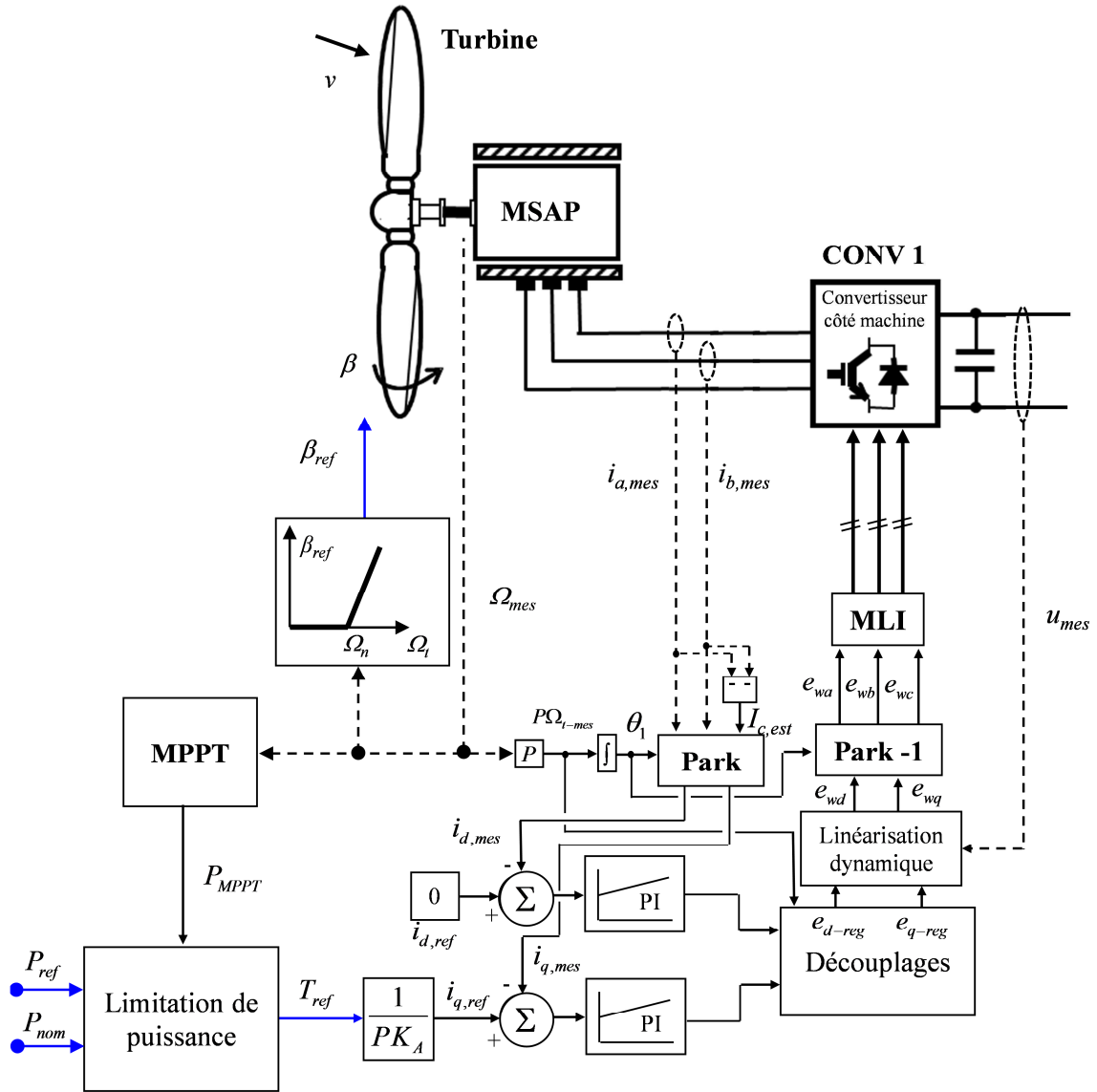


figure B.4 : Schéma bloc de la commande du générateur éolien « côté machine ».

Seul un gain proportionnel a été considéré car des dépassements de la vitesse nominale peuvent être tolérés. De plus, le système ne fonctionne que rarement en régime établi en raison de la variation de la vitesse du vent ce qui réduit l'intérêt d'un correcteur intégral qui annule l'erreur statique quand un système est dans un état stable.

Enfin, l'actionneur qui réalise l'action de rotation des pales, qui peut être hydraulique ou électrique, est modélisé par un limiteur de vitesse de variation de l'angle [Ackermann, 2005]. Dans ces travaux, la variation de l'angle d'inclinaison des pales est limitée à 10°/s.

La section suivante illustre la commande permettant le contrôle de la tension du bus continu et la régulation des puissances active et réactive envoyées au réseau.

II. Commande de l'interface réseau

La commande de l'interface réseau n'est pas modélisée sous le logiciel EUROSTAG afin de réduire le temps de simulation. De plus, la constante de temps du contrôle de l'interface réseau est plus faible que les constantes de temps pour les contrôles du couple et de la vitesse du générateur éolien. La figure B.5 illustre la commande de l'interface réseau.

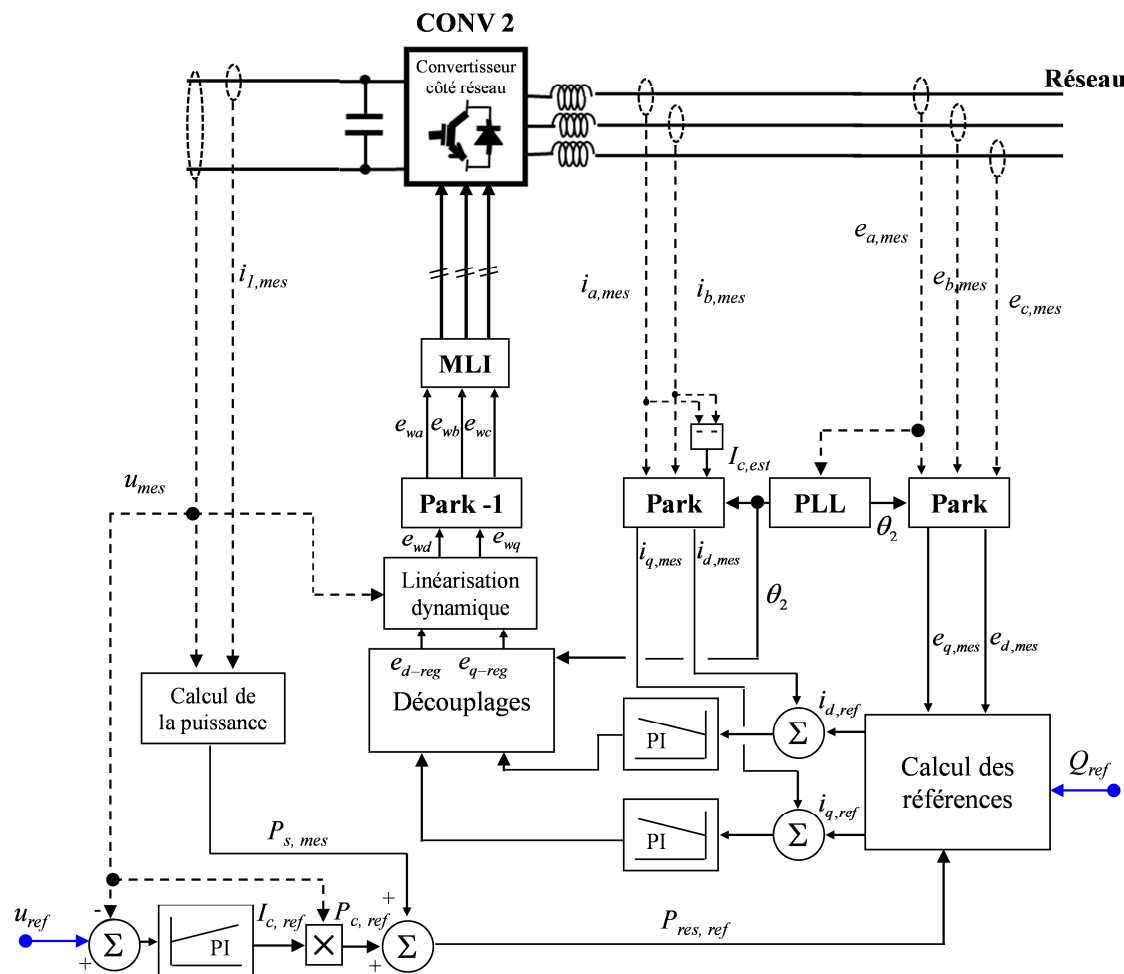


figure B.5 : Schéma bloc de la commande de l'interface réseau.

Le contrôle de la tension du bus continu et de la puissance réactive du point de connexion est effectué par un convertisseur MLI (CONV 2). Pour maintenir la tension du bus continu stable, la puissance électrique envoyée au réseau (P_{res}) doit être égale à chaque instant à la puissance produite par la MSAP (P_s). Ainsi, les courants i_d et i_q sont régulés afin de maintenir l'équilibre entre la puissance envoyée au réseau et celle reçue de la

MSAP. De plus, la régulation des courants i_d et i_q permet le contrôle de la puissance réactive.

Dans le repère de Park, les puissances transmises sont données par (B.13) :

$$\begin{cases} P_{res} = e_d \cdot i_d + e_q \cdot i_q \\ Q_{res} = e_q \cdot i_d + e_d \cdot i_q \end{cases} \quad (B.13)$$

où e_d et e_q sont respectivement la tension d'axe d et d'axe q du réseau. Par inversion de l'équation (B.13), les références des courants sont obtenues :

$$\begin{cases} i_{d,ref} = \frac{P_{res,ref} \cdot e_{d,mes} + Q_{res,ref} \cdot e_{q,mes}}{e_{d,mes}^2 + e_{q,mes}^2} \\ i_{q,ref} = \frac{P_{res,ref} \cdot e_{q,mes} - Q_{res,ref} \cdot e_{d,mes}}{e_{d,mes}^2 + e_{q,mes}^2} \end{cases} \quad (B.14)$$

où $P_{res,ref}$ désigne la référence de la puissance électrique envoyée au réseau. Cette puissance est définie à l'équation (B.15) :

$$P_{res,ref} = P_{s,mes} + P_{c,ref} \quad (B.15)$$

où $P_{c,ref}$ désigne la référence de la puissance stockée dans le condensateur du bus continu. $P_{c,ref}$ est déterminée par l'intermédiaire du correcteur PI et par la mesure de la tension du bus continu.

Annexe C : Implantation de l'algorithme de décision sous le logiciel EUROSTAG

Le logiciel EUROSTAG ne dispose pas de réseau de Petri, qui permettrait d'implanter l'algorithme de décision de façon direct, et ne permet pas l'utilisation de matrice dont le nombre de colonne est supérieure à deux, ce qui permettrait d'implanter l'algorithme de décision de façon mathématique. Néanmoins, le logiciel EUROSTAG dispose des éléments de base de la logique séquentielle (bascule) et de la logique combinatoire (Porte ET, Porte OU). Ainsi, l'algorithme de décision est modélisé par des éléments combinant la logique séquentielle et la logique combinatoire.

La figure C.1 et l'équation (C.1) reprennent l'exemple théorique de l'algorithme de décision détaillé au Chapitre 3.III.B.1.

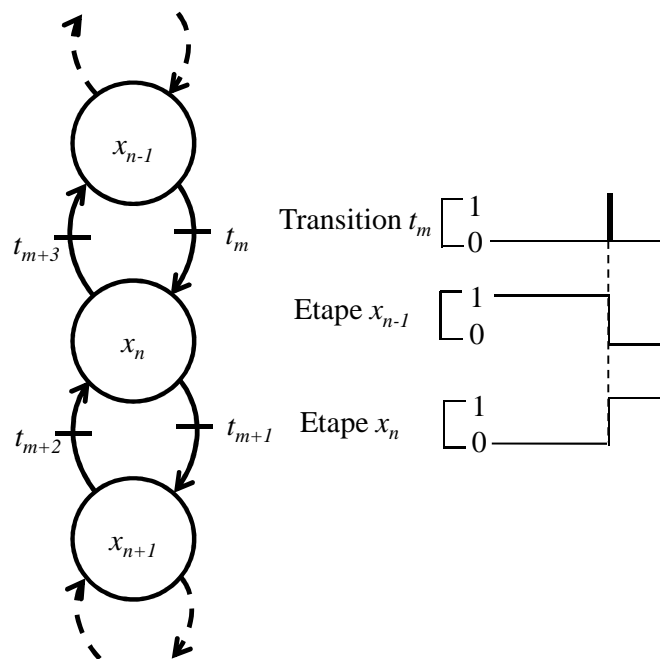


figure C.1 : Principe de l'algorithme de décision.

$$X_{i+1} = X_i + W \cdot T \quad (C.1)$$

L'équation (C.1) et la figure C.1 montre que l'algorithme de décision doit disposer d'une mémoire. Les mémoires en logique séquentielle sont représentées par des bascules, dans ces travaux la bascule RS est utilisée. La figure C.2 représente le symbole de la bascule RS dont la table de vérité est illustrée au tableau C.1.

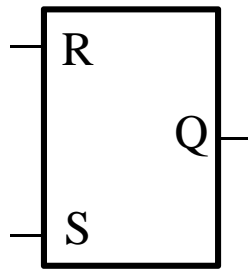


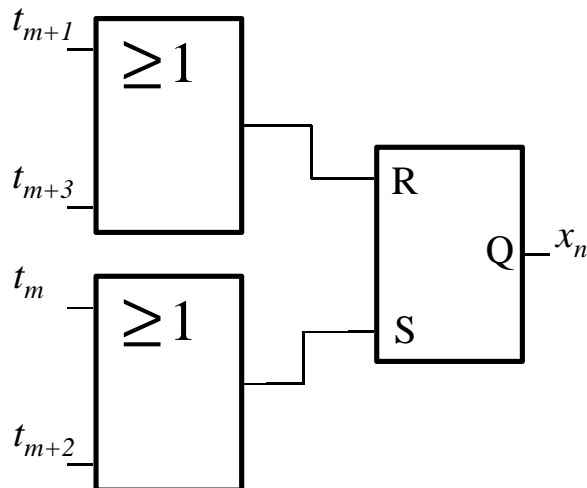
tableau C.1 : Table de vérité de la bascule RS.

R	S	Q_{n+1}
0	0	Q_n
0	1	1
1	0	0
1	1	Etat interdit

figure C.2 : Symbole de la bascule RS.

Ainsi, lorsque S (Set) est à '1', la sortie Q passe à '1', lorsque R (Reset) est à '1', la sortie Q passe à '0' et lorsque R et S sont à '0' alors l'état précédent (Q_n) est maintenu.

Pour l'algorithme de décision, l'entrée R doit regrouper l'ensemble des transitions sortantes d'une étape et l'entre S regroupe l'ensemble des transitions sortantes d'une étape. La figure C.3 représente le schéma logique de l'étape x_n de la figure C.1.

figure C.3 : Schéma logique de l'étape x_n .

De plus, dans le cas des réseaux de Petri, les transitions ne sont actives que si l'étape qui les précède est active. Par exemple, la transition t_{m+1} ne peut pas être franchie si l'étape x_n n'est pas à '1'. Le schéma logique des transitions doit prendre en compte l'étape qui les précède. La figure C.4 illustre le schéma logique de la transition t_{m+1} .

Ainsi, la transition t_{m+1} est valide pour une durée très courte alors que la transition t'_{m+1} qui représente réellement les événements extérieurs (dépassement de l' I_{MAP} , générateur en limite, ...) peut être active pendant plus longtemps. De plus, afin d'éviter des boucles algébriques un retard a été introduit entre x_n et x'_n , il a été pris égal à 1s et est présenté à la figure C.5.

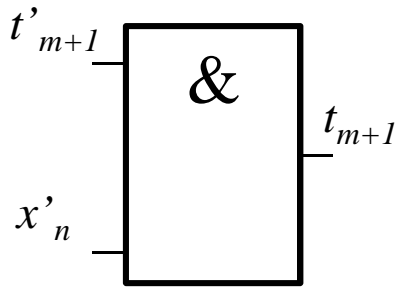


figure C.4 : Schéma logique des transitions.

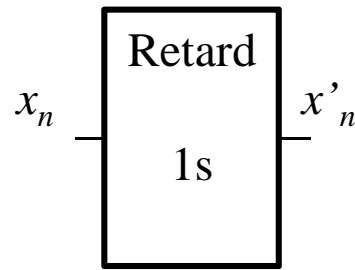


figure C.5 : Retard.

Pour illustrer les résultats de l'implantation de l'algorithme de décision sous EUROSTAG par l'intermédiaire des logiques séquentielle et combinatoire, l'essai présenté au Chapitre 3.III.C.2.i est utilisé ainsi que l'algorithme de décision présenté à la figure 3.24. La figure C.6 présente la numérotation des étapes et des transitions de l'algorithme de décision.

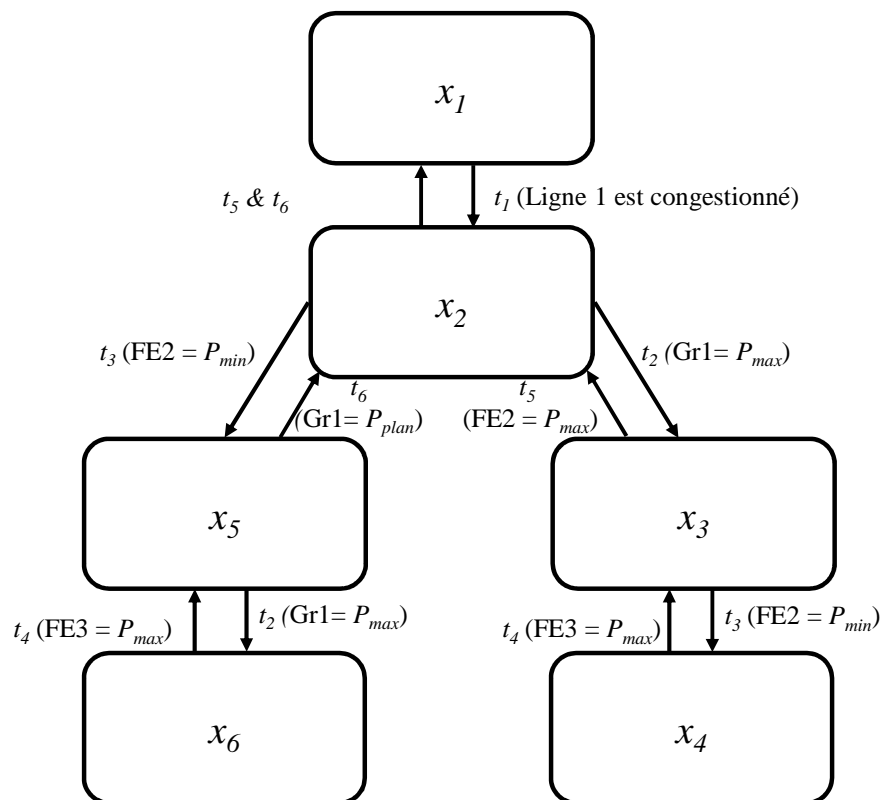


figure C.6 : Numéro des étapes et des transitions de l'algorithme de décision de la figure 3.24.

La figure C.7 illustre l'évolution des étapes qui sont utilisées durant l'essai, à savoir les étapes x_1 , x_2 , x_3 , x_4 . Les différentes étapes évoluent de façon séquentielle.

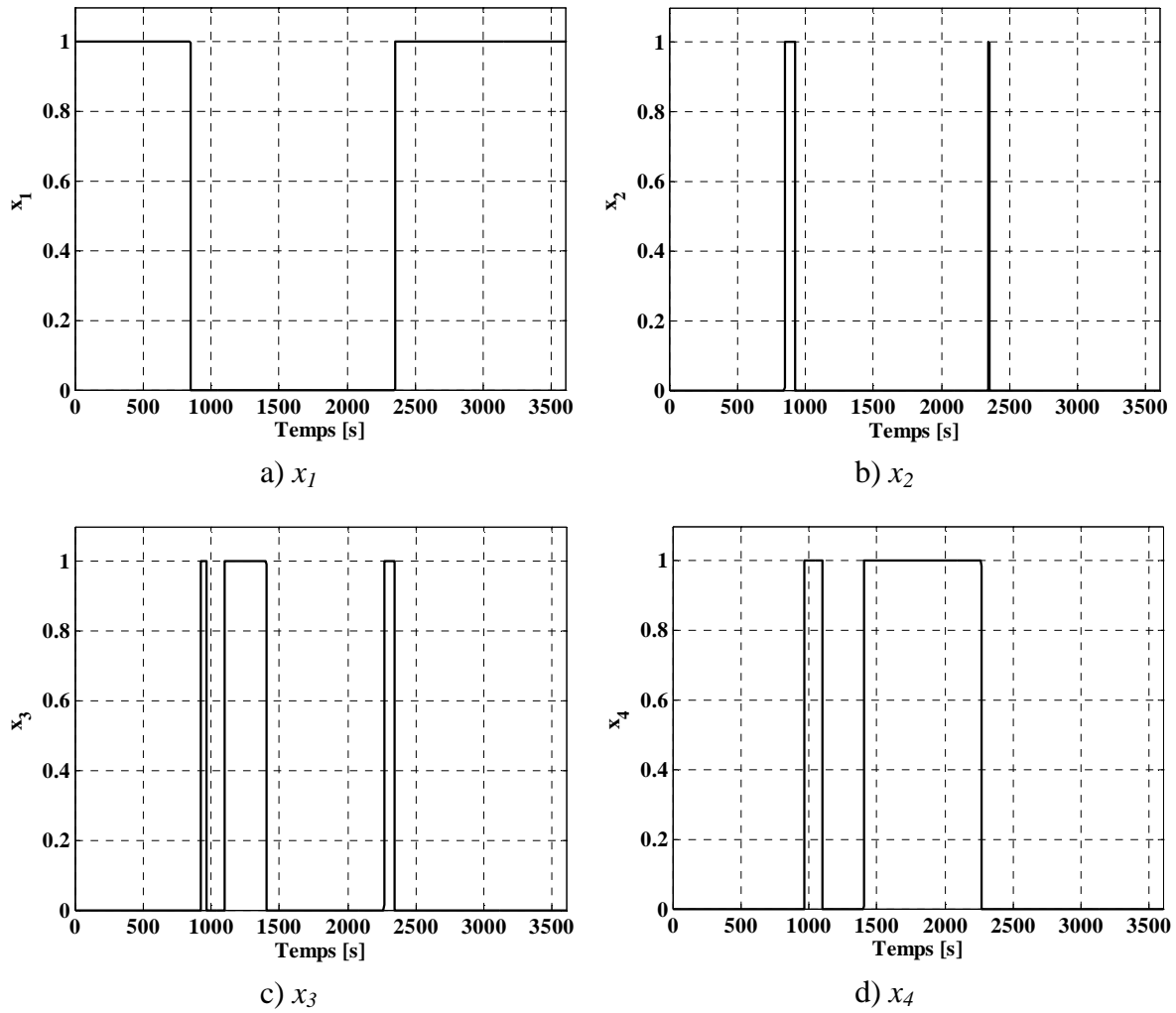


figure C.7 : Evolution des étapes utilisées pendant l'essai.

La figure C.8 représente l'évolution des étapes x_3 et x'_3 afin de présenter le retard.

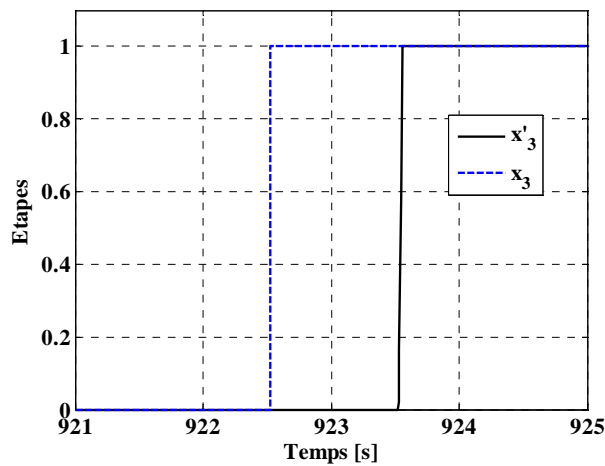
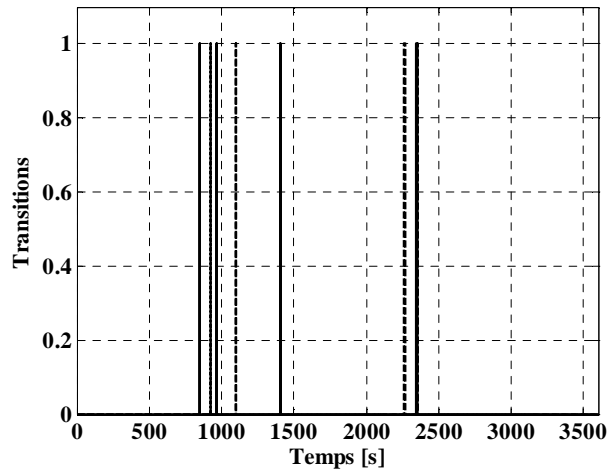
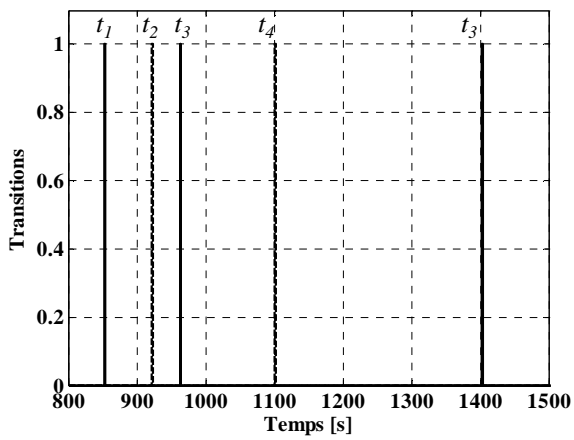


figure C.8 : Evolution des étapes x_3 et x'_3 .

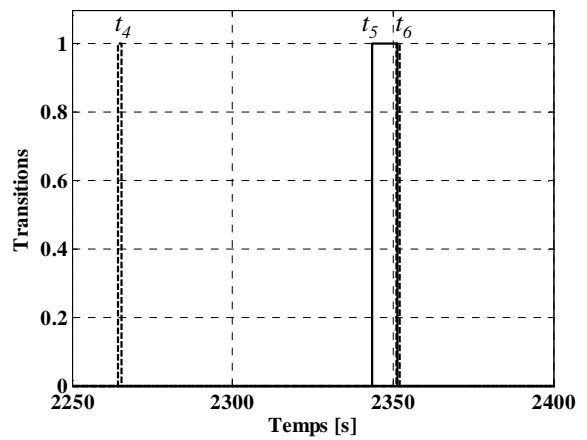
Enfin, les transitions permettant le passage d'une étape à l'autre sont présentées à la figure C.9.



a) Evolution des transitions complète.



b) Evolution des transitions entre 800 et 1500s.



c) Evolution des transitions entre 2250 et 2400s.

figure C.9 : Evolution des transitions.

Intégration dans le réseau électrique et le marché de l'électricité de production décentralisée d'origine renouvelable : Gestion des congestions locales

Résumé : Le développement de la production éolienne permet de satisfaire les objectifs de lutte contre le réchauffement climatique. Cependant, dans certaines zones du réseau électrique, l'intégration d'un volume important de production peut créer des congestions qui traduisent l'incapacité du réseau à évacuer cette production. Les méthodes actuelles pour gérer les congestions sont basées sur des calculs prévisionnels de restrictions de production qui peuvent entraîner des pertes de production importantes pour le renouvelable. Cependant, dans le cadre d'un développement important du renouvelable, il est nécessaire de définir une méthodologie de gestion des congestions fiable, optimale du point de vue économique et non discriminatoire pour la production renouvelable.

Dans le cadre de cette thèse, la méthodologie de gestion des congestions locales proposée repose sur l'usage d'un contrôle correctif. Le contrôle correctif est basé sur une boucle de régulation et un algorithme utilisant les réseaux de Petri. Une étude de stabilité de la boucle de régulation a montré que les marges de stabilité dépendantes des gains composant la boucle sont suffisantes. L'algorithme permet de définir les groupes de production à choisir pour la gestion des congestions en considérant leur coût d'utilisation et leur impact sur la congestion. Les essais, effectués sous le logiciel EUROSTAG, ont montré la pertinence de la méthodologie proposée et sa capacité à s'adapter à l'insertion des moyens de production. De plus, des conclusions générales sur les différents coûts associés à la gestion des congestions en fonction des différentes réglementations régissant la production renouvelable ont été obtenues.

Mots-clés : Production décentralisée, énergies renouvelables, gestion des congestions, réseau électrique, mécanisme de marché, contrôle correctif.

Integration in the electrical grid and in the electricity market of dispersed generation from renewables : The local congestion problem

Abstract : Development of wind generation is a mean towards global warming reduction. However, in some parts of the electrical grid, the massive integration of renewable generation can lead to congestion problems. These congestions are related to the impossibility for the power grid to transport the generation. Nowadays, congestion management methods are based on day(s)-ahead computation of generation restriction which leads to important production losses for renewables. Based on this context, it's therefore important to develop a methodology which is optimal, reliable and non-discriminatory for renewable.

In this work, the proposed congestion management method is based on corrective actions. These actions are computed in real-time using regulation loops and Petri net-based algorithms. A stability study proved that gain margins are sufficient to assure the stability of the corrective actions. The algorithm allows an optimal selection of the generators than will participate in the congestion management. This selection is based on their cost and efficiency for congestion alleviation. Simulation results using the software EUROSTAG have shown the efficiency of the method and its adaptability to different generator types. Furthermore, general conclusions on congestions costs according to different regulations on the renewable generation were obtained.

Keywords : Dispersed generation, renewable energy, congestion management, electrical grid, market mechanism, corrective control.

