



HAL
open science

Intégration de la production éolienne aux réseaux électriques : approches techniques et économiques

Lina Maria Ruiz Gomez Ruiz Gomez

► **To cite this version:**

Lina Maria Ruiz Gomez Ruiz Gomez. Intégration de la production éolienne aux réseaux électriques : approches techniques et économiques. Autre. Université de Grenoble, 2012. Français. NNT : 2012GRENT089 . tel-00844387v2

HAL Id: tel-00844387

<https://theses.hal.science/tel-00844387v2>

Submitted on 20 Sep 2013

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.

THÈSE

Pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ DE GRENOBLE

Spécialité : **Génie Electrique**

Arrêté ministériel : 7 août 2006

Présentée par

« **Lina Maria RUIZ GOMEZ** »

Thèse dirigée par « **Nouredine HADJ-SAID** et Codirigée
par **Patrick CRIQUI** »

Préparée au sein du laboratoire de Génie Electrique de
Grenoble (**G2ELAB**) dans l'**École Doctorale**
« **Electronique, Electrotechnique, Automatisme,
Télécommunications, Signal** »

Intégration de la production éolienne aux réseaux électriques : approches techniques et économiques

Thèse soutenue publiquement le « **24 Octobre 2012** »,
devant le jury composé de :

M. Nouredine HADJ-SAID

Professeur INP-Grenoble, Directeur de Thèse

M. Patrick CRIQUI

Directeur de Recherche, Directeur de Thèse

M. Xavier GUILLAUD

Président du jury, Rapporteur

M. Patrice GEOFFRON

Professeur Paris Dauphiné, Rapporteur

M. Régis BLANC

Examineur

M. Jean-Eudes MONCOMBLE

Secrétaire Générale Conseil Français de l'Energie, Examineur

M. Philippe MENANTEAU

Chargé de Recherche, Encadrant

M. Cédric CLASTRES

Maître de conférences UPMF, Encadrant



« **L'**avenir n'est jamais que du présent à mettre en ordre, tu n'as pas à le prévoir, mais à le
permettre. »

Antoine de Saint-Exupéry

AVEC LE CONCOURS FINANCIER DE LA REGION RHONE ALPES

RhôneAlpes Région

Remerciements

Remercier les personnes qui ont su soutenir ce projet au cours de son déroulement me semble une tâche à la fois exigeante, défiante mais me comble de bonheur. Car si bien certains noms pourraient être omis sans pour autant être oubliés, leur implication dans ce projet restera dans ma mémoire pour toujours.

Je tiens, tout d'abord, à remercier Monsieur Xavier Guillaud, Monsieur Patrice Geffron, Monsieur Régis Blanc et Monsieur Jean-Eudes Moncomble pour avoir accepté de faire partie de mon jury de thèse. Je vous remercie également pour la pertinence de vos remarques permettant d'enrichir ces travaux de recherche.

Je remercie mon directeur de thèse Nouredine Hadj-said de m'avoir permis d'achever ce projet de recherche jusqu'à la fin. Les remarques que tu m'as apportées pendant ce travail m'ont permis de me remettre en question surtout à prendre du recul dans l'élaboration de mes conclusions. Ta ténacité et ta capacité d'anticipation technique font de toi un élément clé dans la construction des réseaux électriques du futur.

Je tiens à remercier particulièrement Philippe Menanteau pour son encadrement et ses remarques jusqu'à la dernière minute. J'ai toujours admiré ta polyvalence en tant qu'ingénieur pour aborder les problématiques économiques dans le domaine de l'énergie.

Je remercie également Cédric Clastres pour son accompagnement et les corrections apportées à mes travaux ainsi que Monsieur Patrick Criqui pour avoir fait partie de ce projet.

Je dis un grand « MERCI » à toute l'équipe SYREL : Seddick Bacha, Daniel Roye, Christophe Kieny et Raphael Caïre pour m'avoir toujours apporté leur soutien. Rien qu'un sourire et un mot bien placé pour reprendre son souffle et repartir motivée ! Merci Seddick cela a été toujours une joie de te retrouver et de se recharger avec ton énergie !

Je remercie toutes les équipes de mes deux laboratoires d'accueil : le G2Elab et le LEPII. L'ambiance chaleureuse de ces deux laboratoires m'ont fait vraiment sentir faire partie de la famille. Merci Sylvie d'être toujours ravissante à la bibliothèque et de nous apporter toujours ta joie de vivre.

Je remercie tout spécialement Monsieur Blanc et Monsieur Girard pour m'avoir fait confiance et m'avoir permis, dans mon premier travail en France, de matérialiser ma passion pour les éoliennes en devenant Ingénieur réseaux électriques au sein de l'équipe Expertise et de veiller au bon raccordement de nos parcs éoliens en France.

Voilà le temps de remercier les amis ! Si j'avais su tout ce que j'allais rencontrer au-delà de l'académie qui exige la réalisation d'une thèse, je suis sûre de vouloir remonter sur le bateau une deuxième fois ... Je commence pour dire que depuis que je suis arrivée à Grenoble j'ai compris Stendhal : « **Au bout de chaque rue, une montagne...** ». Le charme de Grenoble et de ses alentours m'ont fait rapidement tomber amoureuse des randonnées, du ski, des raquettes, du vélo... de retrouver au bout de quelques heures de marche des endroits merveilleux mais aussi la belle opportunité de rencontrer des amis, et donc mes copains d'abord pour qui :

...au moindre coup de Trafalgar
C'est l'amitié qui prenait l'quart
C'est elle qui leur montrait le nord
Leur montrait le nord
Et quand ils étaient en détresse
Qu'eux bras lançaient des S.O.S.
On aurait dit les sémaphores
Les copains d'abord...

Carolina : ma grande sœur ! Te admireo técnicamente hablando, como profesional, esposa y madre... Eres una Gran Mujer Mi Caro, gracias por tu energía y consejos!

Feu, Asmita et MC : mes trois chères copines, merci de votre soutien dans les moments difficiles avec vous j'ai appris la culture du monde, la cuisine et la danse, la France, l'Espagne, le Vietnam et la Tunisie...tout ça sans bouger de Grenoble. MC je te remercie d'être là jusqu'à la fin, ton soutien a été précieux pour moi, tu resteras le lien entre le Labo et le monde réel pour toujours.

Bibi : mon cher Top, nous avons passé de moments mémorables dans notre association et tu as toujours été un président magnifique, ta sensibilité et ton charisme font de toi un homme à 2 mètres.

Jérémie : ton énergie et ta joie nous ont toujours fait ressentir comme des princesses!

Yann : merci de m'avoir appris un peu de la France, ton amour pour les légumes, et de m'avoir fait visiter l'Afrique en vélo en écoutant tes aventures ! Nos interminables discussions pour changer le monde et l'évolution anthropologique me manqueront, on est allé simplement au-delà...

Damien: sans toi la vie au Labo n'aurait pas été si magnifique ! Ton amitié tout au long de ces années m'a fait comprendre ta grande personnalité et la valeur que tu accordes à l'amitié !

Le bureau D060 remplit de moments magiques, le thé, les déjeuner entre collègues, les réunions de filles ! Mon cher Benito qui est parti en premier...toujours un souvenir et un remerciement pour toi.

Simon pour tes magnifiques corrections, ton optimisme et nos longues discussions sur l'Energie, l'Emigration, la France et la Colombie autour d'un café au deuxième, au cinquième ou à EVE! Tu as su bien me faire découvrir une face émerveillée de l'économie.

Enfin je remercie les amis retrouvés dans le monde de la recherche qui auront toujours leur place dans mon cœur et dans la réussite de ce projet malgré la distance physique qui s'est installée entre nous : Olga, Didier, Carlos, Jorge, Nuno, Maxime ... au plaisir de vous revoir!

A tous ceux qui j'ai rencontré au début de cette aventure, pendant, et après, qui ont su m'encourager dans les périodes difficiles et partager la joie dans les moments heureux je leur dis MERCI de tout mon cœur. Les amies « de la vie », mon bout de famille en France, Jonathan, Radkika, Priya, Eduardo, Sahara, Rolo, Christine, Roni, Cecilia.... Ceux qui sont arrivés à la fin pour m'épauler et me transmettre leur optimisme et qui ont su devenir membres du select groupe Lyonnais: Olivier, Gaby, Angela, Flo et Stéphanie. A ceux qui n'importe où je vais, en étant toujours en Colombie, restent ma prise de terre : Diego, Silvia, Lilia, Rosa, Jeisson et Daniel en Buenos Aires.

A l'association Momposina qui m'a permis de continuer avec les danses folkloriques et d'apporter un peu de ma Colombie à la France pendant mon séjour à Grenoble, Merci Andrea et Juepa jé.. !

Quiero agradecer a Mi familia, por haberme apoyado en este y tantos otros proyectos, GRACIAS por siempre creer en mí. No tengo palabras para agradecerles la fortaleza y todo el amor que me han transmitido. Jorge, Magnolia y Carlos Mario, es gracias a ustedes, que todo esto tiene sentido!

En fin, je te remercie EDOUARD. C'est grâce à ton amour que j'ai maintenu le courage pour finir cette aventure! Plusieurs hivers et plusieurs étés tu es resté à mes côtés pour m'épauler et me relire. Je me sens simplement chanceuse de t'avoir trouvé sur le chemin de la thèse ! Finalement la vie continue de conspirer en notre faveur...

Table des matières

TABLE DE MATIÈRES

INTRODUCTION	9
--------------------	---

CHAPITRE 1

L'éolien « une filière en pleine croissance » : dynamisme, perspectives et limitations	13
---	----

1.1 Introduction	15
1.2 L'UE : contexte de dépendance énergétique et de prise de conscience environnementale ...	15
1.2.1 Le besoin d'une indépendance énergétique.....	16
1.2.2 La sortie de crise : vers un nouveau mix de production.....	19
1.2.3 Le rôle du secteur énergétique dans le changement climatique	19
1.3 Politique européenne en faveur du développement des EnR	21
1.4 Contexte du développement des énergies renouvelables	24
1.5 Dynamique de croissance de l'éolien	27
1.5.1 Contexte mondial actuel : l'éolien en quelques chiffres.....	28
1.5.2 L'éolien : première réponse à la problématique énergétique européenne.....	29
1.5.3 L'avenir de l'éolien : quelles sont les perspectives de croissance ?	36
1.6 L'éolien est-il sans défaut?.....	39
1.6.1 La panne d'électricité du 4 novembre 2006.....	39
1.6.2 Black out au Texas, 26 février 2008.....	43
1.7 Discussions et Conclusions	44

CHAPITRE 2

Energie Eolienne: Barrières, politiques de soutien et expériences.....	49
--	----

2.1 Introduction	51
2.2 Les barrières au développement des énergies renouvelables	53
2.2.1 La barrière réglementaire : un cadre européen favorable mais une structure administrative locale contraignante.....	55
2.2.2 Les barrières techniques : une évolution franchise.....	56
2.2.3 Les barrières économiques : une question de compétitivité	57
2.2.4 Acceptabilité sociétale	62
2.2.5 Aspect financier	62
2.3 Mécanismes d'incitation au développement des énergies renouvelables	63
2.3.1 Les aides à l'investissement	65
2.3.2 Les dispositifs d'incitation par les prix	65
2.3.3 Les incitations économiques établies par la quantité	67
2.4 Politiques de soutien en Europe.....	70
2.4.1 Aperçu général du développement de l'éolien en Europe : l'impact des politiques	70
2.4.2 L'Allemagne : le leader européen de l'éolien	72

2.4.3	L'Espagne : une politique d'achat innovante mais des résultats à confirmer ?	78
2.4.4	Le Danemark : pilier d'un progrès irréfutable	84
2.4.5	Le cas Anglais : manque de liquidité dans le marché	88
2.4.6	Le cas Français : les effets du mix énergétique ?	92
2.5	Bilan de l'évaluation de l'efficacité des politiques d'incitation	95
2.6	Discussion et conclusions	99

CHAPITRE 3

	La problématique de l'insertion de l'éolien dans le court terme: l'intermittence	103
3.1	Introduction	105
3.2	Les principes de fonctionnement des réseaux électriques	106
3.2.1	Un aperçu sur l'interconnexion européenne	106
3.2.2	La règle du jeu : l'équilibre entre la production et la consommation	107
3.2.3	Vers une transition du paysage des réseaux électriques	109
3.3	Caractéristiques techniques de la technologie éolienne	110
3.3.1	Caractéristiques de la ressource vent	111
3.3.2	Captation de l'énergie par une éolienne	115
3.3.3	Technologies éoliennes	118
3.4	La problématique technique de l'insertion de l'éolien dans le réseau électrique	120
3.4.1	La régulation de la tension du réseau	121
3.4.2	La problématique de la fréquence	123
3.4.3	La qualité de l'énergie du réseau	125
3.4.4	Impact de l'éolien sur le coût du maintien de l'équilibre production consommation	129
3.5	La problématique de l'intermittence et l'intégration de l'éolien dans le marché	134
3.5.1	Les étapes du marché de l'électricité	135
3.5.2	L'impact de l'éolien dans le marché d'équilibrage	137
3.5.3	Cas d'étude de la gestion de l'éolien dans le marché de l'équilibrage	143
3.5.4	Interaction entre les politiques d'incitation et la gestion des déséquilibres dans le marché d'ajustement	150
3.6	Conclusions	152

CHAPITRE 4

	La problématique de l'insertion de l'éolien dans le long terme: « le crédit de capacité »	157
4.1	Introduction	159
4.2	Etude de la fiabilité des réseaux électriques	160
4.2.1	Principes de l'étude de Fiabilité NHI des systèmes conventionnels	161
4.2.2	Etude de fiabilité en présence de la production intermittente	167
4.3	Impact de l'éolien sur la sûreté du système électrique : le crédit de capacité	173
4.3.1	Etat de l'art des méthodes pour l'évaluation du CC_E	174
4.3.2	Analyse du CCE : Étude de cas	176
4.3.3	Débat à propos du crédit de capacité : les faits sur des réseaux réels	191
4.4	Coûts de l'intermittence à long terme : l'impact économique du CCE	193
4.4.1	Méthodes pour le calcul de coûts dus au CCE	194
4.4.2	Calcul du coût de l'intermittence : le cas de la France à l'horizon 2015	197
4.5	Conclusions et discussions	198

CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES	201
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	205
A1. Objectifs et politiques pour le développement des énergies renouvelables.....	220
A2. Analyse de l'équation du CC_E en [VOO-06]	222
A3. Données pour le modèle de calcul.....	224
A4. Méthodes d'estimation du Crédit de Capacité	227
A5. Cas d'étude France 2020.....	231

Introduction

INTRODUCTION

La production de l'électricité, emblème du développement économique, est aujourd'hui au cœur du débat climatique et environnemental. La production d'électricité est en effet, le secteur le plus émetteur de CO₂ en raison des énergies fossiles (charbon principalement). D'autre part, ces ressources passent le test de la disponibilité et donc de la sécurité d'approvisionnement.

Dans ce contexte, la transition du parc de production d'électricité devient « urgente » et doit prendre des considérations autres que le seul développement des moyens de production pour satisfaire la demande de la population, toujours croissante. En effet, le maintien du « statu quo » serait dramatique et n'est plus viable dans les conditions énergétiques et environnementales actuelles. Cette transition exige de se concevoir dans un contexte où des objectifs environnementaux, sociaux et économiques doivent se partager la priorité.

De ce fait, la transition du parc de production d'électricité, plus réalisable dans le court terme, et la définition des moyens techniques qui permettraient de soulever les obstacles s'opposant à la concrétisation, nécessite la mise en place d'une politique rigoureuse de réduction des émissions de CO₂ et doit faire appel à des sources alternatives de production d'électricité.

L'éolien se conçoit particulièrement comme une solution à fort potentiel dans la contribution à la résolution de cette problématique. Mais des questions techniques et économiques doivent être résolues. C'est donc au cœur de l'éolien que ce projet est centré. Notre étude vise à examiner les conditions techniques d'insertion de quantités d'énergie éolienne croissantes dans les réseaux électriques et à étudier les interactions avec les signaux tarifaires pour optimiser ces apports.

L'étude que nous proposons dans cette thèse s'inscrit aux frontières des sciences de l'ingénieur et des sciences économiques et sociales qui doivent agir en toute cohérence dans la réflexion sur l'insertion de l'éolien dans le réseau.

Il s'agit, dans un premier temps, de faire le point sur les raisons pour lesquels les énergies renouvelables sont devenues une alternative crédible dans les objectifs de dé-carbonisation du mix énergétique, et de transition du parc de production d'électricité vers une indépendance des sources fossiles. Cette première partie sera essentiellement liée à l'état de l'art des énergies renouvelables et de la filière éolienne.

Sur cette perspective, nous analyserons le cadre politique incitant à leur croissance. Nous mettrons en lumière les défis techniques et économiques que cette révolution de l'éolien entame.

Dans la deuxième étape, nous nous consacrerons à identifier les barrières associées au développement de l'éolien, et à analyser les dispositifs d'incitation économique existant du point de vue de leur efficacité à stimuler la croissance de la production éolienne. Eu égard aux différents mécanismes, le tarif de rachat, les enchères concurrentielles, les certificats verts, nous étudierons, sur des exemples concrets dans des pays de l'Union Européenne leur pertinence dans le développement de la filière éolienne.

Ceux sont donc les politiques d'incitations les principaux vecteurs de l'accroissement de l'éolien dans la production de l'électricité. Mais la nature de cette croissance requiert une réflexion sur la dimension temporelle. Le développement de l'éolien englobe deux dimensions du plan technique et économique : le court-terme et le long-terme. Les réseaux électriques qui hébergent ces nouveaux acteurs devront se confronter à une capacité accrue en l'associant à des nouvelles stratégies dans la gestion du réseau pour les différentes échelles du temps.

L'énergie éolienne, de nature variable répondant aux caprices du vent, met en évidence de nouveaux enjeux techniques pour l'insertion dans les réseaux électriques. La problématique de l'intermittence fera donc l'objet d'une attention particulière.

Dans cet esprit, la troisième partie sera consacrée à la réflexion sur les questions techniques de raccordement de la production éolienne, et à la proposition de solutions aux problèmes rencontrés dans l'insertion de l'éolien par les divers acteurs du système électrique dans le court-terme ; à savoir, les problèmes du réseau électrique ainsi que les ajustements dans le marché de l'électricité.

Dans cette logique, les aspects de long terme ne peuvent être néanmoins découplés dans l'analyse de l'insertion de l'éolien dans les réseaux électriques. La quatrième partie traitera donc la problématique de long terme de l'intermittence de l'éolien affectant la sûreté de fonctionnement du réseau électrique, face à la contribution grandissante de la production intermittente. Pour donner réponse à nos questions sur les limites d'intégration de l'éolien nous nous appuierons dans l'évaluation du crédit de capacité de l'éolien.

A l'issue de cette recherche, nous pourrons proposer des recommandations dans l'insertion de l'éolien et dans le traitement de l'intermittence, dans le but de maximiser la contribution de la ressource éolienne dans un système électrique libéralisé.

Chapitre I

**L'éolien « une filière en pleine
croissance »: dynamisme, perspectives et
limitation**

Chapitre I

L'éolien « une filière en pleine croissance » : dynamisme, perspectives et limitations

Résumé

Les énergies renouvelables connaissent aujourd'hui un développement prometteur dans le parc de production d'électricité. Elles répondent aux objectifs d'indépendance énergétique, sécurité d'approvisionnement, et au défi très crucial de la décarbonisation du mix énergétique. Cependant, des limites techniques s'imposent à leur développement massif. Imaginer un parc de production d'électricité avec 20% d'éolien pour répondre aux objectifs énergétiques de l'Union Européenne. Ceci est un défi...certes, mais dans quelles conditions ?

1.1 Introduction

Exploitées à partir de gisements inépuisables, le soleil, le vent, la chaleur de la terre, les chutes d'eau ou encore les marées, les énergies renouvelables (EnR) se révèlent aujourd'hui, comme sources de production d'électricité vitales dans le bouquet énergétique.

Cet éventail de technologies est revêtu d'un fort potentiel de développement depuis ces dernières années. Conséquence du progrès technologique, ces formes alternatives de production d'électricité deviennent, pour certaines, compétitives par rapport aux combustibles fossiles en voie de raréfaction (pétrole, gaz, et dans une moindre mesure, charbon et uranium) [CE-07]. De plus, leur déploiement contribue aussi à l'indépendance énergétique des pays développés, notamment les Etats-Unis et les pays de l'Union Européenne (UE).

Parmi les technologies d'énergie renouvelable qui ont connu un essor important au cours des vingt dernières années, l'éolien a une place centrale du fait de sa maturité technologique et de sa contribution déjà significative à la production électrique de certains pays. N'engendrant pas d'émissions de gaz à effet de serre lors de la production d'électricité, l'éolien pourrait jouer un rôle clef dans l'évolution des mix de production d'électricité pour la prévention du changement climatique. D'ores et déjà, des objectifs très ambitieux lui sont assignés pour la production d'électricité à l'horizon 2025 et plus encore vers 2050 [EREC-10], [ERI-08].

Toutefois, ce déploiement de la filière éolienne ne va pas sans entraîner des problèmes techniques liés à l'insertion et à la gestion de l'éolien sur le réseau électrique. Entre autres, les difficultés imposées par la variabilité de l'éolien compromettent l'équilibre production-consommation, la qualité de l'énergie et la sûreté des réseaux électriques. Ces contraintes techniques sont à prendre en compte dans le développement de l'éolien et seront abordées en détail dans la suite de la thèse.

Dans ce chapitre, nous aborderons la dynamique du développement de l'éolien. Nous reviendrons tout d'abord sur les raisons pour lesquelles les énergies renouvelables sont devenues une cible importante pour les gouvernements européens et le cadre incitatif associé.

Nous continuerons par rappeler le contexte actuel du développement des énergies renouvelables, notamment la trajectoire de croissance de l'éolien et ses perspectives pour les années à venir. Ensuite, nous évoquerons les aspects qui ont permis de placer l'éolien comme une des solutions technologiques possibles à la problématique énergétique et environnementale. A l'égard des expériences concrètes, nous finirons par mettre en aval les nouveaux défis techniques imposés par cette source d'énergie pour son intégration au réseau électrique.

1.2 L'UE : contexte de dépendance énergétique et de prise de conscience environnementale

La problématique énergétique a évolué pour se concentrer sur plusieurs thématiques dont l'indépendance, la sécurité et le climat sont présentées comme des objectifs prioritaires par les décideurs publics (Figure 1-1).

Les énergies renouvelables sont au cœur de ces nouvelles problématiques puisqu'elles permettent, à des échelles différentes, de satisfaire les trois objectifs précités, à savoir la recherche d'une indépendance énergétique, d'une sécurité d'approvisionnement dans la production électrique et d'une réduction des impacts climatiques des consommations énergétiques.

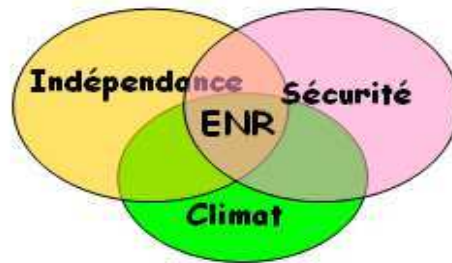


Figure 1-1 Implication des EnR dans le contexte énergétique

Dans ce contexte, nous regarderons l'implication de ces trois facteurs dans le cadre énergétique actuel. Quels facteurs ont contribué à l'origine de la crise énergétique et environnementale actuelle ? Comment affectent-ils les besoins énergétiques du XXI^{ème} siècle ? Et dans quelles mesures, de nouvelles stratégies énergétiques seront-elles développées dans les années à venir ? Ces questions cruciales trouveront des réponses dans les paragraphes suivants.

1.2.1 Le besoin d'une indépendance énergétique

Consommant 16% de l'énergie mondiale, l'Union Européenne se place comme le deuxième importateur d'énergie du monde¹. Le taux de dépendance énergétique de l'Union Européenne est passé de 44% en 1996 à près de 53,9% en 2009 (comme indiqué sur la Figure 1-2) [Eurostat-10]. La dépendance énergétique est définie ici comme le rapport entre les importations nettes et la somme des consommations intérieures brutes d'énergie (ces consommations étant exprimées en tonne équivalent pétrole²). Dans ce cadre, cet indicateur montre le degré de dépendance d'une économie aux importations pour faire face à ses besoins énergétiques.

¹ En termes de consommation primaire d'énergie, importations de combustibles fossiles : charbon, pétrole et gaz naturel.

² TEP (Tonne équivalent pétrole) 1tep= 1 tep = 41,8 GJ (Giga joule) = 11 626 kWh thermiques

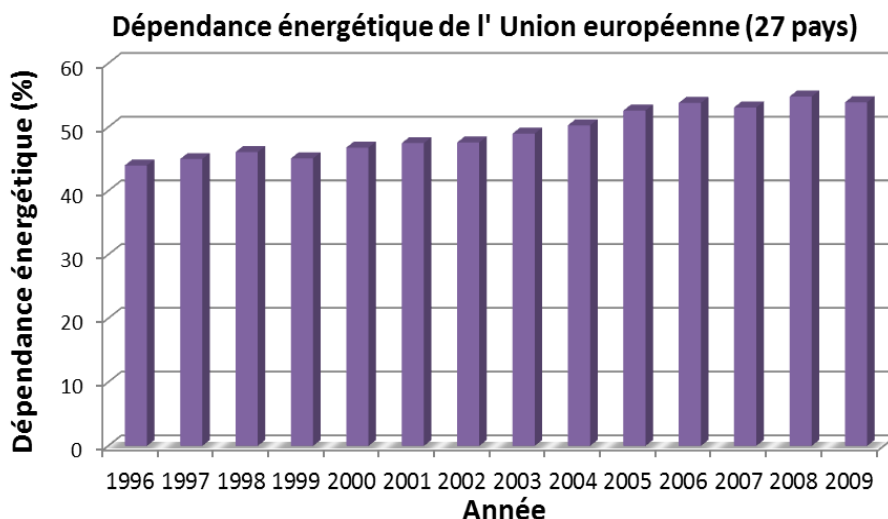


Figure 1-2 Taux de dépendance énergétique de l'UE

Source : Base de données [Eurostat-10]

Ainsi, la première question qui se pose correspond aux caractéristiques de cette dépendance. En ce qui concerne le secteur de l'électricité, la situation de dépendance énergétique occulte de fortes disparités nationales et met en évidence l'hétérogénéité de la structure de consommation de l'électricité de l'UE-27.

Par exemple, l'Allemagne montre un taux de dépendance énergétique de l'ordre de 60,9% en 2008 [Enerdata-09]. Plus de la moitié de l'électricité en Allemagne provient du charbon³ [IEAa-09]. Au Royaume-Uni (RU), bien que la part du charbon ait diminué, il représente encore 35% de la production de l'électricité [OBS-06]. En Pologne, ce chiffre est de 93%, alors qu'il n'est que de 5% au France, traduisant une plus grande utilisation de l'énergie nucléaire et de l'hydroélectricité [OBS-06].

Cette dépendance énergétique d'une large majorité de pays européens s'aggrave en raison de la croissance de la demande d'électricité. Au niveau mondial, la demande d'électricité devrait croître à un taux annuel de 2,5% d'ici 2030 [WEO-09]⁴. L'Europe n'échappera pas à cette tendance haussière de la consommation d'électricité comme le présente le « *World Energy Outlook* » 2009.

La consommation d'électricité de l'UE-27 a progressé entre 1999 et 2004 à un rythme comparable à celui de la croissance du Produit Intérieur Brut (PIB). Cela a montré une croissance annuelle moyenne de l'ordre de 2,2%⁵. Pour mieux comprendre, dans le secteur des services, cette croissance de la consommation a été la plus forte. En effet, la hausse se situe autour de 15,6% sur la période 1999-2004 (2% pour la période 2003-2004). Sur cette même période, le domaine industriel et le secteur résidentiel ont vu leur consommation croître de 6,6% et 10,8% respectivement [BER-06].

³ L'Allemagne a la cinquième place dans le classement des pays producteurs d'électricité à basse de charbon avec 311TWh environ 50% de la production totale d'électricité [IEAa-09].

⁴ World Energy Outlook -2009 : Ce rapport présente deux scénarios s'inscrivant dans la période 2007-2030 : un scénario de référence, fondé sur l'évolution probable des tendances énergétiques actuelles. Et un scénario alternatif qui décrit les résultats de l'adoption des mesures envisagés actuellement pour constituer un « bouquet énergétique ». [WEO-09]

⁵ Calculs de l'auteur à partir des données soutirées de [BER-06.]

De plus, la demande d'électricité de l'UE continue à augmenter dans la période 2004-2008 au taux annuel de 1.013% comme montré par les données tirées du Global Energy&CO2 Data [Enerdata-09] (Figure 1-3). Elle continuera à se développer au rythme annuel de 0,9% jusqu'en 2030 selon les prévisions de l'Agence International de l'Energie pour le scénario de référence [WEO-09].

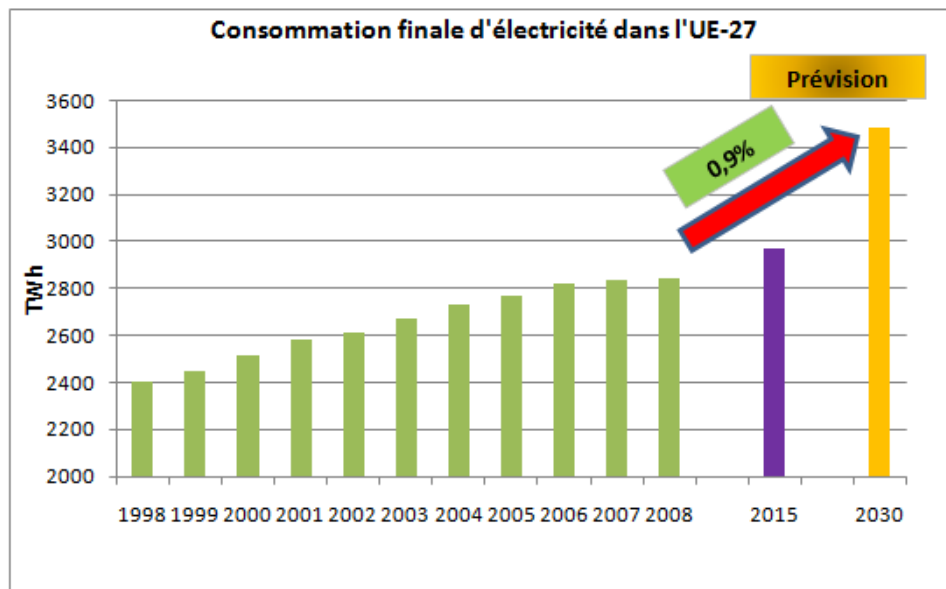


Figure 1-3 Demande d'électricité dans l'UE-27 période 1998-2008.

Source : [Enerdata-09] Global Energy Data

La croissance de la consommation d'électricité peut-elle être ralentie ? Malgré tous les efforts entrepris par la Communauté européenne en matière d'efficacité énergétique, de sobriété énergétique et de maîtrise de la demande d'énergie, des investissements colossaux devront être réalisés afin de couvrir les besoins d'électricité dans les années à venir [WEO-09]. En effet, d'importants investissements au niveau des nouvelles capacités de production, du déclassement des centrales vieillissantes et polluantes ainsi qu'au niveau de l'infrastructure électrique seront nécessaires comme annoncée par l'Association Internationale de l'Energie (AIE). Le tableau ci-dessous indique la projection des investissements du [WEO-09] pour la période 2008-2030⁶.

Période	€(2008) Milliard				
	Capacité supplémentaire (GW)	Production	Transport	Distribution	Total
2008-2015	146	319	47	141	653
2016-2030	314	681	96	285	1376
2008-2030	460	1000	143	426	2029

Tableau 1-1

Projection des investissements dans le secteur électrique dans l'UE

Source : [WEO-09]

⁶ Taux de change du dollar par rapport à l'euro en 2008 1\$=0,6835€

1.2.2 La sortie de crise : vers un nouveau mix de production

La sécurité d'approvisionnement énergétique concerne également la répartition des réserves sur la planète et les tensions politiques en particulier dans le secteur des énergies fossiles. Le charbon, le gaz et le pétrole arrivent en tête des énergies primaires consommées pour la production d'électricité en Europe, bien que ce soit sur les marchés gazier et pétrolier que les tensions soient les plus vives à l'heure actuelle.

Les chocs pétroliers de 1973 et de 1979 ont permis de constater la forte dépendance au pétrole et l'instabilité des prix des matières premières. Un nouveau choc a eu lieu en 2008 où une forte fluctuation des prix du pétrole et du gaz a été constatée à cause de la situation politique dans les pays producteurs et les pays importateurs (le prix du baril de pétrole est passé de \$3,5 en 1973 à \$140 en juillet 2008 et ainsi été multiplié par 40) [ART-10]. De plus, la crise financière mondiale et la récession économique qui s'en est suivie mettent les investisseurs du secteur de l'électricité en état de veille et modifient les perspectives des marchés énergétiques (les entreprises énergétiques forment moins de puits de pétrole et de gaz, réduisent les dépenses dans les raffineries, pipelines et centrales électriques, les projets en cours ont été ralentie, différés ou annulés) [WEO-09].

Bien que les conséquences de la crise économique et financière aient ralenti les investissements dans des capacités électriques à moyen terme, cela pourrait déclencher une nouvelle flambée des prix des énergies primaires dans les années à venir [WEO-09]. Ceci affecterait la vulnérabilité de l'UE en termes de dépendance énergétique.

Les chiffres et les analyses des paragraphes précédents permettent de montrer les contraintes de l'UE en matière énergétique depuis quelques années. Aujourd'hui, le bouquet énergétique est structuré de telle façon que l'UE s'expose à un véritable déficit d'approvisionnement et de dépendance énergétique pour les années futures. Si rien n'est fait, les conséquences pourraient être dangereuses au détriment du développement économique des 27.

C'est en prenant conscience de ce scénario de crises énergétique que les décideurs publics ont vu le besoin de transformer le paysage électrique. La conception d'un système plus indépendant des combustibles fossiles pour la production d'électricités et plus optimal en intégrant de manière massive les énergies renouvelables, apparaît donc comme l'une des solutions possibles à ce scénario de pénurie énergétique.

1.2.3 Le rôle du secteur énergétique dans le changement climatique

Des contraintes climatiques comme le réchauffement planétaire s'ajoutent à la situation critique du contexte énergétique européen.

Le Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat (GIEC, en anglais *Intergovernmental Panel on Climate Change*, IPCC), prévoit que les températures augmenteront de 2°C en moyenne d'ici à 2035 si rien n'est fait à l'échelle de la planète, et qu'il est probable que leur augmentation dépasse 5°C à plus long terme [GIEC-08] [IPCC-07].

Les conséquences sur la géographie physique et humaine seraient catastrophiques. Le réchauffement climatique devrait avoir de nombreuses conséquences surtout concernant les événements

climatiques extrêmes (sécheresses, inondations, cyclones entre autres). Des modifications du paysage climatique actuel (menace de disparition de nombreuses espèces, dégradation du paysage agricole, maladies, etc) en sont de potentielles conséquences [GIEC-08].

Selon le GIEC, « *l'essentiel de l'accroissement de la température moyenne du globe au cours de la deuxième moitié du XXI^e siècle est dû à l'augmentation constatée des concentrations de gaz à effet de serre d'origine anthropique* ».

Connus sous le nom de gaz à effet de serre (GES), les gaz carbonique ou dioxyde de carbone (CO₂), méthane (CH₄), halocarbures (HFC et PFC), protoxyde d'azote ou oxyde nitreux (N₂O) et l'hexafluorure de soufre (SF₆) absorbent la radiation infrarouges de la terre et causent la hausse de la température à la surface de la planète. Une grande partie de la communauté scientifique s'accorde sur le fait que l'origine de ces augmentations est la conséquence de l'activité humaine, et en particulier celle relative à la consommation de combustibles fossiles et à la déforestation [IPCC-07] [STE-06], [IEA-09].

Parmi l'ensemble de ces gaz, le CO₂ est responsable de 70% des émissions de GES principalement issues de la combustion des énergies fossiles (pétrole et charbon). En effet, les émissions de dioxyde de carbone, dues à l'usage des matières premières dans le bouquet énergétique actuel et à leur influence sur le climat, représentent une grande préoccupation. Une prévision peu optimiste de l'AIE prévoit une hausse de 55% des émissions de CO₂ à l'horizon 2030.

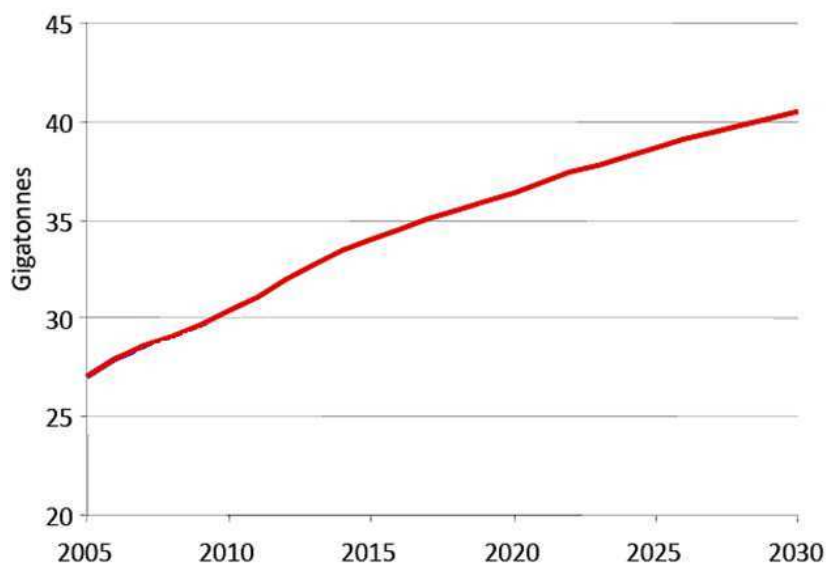


Figure 1-4 Evolution des émissions de CO₂ à l'échelon mondial

Source : [IEA-09]

Aujourd'hui, les deux tiers d'émissions totales de CO₂ sont le résultat des activités dans le secteur du transport et de l'électricité. En 2007, 47% d'émissions mondiales de CO₂ étaient liées à la production d'électricité et au chauffage, selon l'édition 2009 de « *CO₂ Emissions from fuel combustion* » [IEA-09].

Dans ce contexte de responsabilité environnementale, quel rôle joue l'Europe ? Avec une moyenne de 0,339 KgCO₂/KWh, l'Europe est responsable de 12% d'émissions de CO₂ au niveau mondial relative à la production d'électricité et au chauffage. Or, les rejets de gaz carbonique (CO₂) par KWh en Europe, liées à la production d'électricité, varient dans le temps et dépendent de la structure d'appel des centrales

électriques dans chaque pays. En effet, les émissions de CO₂ sont très significatives dans les pays, comme l'Allemagne, où la filière charbon reste très importante. En revanche, les émissions de CO₂ sont faibles dans les pays où les énergies renouvelables et l'énergie nucléaire sont développées, comme dans le cas de la France et la Suède [AIE-11]. Comme conséquence, cet indicateur (image de la composition du parc) reste très hétérogène comme le montre le tableau 1.2 ci-dessous.

Pays	Emission de CO₂ kg CO₂ / KWh é l
UE-27	0,36
Allemagne	0,43
Danemark	0,32
Espagne	0,30
France	0,09
Italie	0,38
Royaume Uni	0,45
Suède	0,043

Tableau 1-2

Emissions de CO₂ par KWh d'électricité produit dans l'UE

Source: [AIE-11]

Afin de surmonter cette problématique de dépendance énergétique et de dégradation environnementale, il est donc nécessaire que l'industrie et les pouvoirs publics agissent de concert afin de préparer les options énergétiques futures. Dans le but de construire un système énergétique fiable, économique et respectueux de l'environnement, un cadre incitatif est indispensable. Cela permettra de développer de nouvelles solutions technologiques pour produire de l'électricité de manière plus propre et durable.

1.3 Politique européenne en faveur du développement des EnR

Les préoccupations environnementales concernant le réchauffement climatique et les émissions de gaz à effet de serre (notamment le CO₂) ont conduit à la publication de données scientifiques en 1995 par le GIEC [BER-04] engendrant la signature du **Protocole de Kyoto** en 1997.

Dans cette initiative, qui avait pour objectif de réduire la production d'émissions de gaz à effets de serre (GES), les Etats membres de l'UE s'étaient engagés à les réduire de 5% en moyenne entre 2008 et 2012 par rapport à leur niveau de 1990⁷ [IEA-09]. Cet engagement joue un rôle central dans la définition et l'adoption des politiques environnementales et énergétiques.

Ce protocole montre que l'Europe s'impose un défi qui est de « répondre à ses besoins énergétiques tout en réduisant ses émissions de CO₂ ». L'insertion massive de technologies renouvelables pour la production d'énergie apparaît comme l'une des solutions potentielles pour atteindre ces objectifs

⁷ Un programme de négociations de droits d'émissions, appelé Mécanisme pour un Développement Propre (MDP), a été mis en œuvre au mois de décembre 2003 et fait partie du protocole de Kyoto.

environnementaux. L'augmentation de l'efficacité énergétique, la maîtrise de la demande, le développement de technologies de capture du CO₂ sont aussi des solutions complémentaires.

De ce fait, en 1997, le livre blanc de la Commission Européenne (CE) a été publié [CE-97]. Dans ce document, l'UE se fixe l'objectif de doubler la proportion d'énergies renouvelables de 6% à 12% du total de sa consommation brute d'énergie à l'horizon 2010.

Une nouvelle initiative est adoptée en juin 2001 par le *Gothenburg European Council* [CEU-01]. Ce conseil établit le cadre nécessaire à la mise en place de stratégies pour promouvoir un développement plus durable dans l'UE. Ce conseil s'est focalisé sur l'efficacité de la consommation énergétique, la cogénération et notamment le développement de l'ensemble des filières d'énergies renouvelable. Motivé principalement par le développement de la filière renouvelable, ce conseil vise également l'amélioration de la qualité des technologies disponibles et les conditions optimales pour accélérer les investissements en EnR [BER-04], [EC-01].

Suite au conseil de Gothenburg, l'UE a adopté en 2001 la Directive 2001/77/EC relative à la «promotion de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables» [CE-01]. Le principal objectif de cette politique est d'augmenter la quantité d'électricité produite par des sources renouvelables à 21% de la production totale d'électricité en 2010. Cette mesure était un point important pour l'UE, afin de respecter les engagements de Kyoto pour la réduction d'émissions de CO₂.

Un calendrier établissant des quotas initialement indicatifs (2001) et ultérieurement obligatoires est mis en place à partir de 2006 [CE-07]. Des objectifs par pays pour 2010 et 2020 permettent d'instaurer une dynamique de croissance pour le développement des énergies renouvelables dans la consommation d'électricité des Etats Membres.

Afin d'appliquer cette directive, chaque Etat Membre a mis en place une réglementation destinée à encourager la consommation et la production d'électricité d'origine renouvelable. Chaque pays a donc la liberté de mettre en place les politiques ou stratégies appropriées pour atteindre les objectifs fixés. Certains Etats Membres tels que l'Allemagne, l'Espagne et le Danemark ont dépassé les objectifs assignés mais d'autres Etats européens marquent le pas (tableau 1.3 Voir annexe A.1.a).

Pays	Référence 2005 (%)	Situation 2010 (%)	Objectif 2020 (%)
Allemagne	5.8	11	18
Autriche	23.3	30.1	34
Belgique	2.2	5.1	13
Danemark	17	22.2	30
Espagne	8.7	13.8	20
Finlande	28.5	32.2	38
France	10.3	12.9	23
Grèce	6.9	9.2	18
Irlande	3.1	5.5	16
Italie	5.2	10.1	17
Luxembourg	0.9	2.8	11
Pays Bas	2.4	3.8	14
Portugal	20.5	24.6	31
Royaume Uni	1.3	3.2	15
Suède	39.8	47.9	49
Union-Européenne	8.3	12.5	20

* Hors pompage

Tableau 1-3

Objectifs d'Énergie renouvelable dans la production d'électricité pour l'UE-15

Source : [IEA-07], [CE-07], [Eurostat]

Les orientations de la Directive Européenne constituent le premier pas vers un système énergétique plus durable à l'égard d'une crise énergétique et environnementale. Plusieurs autres initiatives ont été mises en place dans le but de mieux adapter les politiques déjà établies notamment au niveau des biocombustibles [CE-07].

En mars 2007, une nouvelle initiative apparaît [CE-07]. Les 27 Etats Membres se sont engagés sur un triple objectif appelé «*paquet Climat-Energie trois fois 20* ». Cette dénomination signifie accroître l'efficacité énergétique de 20% d'ici 2020, réduire les émissions de gaz à effet de serre de 20% par rapport aux émissions en 1990, et augmenter à 20 % l'apport des d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie en 2020. Le paquet Climat-Energie a été adopté par les Etat Membres de l'UE en décembre 2008 [CE-08].

A la suite de cet engagement paquet- Climat énergie, le sommet de Copenhague (fin 2009) avait pour but d'établir des stratégies claires à mettre en place pour la réduction d'émissions polluantes. Lors d'un accord insuffisant, résultant des divergences d'intérêts avérées entre les grandes puissances, y compris émergentes, les gouvernements se sont finalement fixés comme unique objectif de limiter la hausse de température à 2°C. Aucune feuille de route n'a été cependant envisagée pour atteindre cet objectif et cela reste une des principales faiblesses du sommet de Copenhague. L'absence d'engagements chiffrés, en matière de réduction de gaz à effets de serre, à l'horizon 2020 et 2050 et le fait de n'avoir aucune prolongation vis-à-vis du Traité de Kyoto sont la preuve de ces faiblesses. Une nouvelle rencontre a eu lieu au Mexique en décembre 2010 pour poursuivre la discussion sur ces questions climatiques. Néanmoins, malgré les « échecs » reconnus de la conférence de Copenhague, il est encore nécessaire de

réfléchir sur le bon choix des stratégies économiques efficaces pour atteindre les objectifs climatiques et énergétiques, sans mettre en péril le développement économique des pays émergents.

Le pas est cependant fait aujourd'hui vers une Europe plus durable et plus respectueuse de l'environnement, laquelle exige la mise en œuvre de solutions technologiques visant la réduction des émissions de GES et l'augmentation de l'efficacité énergétique. La croissance des énergies renouvelables, dans ce contexte, est d'une importance cruciale.

1.4 Contexte du développement des énergies renouvelables

La part des énergies renouvelables, dans la couverture des besoins en énergies primaires dans le monde, représentait en 2010, environ 12.7% de l'ensemble des énergies utilisées (hydraulique incluse) [Enerdata-11]. Bien que les énergies renouvelables aient montré un fort essor à l'échelle de la planète, cette section traitera plus explicitement de leur dynamique de croissance en Europe.

En effet, grâce aux directives déjà évoquées, les technologies renouvelables ont montré une tendance progressive ces deux dernières décennies. Les statistiques tirées d'Eurostat montrent que la part des énergies renouvelables dans la consommation intérieure brute d'énergies est passée de 5.6% en 2000 à 9,8% en 2010 (Figure 1-5) [Eurostat-11].

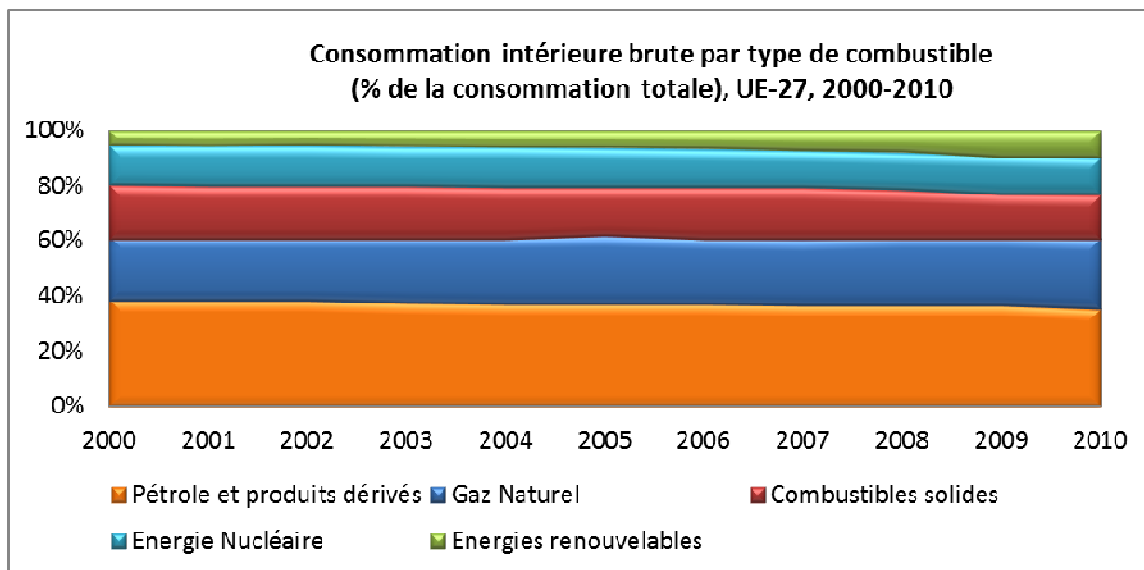


Figure 1-5 Production totale d'énergie primaire par type de combustible en 2007

Source : [Eurostat]

D'autre part, les données de la figure 1-6 illustrent le retard pris par les pays de l'UE, dans leur ensemble, vis à vis des objectifs environnementaux et énergétiques fixés lors des différentes négociations pour 2010. Cela est la conséquence de deux aspects importants. D'une part, les transactions du marché de l'énergie privilégient les énergies à moindre coût. Malgré d'importants progrès technologiques qui ont permis la baisse de coûts des nouvelles technologies, elles restent très chères. D'autre part, le développement des EnR a entraîné l'apparition de nombreux problèmes administratifs. Le délai de délivrance des permis de construire est l'un des plus importants alourdissant les démarches administratives

et les temps de réalisation des projets [DWIA-09]. Nonobstant, les progrès en termes de capacités installées permettent de constater la volonté des Etats Membre à surmonter ces contraintes.

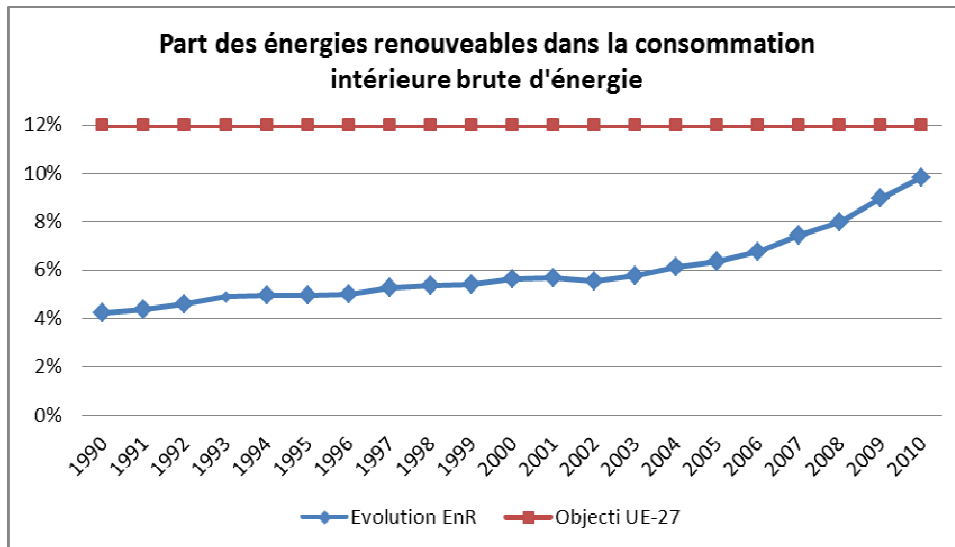


Figure 1-6 Croissance globale d'approvisionnement à partir d'EnR en EU-27 1990-2010

Source : [Eurostat-11]

Un comparatif entre l'état des EnR avant l'apparition des initiatives gouvernementales (1997) et la contribution actuelle dans la production d'électricité nous apporte des conclusions intéressantes. La période 1990-1997, avant la signature du traité de Kyoto, montre un faible intérêt des investisseurs dans le secteur renouvelable, exception faite pour l'hydroélectricité. La période qui suit l'émergence du cadre incitatif montre comment les énergies renouvelables ont commencé à jouer un rôle dans le mix de production d'électricité de l'UE. Après l'entrée en vigueur de la directive européenne en 2001, comme montré dans la figure 1.7, le déploiement des nouvelles technologies devient significatif. Lors de la publication du « *Renewable Energy Road Map* » par la CE, la structure du parc de production d'électricité renouvelable en 2005, était composée de la façon suivante : 66,1% d'hydroélectricité, 16,3% de puissance éolienne installée, 15,8% de biomasse, 1,2% d'énergie géothermique et 0,3% d'énergie solaire (PV et thermique). Entre seulement 2003 et 2005, la production d'électricité d'origine renouvelable a progressé de 50%. [CE-07]

La contribution des énergies renouvelables dans la production d'électricité est passée de 13,23 % en 1999 à environ 18,3% en 2009 (hydroélectricité incluse) [Eurostat-11]. Si bien l'hydroélectricité reste la principale source renouvelable de production d'électricité, l'augmentation de la quantité d'électricité produite à partir des sources des énergies renouvelables pendant cette période, reflète le développement importante de deux sources: l'éolienne et la biomasse (figure 1.7).

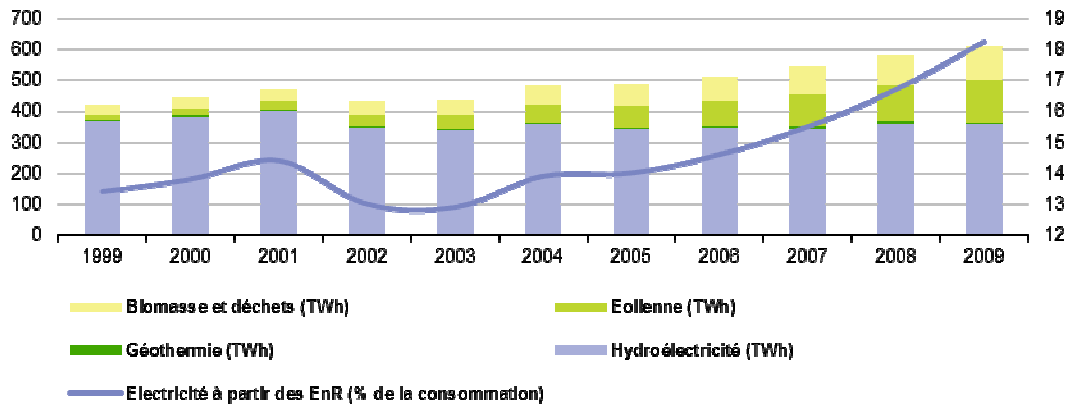


Figure 1-7 Part de la production renouvelable dans la consommation d'électricité de 1999- 2009 dans l'UE-27

Source : [Eurostat-11]

En effet, ces dernières années, l'éolien, la biomasse et dernièrement le solaire PV, ont connu une croissance importante. D'autres sources, telles que l'électricité solaire thermique, la houle et l'énergie marémotrice joueront un rôle important dans les années à venir [CE-07]. Leur participation dans la production d'électricité est encore négligeable, mais des efforts conjoints en matière de recherche et développement sont reconnus aujourd'hui au Royaume Uni et en France.

La filière biomasse, incluant la biomasse solide, le biogaz et les bio-déchets, fournit aujourd'hui 3.8% de la consommation totale d'électricité dans l'UE, selon les données tirées d'Enerdata [Enerdata-09]. Les taux de croissance annuelle de la production électrique à partir de la biomasse ont été de 12% entre 2001 et 2007 [Enerdata-09]⁸. L'énergie solaire PV, comme le montre la Figure 1-8, a été un acteur principal dans l'accroissement du bouquet renouvelable. Avec une croissance globale en termes de capacité installée de 55% entre 1998 et 2008, 5288 GWh ont été produits à partir du PV en 2008 (0,2% de la consommation d'électricité de l'UE). L'énergie solaire PV se place donc aujourd'hui comme une filière prometteuse, avec un besoin de progrès technologiques pour accentuer son développement. L'Europe, avec l'Allemagne et l'Espagne représentant 92% de la puissance installée de l'UE, revendique sa position de leader mondial dans le développement de cette branche (le Japon et les Etats Unis emboitent le pas derrière l'UE [EPIA-10]).

⁸ Calculs de l'auteur à partir des données Enerdata.

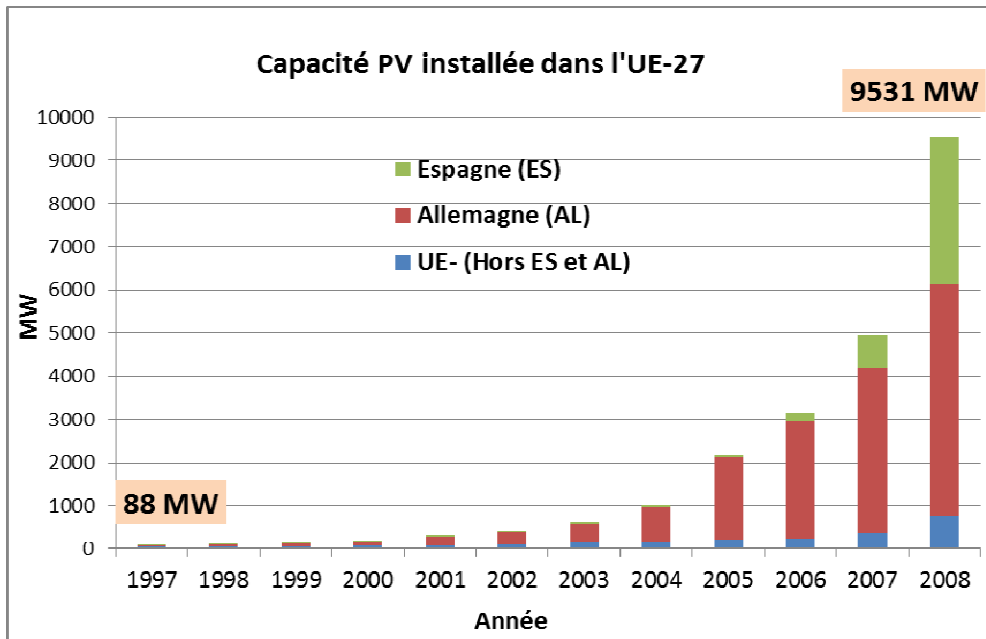


Figure 1-8 Dynamique de croissance de la puissance PV installée dans l'UE-27

Source: [Enerdata-09]

Après avoir étudié les tendances des différentes énergies renouvelables, nous allons maintenant nous focaliser sur le développement de la forme d'énergie renouvelable qui a connu le plus grand essor ces dernières années en termes de puissance installée à savoir l'énergie éolienne.

1.5 Dynamique de croissance de l'éolien

L'éolien a largement dépassé l'objectif de 40 GW pour 2010 établi dans le livre blanc en 1997 (Figure 1-9) [CE-97]. Par exemple en 2009, 39% de la puissance installée ajoutée en Europe étaient issues de l'énergie éolienne. Aujourd'hui, la puissance éolienne installée dans l'UE dépasse les 74 GW et représente 9.1 % de la capacité de production disponible pour couvrir les besoins en électricité des européens⁹ [EWEA-09] [Enerdata-09] [GWEC- 10].

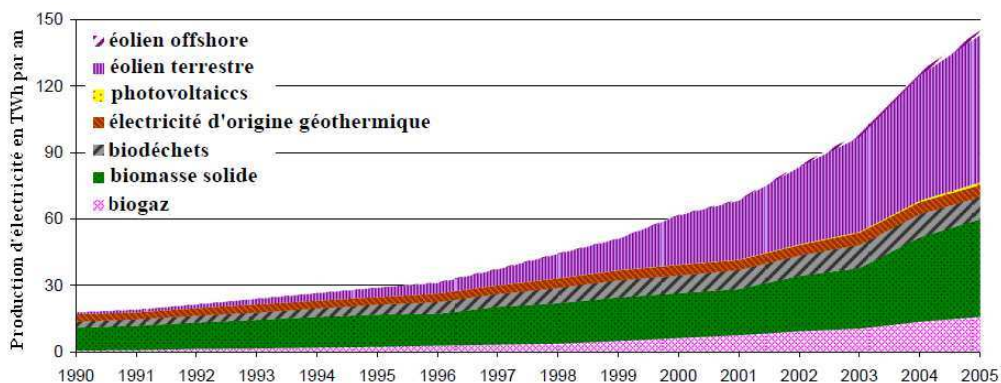


Figure 1-9 Développement de la production d'électricité à partir des sources renouvelables (sauf hydroélectricité) dans EU-25 (1990-2005) [CE-07]

⁹ La contribution de la puissance éolienne installée est passée de 2.2% en 2000 à 9% en 2009 [EWEA-09]

1.5.1 Contexte mondial actuel : l'éolien en quelques chiffres

L'énergie éolienne a connu une croissance très dynamique parmi les diverses technologies de production d'électricité. En 2009 dans le monde, 38 312 MW ont été ajoutés pour atteindre une puissance globale installée de 159 213 MW. L'Association Mondiale de l'énergie éolienne (WWEA « *World Wind Energy Association* ») avait annoncé 200 000 MW pour la fin 2010 ; (selon [GWEC-10], la puissance installée éolienne dans le monde fin 2010 était de 194 390 MW).

La puissance ajoutée en 2009 correspond à un taux de croissance de 31,7% soit le plus élevé depuis 2001. Ceci représente environ 2% de la consommation mondiale en électricité, soit 340 TWh par an [WWEA-10].

La situation de l'énergie éolienne dans l'Union Européenne est aussi très favorable. La production d'électricité à partir du vent représente une part importante de la consommation d'électricité: 119 026.21 GWh en 2008 (soit environ 4% de la demande d'électricité en Europe¹⁰).

Le classement 2009 de l'WWEA montre le leadership de l'UE en termes de puissance installée. Après les Etats Unis et la Chine, l'Allemagne conserve la troisième position avec environ 26 000 MW de puissance éolienne installée en 2009. L'Espagne, l'Italie, la France, le RU, le Portugal et la Danemark sont aussi dans le top 10 du développement mondial de l'éolien.

Position 2009	Pays	Capacité totale fin 2009 [MW]	Capacité ajoutée en 2009 [MW]
1	Etats-Unis	35.159	9.922
2	Chine	26.010	13.800
3	Allemagne	25.777	1.880
4	Espagne	19.149	2.460
5	Inde	10.925	1.338
6	Italie	4.850	1.114
7	France	4.521	1.117
8	Royaume- Uni	4.092	897
9	Portugal	3.535	673
10	Danemark	3.497	334

Tableau 1-4

Classement mondial de l'éolien [WWEA-10]

En 2010, l'UE possède la plus importante capacité éolienne installée dans le monde (avec une part de 47,9%, presque une éolienne installée dans le monde sur deux se trouvait en Europe [WWEA-10]). L'Allemagne et l'Espagne sont à la tête de cette croissance, avec 60% de la capacité installée de l'UE [GWEC-10]. La moyenne annuelle de puissance éolienne installée en Europe a sensiblement augmenté ces 15 dernières années passant de 472 MW en 1994 à 10163 MW en 2009[EWEA-09]. D'autre part, la croissance du marché en 2009 a été de l'ordre de 23% par rapport à l'année 2008 [EWEA-09].

Au-delà de ces chiffres indicatifs, ce développement ne se mesure pas seulement en termes de capacité installée et d'apport à la consommation d'électricité mais aussi par rapport à la croissance du marché, à la création d'emplois et à la maturité de cette filière comme des effets endogènes à « la bulle éolienne ».

¹⁰ En 2008, la consommation finale d'électricité en Europe-27 a été de 2 847 778.86 GWh [Enerdata-09]

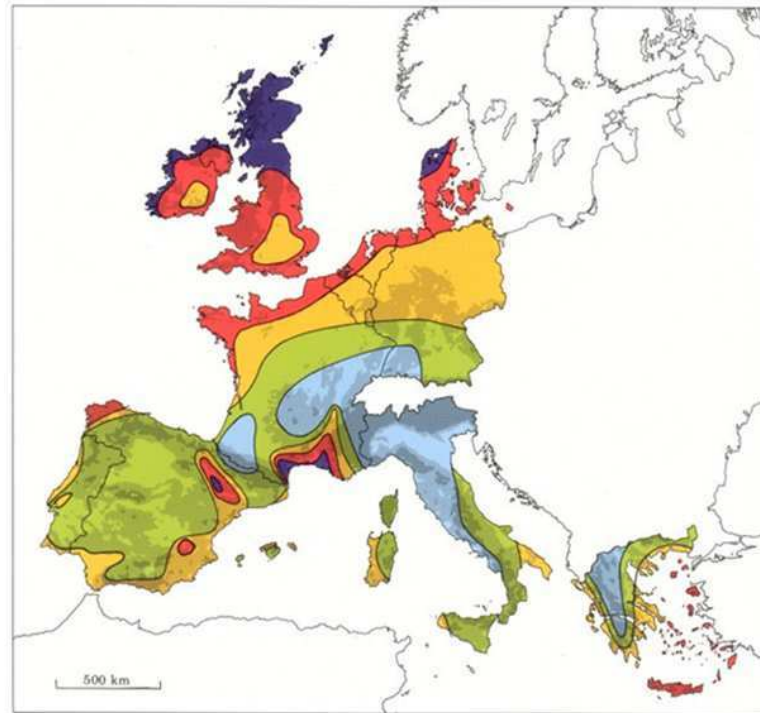
Cet important développement a permis à des acteurs européens de prendre des positions de leadership dans la fabrication des turbines éoliennes dans le marché mondial (espagnols, allemands et danois principalement). Ils devraient continuer de conserver leur rôle dans les années à venir, bien que des nouveaux compétiteurs s'affirment en Asie et en Amérique [WWEA-10]. Le géant Vestas (Danemark) a été pendant plusieurs années le principal fournisseur de turbines éoliennes au niveau mondial. En 2010 avec 12% de part de marché, Vestas continue à être le leader parmi les fabricants de turbines (suivi par Sinovel (Chine) et General Electric (Etats Unis)). Les sociétés Enercon (Allemagne) et Gamesa (Espagne) en 6^{ème} et 7^{ème} place respectivement tiennent chacun 7% du marché. De plus, le chiffre d'affaire Européen du secteur éolien a atteint 40% du marché mondial en 2009 (20 milliards €) [WWEA-10]. Ceci est accompagné de la croissance de l'emploi. Fin 2008, 160 000 personnes étaient employées dans les différentes branches du secteur éolien en Europe [EWEA-09]¹¹. Les fabricants de turbines, de composants et les développeurs de projets éoliens sont les plus importants secteurs d'embauches dans le domaine éolien. Malgré la crise économique et financière actuelle, la filière éolienne reste un secteur prometteur avec des objectifs économiques ambitieux qui pourraient être tenus en garantissant un cadre politique stable dans les années à venir.

1.5.2 L'éolien : première réponse à la problématique énergétique européenne

1.5.2.1 Les gisements de vent en Europe : ressource inépuisable

Le potentiel de développement de l'éolien en Europe reste très important. En effet, contrairement à l'hydraulique où les projets s'essouffent par manque de nouveaux sites, les sites potentiels pour l'installation de centrales éoliennes demeurent accessibles (Figure 1-10). Cette énergie, bien que plus coûteuse que l'hydraulique et moins prévisible, se développe fortement. Le frein à son déploiement est constitué par plusieurs facteurs: l'intermittence, l'intégration au réseau électrique, le cadre réglementaire et les nuisances que les installations peuvent causer d'un point de vue environnemental ou sonore.

¹¹ Selon les prévisions de l'ADEME, 16 000 emplois pourraient être générés en 2012 et 60 000 en 2010 si la France respecte les engagements du Grenelle de l'Environnement.



Ressource éolienne pour des différentes conditions topographiques dans l'UE (hauteur 50m)									
Terrain à l'abri		Terrain ouvert		Près de la côte		Mer ouvert		Crête de montagnes	
ms ⁻¹	Wm ²	ms ⁻¹	Wm ²	ms ⁻¹	Wm ²	ms ⁻¹	Wm ²	ms ⁻¹	Wm ²
> 6.0	> 250	> 7.5	> 500	> 8.5	> 700	> 9.0	> 800	> 11.5	> 1800
5.0-6.0	150-250	6.5-7.5	300-500	7.0-8.5	400-700	8.0-9.0	600-800	10.0-11.5	1200-1800
4.5-5.0	100-150	5.5-6.5	200-300	6.0-7.0	250-400	7.0-8.0	400-600	8.5-10.0	700-1200
3.5-4.5	50-100	4.5-5.5	100-200	5.0-6.0	150-250	5.5-7.0	200-400	7.0-8.5	400-700
<3.5	<50	<4.5	<100	<5.0	<150	<5.5	<200	<7.0	<400

Figure 1-10 Wind Energy Atlas “onshore”

Source: Risø National Laboratory, Denmark. [RISO-09]

Le « *Wind Energy Atlas* » de la Figure 1-10, illustre la distribution du gisement éolien terrestre à l'échelle européenne. Bien que ce soit l'Allemagne et l'Espagne qui aient connu le plus fort développement de l'éolien, ce sont la France et le Royaume-Uni qui possèdent les plus importants gisements de vent pour l'exploitation de l'éolien terrestre, avec une panoplie de vitesses supérieures à 4 m/s. Le « *Wind Energy Atlas* » pour l'éolien offshore montre aussi un important gisement, avec des vitesses supérieures à 7 m/s aux abords des côtes du Royaume-Uni.

Cela montre que le degré de développement de l'éolien dans un territoire particulier n'est pas déterminé par la disponibilité du gisement de vent. Il apparaît que les pays ayant une plus grande disponibilité de la ressource éolienne ne sont pas les plus développés en termes de capacités installées de l'énergie éolienne. Plus que la disponibilité de la ressource, le développement de l'éolien a besoin d'autres conditions pour renforcer le déploiement de cette technologie (principalement le niveau soutien économique et un cadre politique stable et prévisible).

Le choix de l'ensemble « technologie des turbines à installer et site d'exploitation » est très important, en vue de tirer le meilleur profit technique et économique des projets éoliens. Comme le coût d'investissement ne dépend pas du site, l'efficacité d'un projet éolien dans le long terme dépend de manière cruciale de la vitesse du vent du site. Lorsque la vitesse du vent augmente de 6 à 10 m/s (environ

64%), la production d'électricité augmente de 134% (la production d'électricité éolienne dépend du cube de la vitesse du vent cf. Chapitre 3.) [EWEAa-09]. Un changement de vitesse du vent de quelques pourcents peut avoir de larges différences d'un point de vue financier pour un projet donné.

1.5.2.2 Progrès technologiques de la filière éolienne

Les premières turbines éoliennes pour produire de l'électricité datent de 1890. Ne produisant que quelques kilowatts pour couvrir des besoins domestiques et agricoles, ces turbines sont les pionnières du développement de l'éolien du 21^{ème} siècle. Aujourd'hui, des éoliennes de quelques mégawatts sont installées et raccordées au réseau de transport pour produire de l'électricité à grande échelle.

La forte dynamique de développement de la filière éolienne au cours de ces vingt dernières années a été principalement motivée par les politiques d'incitation au prix garanti et par la réduction des coûts des turbines obtenue grâce aux progrès technologiques. Avec l'apport de l'innovation industrielle, la fiabilité et les performances techniques ont, elles aussi, augmenté.

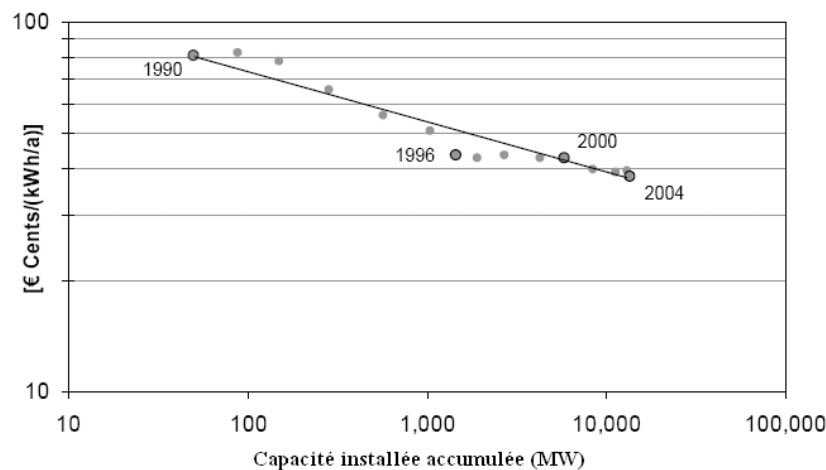


Figure 1-11- Prix des turbines éoliennes par kWh d'électricité produite annualisée en Allemagne Source : [KLE-05]

A titre d'exemple, nous évoquons le cas Allemand, illustrée dans la Figure 1-11-. Le prix d'une turbine éolienne est passé de 80 à 38 €/MWh/an¹² entre 1990 et 2004 [KLE-05] [MEN-07]. Ceci correspond à une réduction des coûts d'environ 53% au total entre 1990 et 2004 et à un taux d'apprentissage moyen de 5,1 % par an. Lors de l'étape de démarrage, entre 1990 et 1992, une stagnation du coût de production était constatée, suivie d'une forte baisse entre 1992 et 1996. Entre 1996 et 2000, une stabilisation du prix est observée, suivie par une deuxième période de faible baisse jusqu'en 2004. Cela correspond à la décroissance des coûts, à l'effet de l'augmentation de la taille (de la puissance des turbines : construction de turbine de plus de 1MW) et aux performances techniques obtenues dans le processus de fabrication [KLE-05]. La filière éolienne atteint aujourd'hui une importante maturité technologique et des

¹² Le prix par kW d'une turbine éolienne est calculé de la façon suivante : le prix par kW est divisé par la quantité moyenne d'électricité produite par an par rapport à un site de référence (vitesse du vent 5,5 m/s avec une altitude de 30 m), ce prix diffère du prix de l'électricité exprimée en €/kWh [KLE-05].

améliorations technologiques sont encore prévues (notamment dans le domaine des aimants permanents pour la génératrice). Le développement économique de la Chine et le fort investissement des Etats-Unis dans la technologie éolienne conduit à penser intuitivement que ces coûts auront une tendance à la baisse. Ces deux pays représentent ensemble 38.4% du total du marché mondiale de l'éolien en 2009 [WWEA-10].

1.5.2.3 Le coût de la technologie éolienne

La production d'électricité à partir du vent nécessite non seulement une disponibilité de la ressource la plus optimale possible (comme vue précédemment) mais également un couplage avec la technologie la plus performante possible. Le coût du combustible étant nul, la technologie et son coût vont peser lourdement dans le prix de production d'un kWh d'électricité éolienne. Autrement dit, le coût d'investissement et les coûts de fonctionnement et de maintenance (O&M) sont les principales variables qui permettent de calculer le coût de production d'électricité pour un site donné. La durée de vie des turbines, et le taux d'actualisation sont également des paramètres qui interviennent dans ce calcul. Les principales incertitudes sur le coût de la production éolienne sont la durée de vie ainsi que le nombre d'heures de fonctionnement.

Parmi cet ensemble de coûts, ceux relatifs à l'investissement sont les plus importants et représentent environ 70 à 75% [MOR-09], [EWEA-03] du coût total de production d'électricité à partir du vent. En effet, l'éolien est considéré comme une technologie intensive en capital : « *capital-intensive technology* » par rapport aux centrales à base de combustibles fossiles (par exemple, les centrales à gaz, où les coûts d'opération et maintenance sont les plus élevés). Bien que ces coûts se soient réduits notablement ces dernières années grâce aux économies d'échelles (résultat de l'augmentation de la taille de la turbine et de l'amélioration des performances techniques), ils restent néanmoins les composants majeurs du vecteur de coût. En effet, le coût de la turbine représente 74 à 82% de coûts de l'investissement. Le reste du coût correspond à l'infrastructure électrique, aux fondations, à la planification, au raccordement et aux divers aspects de tout projet de construction d'une centrale électrique.

Il existe cependant entre ces divers coûts des différences significatives dans chaque pays; différences liées à la taille moyenne des turbines installées et au régime du vent du site. En général, le coût d'investissement par kW installé se trouve dans une fourchette de 1100 à 1400 €/kW (avec une moyenne de 1225€/kW) (€ 2006) [MOR-09].

Les coûts de fonctionnement et de maintenance ou *Operating & Maintenance* en anglais (O&M) dépendent de la taille et du type des turbines. Les principales composantes variables dans ce coût sont l'assurance, la maintenance régulière, les coûts de réparation, les pièces de rechange (en anglais « *Spare parts* ») et la gestion administrative. En tenant compte de ces facteurs, les coûts variables estimés sont d'environ 1.2 à 1.5 c€/kWh (1.45 c€/kWh en moyenne) sur la durée totale de vie de l'installation [MOR-09]¹³. Cette fourchette est basée sur le résultat des expériences en Allemagne, Espagne, Danemark et au

¹³ Compte tenu de la jeunesse relative du secteur éolien, il y a seulement un nombre limité de turbines qui ont atteint la durée de vie de 20 ans [MOR-09].

RU. Il est constaté selon ces expériences, que les coûts O&M sont corrélés positivement avec l'âge de la turbine. A titre indicatif, une durée de vie de 20 ans est normalement disponible sur le marché. Lors des premières années de fonctionnement (typiquement en deçà de 6 ans), ces coûts sont très bas, car ils sont notamment couverts par la garantie des fabricants. Ensuite, ils augmentent considérablement jusqu'à la fin de vie de la turbine. Ceci a comme conséquence le déclenchement de nouvelles dépenses en réparation et pièces remplacées. Cet effet doit cependant être contrebalancé par l'existence d'économies d'échelle découlant de l'augmentation de la taille des turbines et de l'amélioration constante de la technologie éolienne aux niveaux de sa performance et de sa fiabilité.

L'estimation du coût moyen de production de l'électricité éolienne reste assez polémique, notamment lorsque les politiques d'incitations ou mesures réglementaires doivent être décidées. Le coût de production d'électricité par kWh est traditionnellement calculé comme étant la somme des coûts du capital et d'O&M étalés sur la durée de vie de l'installation divisée par la production annuelle d'électricité. Cette opération nous donne donc le coût unitaire moyen de production de l'électricité calculée sur la durée de vie de l'installation. La production d'électricité est donc le facteur déterminant dans le calcul du coût du kWh. Cela dépend, comme indiqué plusieurs fois dans ce chapitre, en premier lieu du choix stratégique du site [EWEA-03]. Ensuite, du choix de la taille de la turbine qui, selon les tailles disponibles dans le marché, peuvent aller jusqu'à quelques MW.

Il convient donc de mener une *analyse du coût complet* comme indiqué par le rapport EWEA « *The Economic of Wind Energy* » (2009). Dans ce cadre et en considérant les hypothèses précédentes, nous présentons la fourchette de variabilité de coûts en fonction des heures de fonctionnements dans la Figure 1-12 (pour des coûts d'investissements de 1100 et 1400 €/kW). Pour des sites faiblement ventés, les coûts sont de l'ordre de 8 à 11€/kWh et d'environ 5 à 7 c€/kWh pour les meilleurs sites près des côtes, principalement au RU, en France, Irlande et Danemark, et avec un taux d'actualisation entre 5% et 10% [MOR-09]¹⁴, [Risφ-09].

¹⁴ A titre de comparaison, les coûts de l'éolien off-shore sont d'environ le double des coûts de l'éolien on-shore. En tenant compte du potentiel de cette filière, cette hiérarchie des coûts pourrait changer dans les prochaines années. En effet, les vitesses de vents régulières en mer et les progrès technologiques permettent d'envisager un fort développement de cette filière bien que d'autres risques apparaissent et ne sont pas encore estimés avec certitude (O&M, corrosion, sécurité,...)

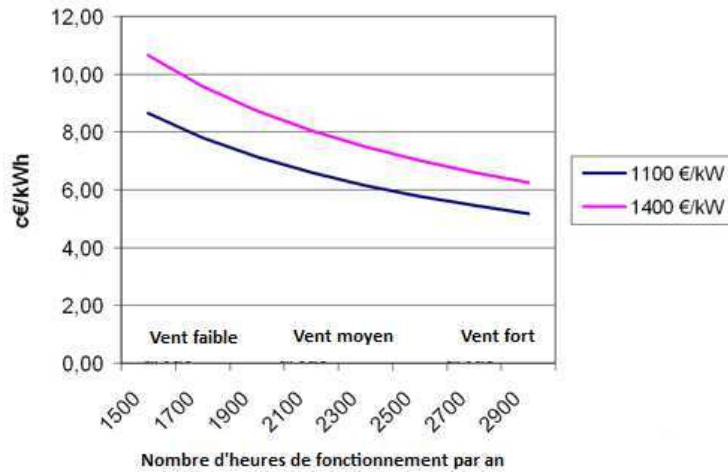


Figure 1-12 Coût de production de l'électricité éolienne par kWh comme fonction du régime du vent

Source [Risφ-09]

Comment vont évoluer ces prix à l'avenir ? La Commission Européenne [CE-07] suppose que les coûts d'investissement se réduiront de 948€/kW (2006) à 826€/kW en 2020 et passeront à 788€/kW en 2030. Ces réductions de prix dépendent du taux d'apprentissage technologique et de la maturité de la filière ainsi que des économies d'échelles.

1.5.2.4 L'équation éolien = Gaz à Effet de Serre évités

Parmi les sources d'énergie renouvelable, l'éolien apparaît comme l'une des plus propres et attractives, ce qui explique en partie sa forte émergence dans le nouveau bouquet énergétique. En plus d'être une ressource inépuisable, il s'agit d'une énergie sans déchet.

En effet, d'un point de vue environnemental, une éolienne n'émet pas de CO₂ si l'on ne regarde que les émissions causées par la combustion directe du combustible, donc du «vent», dans la production de l'électricité. Cependant, lorsque l'on considère également les sources d'émission indirecte¹⁵, il s'avère que l'éolien assume également une certaine responsabilité dans les émissions. L'étude de l'**Université de Louvain**, « Emissions indirectes de Gaz à effet de serre des centrales à émission zéro » [VOO-00], estime, à l'aide de l'analyse du cycle de vie (ACV), les émissions indirectes de GES suite à la construction, à l'entretien et à la démolition des technologies de production d'électricité considérées alternatives (à savoir les centrales nucléaires, les turbines éoliennes, les systèmes photovoltaïques, les centrales hydro-électriques et les centrales à biomasse). Pour la plupart des énergies alternatives, ces émissions indirectes sont relativement faibles par rapport à l'émission directe des unités brûlant de combustibles fossiles. Le comparatif donné par [VOO-00] montre, dans cette optique, un niveau d'émissions pour l'éolien de 9 gCO₂/kWh¹⁶ contre 7 gCO₂/kWh pour le nucléaire, 60 gCO₂/kWh pour le solaire photovoltaïque, 400

¹⁵ L'acier utilisé dans la fabrication de la tour est le principal responsable dans les émissions, alors que les matériaux synthétiques des pales de la turbine et les fondations en béton jouent un rôle restreint. L'entretien et la démolition sont quasi négligeables [VOO-00].

¹⁶ Pour de zones côtières.

gCO₂/kWh pour la production thermique décentralisée, et 850 gCO₂/kWh pour les groupes charbon [VOO-00]. (Figure 1-13).

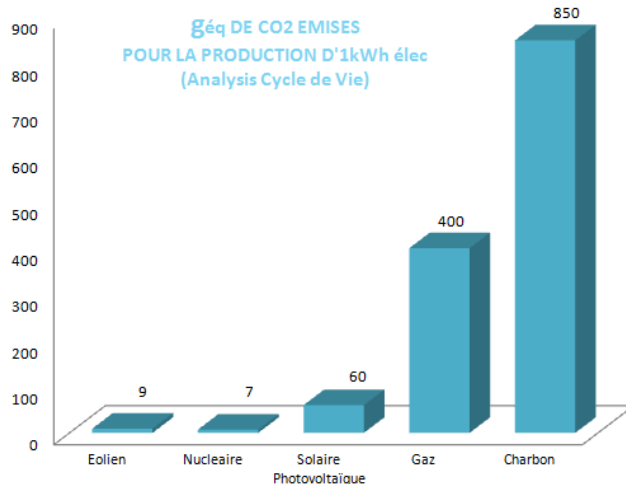


Figure 1-13 Comparaison d'émission de tonnes de CO₂ par source d'énergie renouvelable
Source [VOO-00]

Dans ce contexte, l'évaluation des économies de CO₂ potentielles par la réduction d'utilisation du parc de production centralisée, en faisant recours à la maîtrise de la demande d'électricité et à l'insertion massive des EnR, nécessite l'évaluation du contenu de CO₂ du kWh électrique. Le calcul du contenu en carbone (CO₂) de l'électricité est un enjeu particulièrement important et sensible en Europe. En effet, il permet d'évaluer les actions à mener dans la lutte contre le changement climatique et impacte ainsi les politiques énergétiques européennes.

De manière générale, chaque kWh produit par une éolienne évitera des émissions de CO₂ et l'appel aux combustibles fossiles. L'étude [MOR-09] indique que l'éolien évite en moyenne 690 g de CO₂ par kWh produit par rapport au fioul¹⁷. Ainsi, 42 M€ de combustible sont évités pour chaque TWh d'électricité produite par des éoliennes (en supposant 25€/tCO₂ et un baril de pétrole valant 90\$)[MOR-09]. A titre d'exemple, les 8430 MW installés dans l'UE en 2008, éviteront en moyenne 16 Milliard €¹⁸ de combustibles pendant la durée de vie des installations¹⁹. Ce calcul se propose seulement d'estimer les coûts évités en combustible lors de la participation des éoliennes dans la production d'électricité. Cela reste valide dans le cadre d'un apport marginal de l'éolien. En revanche, l'étude de l'Institut Montaigne indique qu'en raison de son intermittence et du degré d'imprévisibilité, le développement de l'éolien devrait conduire à une augmentation du dimensionnement des réserves d'équilibrage permettant de palier les aléas quotidiens entre l'offre et la demande et donc une augmentation des émissions [BIE-08]. Ce point soulève un véritable problème méthodologique et aucune solution ne bénéficie aujourd'hui d'un véritable consensus.

¹⁷ [MOR-09] prend cette valeur comme la valeur moyenne en Europe pour comptabiliser le CO₂ évité par l'éolien, effectivement cette assomption dépend du mix énergétique étudié.

¹⁸ Ces calculs sont faits par l'auteur en fonction des assomptions en [MOR-09]

¹⁹ Une hypothèse de 2250 heures de fonctionnement en moyenne par an a été retenue pour les calculs.

En effet, aujourd'hui la valeur du bénéfice de l'éolien dans la production d'électricité et dans la réduction des émissions de CO₂ est un sujet qui fait débat. L'étude du [BIE-08] est centrée sur le parc de production français. Il est estimé que jusqu'à 5GW de puissance installée éolienne en France, le surcoût occasionné serait quasiment nul, pour 10 GW il serait nécessaire d'envisager quelques MW de réserve supplémentaire, ce qui reste raisonnable. Mais, au-delà, l'éolien induirait de coûts substantiels dans le dimensionnement des réserves.

Face aux moyens de production conventionnels, la non polarisation des opinions sur les bénéfices de l'éolien dans la lutte contre le changement climatique permet de tirer néanmoins une conclusion intéressante. L'éolien répond assez positivement à l'objectif de structurer un parc d'électricité moins émetteur de GES certes, mais jusqu'à un certain seuil²⁰. L'estimation de ce niveau d'apport optimal de l'éolien dans le parc de production d'électricité permettrait in fine de chiffrer les véritables avantages du développement de cette source à grande échelle. Le seuil optimal dépendra entre autres de la composition du parc de production, du volume de réserves d'équilibrage de chaque pays et du niveau de variabilité de l'éolien. Mais il pourrait être compensé par les renforcements des interconnexions au niveau européen, l'amélioration des outils de prévision, et quand cela est possible, par le foisonnement des centrales éoliennes à l'échelle d'un territoire.

1.5.3 L'avenir de l'éolien : quelles sont les perspectives de croissance ?

A l'échelle européenne, les perspectives de croissance de la filière éolienne restent très favorables. Vis-à-vis du respect des engagements environnementaux, les autorités gouvernementales ont mis en place divers systèmes incitatifs pour stimuler les investissements. Les objectifs de ces dispositifs sont de rendre les projets en énergies renouvelables rentables pour un investisseur. En effet, ces soutiens économiques, qui seront abordés dans le deuxième chapitre, ont permis de soutenir jusqu'à présent la croissance de l'éolien et devraient continuer à supporter les perspectives de croissance de la filière éolienne dans l'optique d'un scénario favorable à leur développement.

Plusieurs scénarios de croissance de l'éolien sont proposés dans la littérature. Premièrement, les scénarios prévisionnels de recours à l'éolien présentés par l'WWEA préconisent, sur la base d'un taux de croissance accéléré de l'éolien, une capacité totale installée dans le monde de 1 900 000 MW en 2020 (Figure 1-14).

²⁰ Cette question reste complexe à démêler. Le niveau optimal d'apport de l'éolien peut être défini comme le niveau de puissance installée dont le besoin en réserve supplémentaires reste avantageux par rapport aux centrales conventionnelles (par exemple par rapport à la production thermique).

Capacité éolienne totale installée 1997-2020 [MW]
Développement et prospective

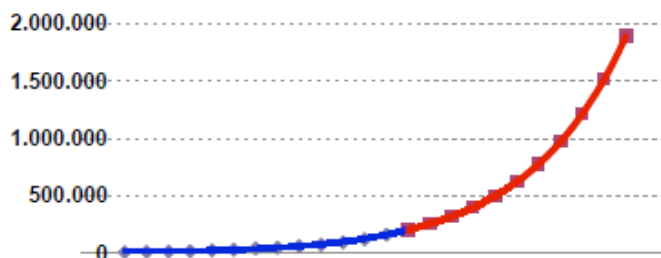


Figure 1-14 Développement et prospective de l'éolien

Source [WWEA-09]

D'autre part le GWEC, dans sa version 2008 en se basant sur la version 2007 du « *World Energy Outlook* » [WEO-07] [GWEC-08], propose trois scénarios prospectifs mondiaux de l'éolien à partir de 2007. Le scénario de « *référence* » est le plus conservatif. Celui-ci tient compte de la structure des politiques actuelles telles qu'elles sont mises en place, mais introduit aussi les effets des réformes dans le marché du gaz et de l'électricité, la politique de libéralisation des échanges transfrontaliers et la présence des politiques climatiques. Selon ce scénario, en 2010, 139 GW de capacité éolienne produiraient 304TWh pour couvrir 1.7% du total de la demande d'électricité. Ceci a été largement dépassé en 2009 et a atteint 159 213 MW. En 2020 la capacité totale installée envisagée est de 352 GW et produira 864 TWh, ce qui représente entre 3.6 et 4.1% de la production totale d'électricité (on voit des écarts importants entre les prévisions de l'WWEA et le GWEC). En 2030, 500 GW de puissance éolienne permettront de couvrir 4.2 à 5.1% de la demande globale. Les deux autres scénarios appelés « *modéré* » et « *avancé* » prévoient en 2020 avec un taux de pénétration de l'éolien respectivement de 8.2% et 12.6% [GWEC-08]. Ces scénarios sont beaucoup plus optimistes vis-à-vis des objectifs mondiaux de développement des EnR et de l'implantation des politiques incitatives en sa faveur. Ces projections peuvent être modifiées à cause des variations dans la prévision de la demande et des enjeux politiques et économiques non pris en compte.

Où se situe l'Europe dans ces projections? Plusieurs sources quantifient l'importance que pourrait prendre l'énergie éolienne dans les prochaines années en Europe [WEO-07], [EWEA-09], [WWEA-10]. Tout d'abord, les projections énoncées par le WEO de 2007 montrent l'éolien comme le principal acteur, parmi les énergies renouvelables, dans la production d'électricité au-delà de 2030 (voir Figure 1-15) [WEO-07]. En effet, la ressource hydraulique est déjà suffisamment développée et ne devrait pas connaître de rupture technologique majeure.

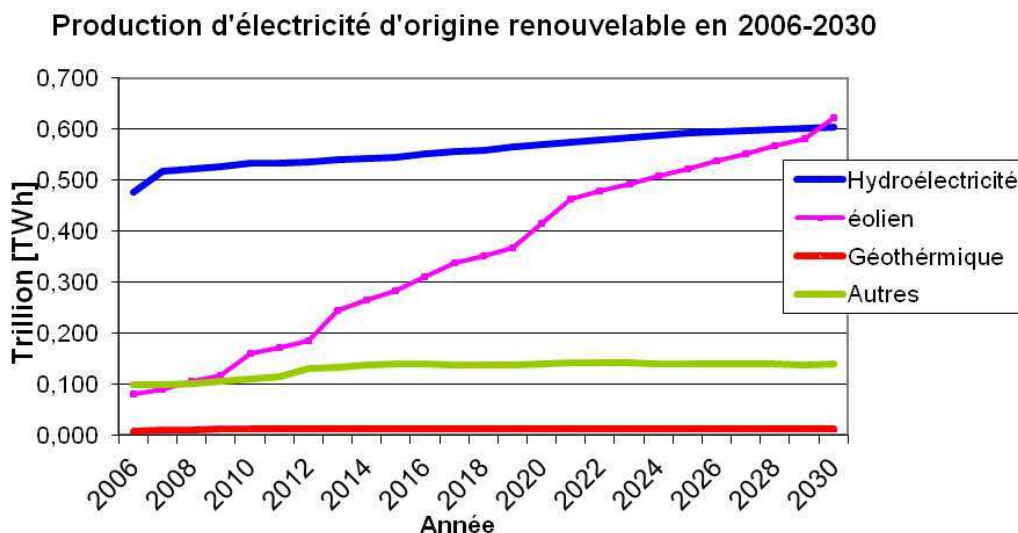


Figure 1-15 Production d'électricité d'origine renouvelable en Europe OECD
Source [EIA-09]

Dans le scénario le plus optimiste du GWEC [GWEC-08], c'est-à-dire le scénario « *avancé* », avec 213 GW en 2020, l'Europe aura 19% de la capacité totale installée dans le monde. Les Etats Unis domineront avec 23% du total du marché et la Chine derrière l'UE avec le 18% du marché. D'autre part, les prévisions pour 2030 sont de 353 GW de puissance éolienne cumulée dans l'UE. Finalement, selon un rapport de la plate-forme technologique européenne consacrée à l'énergie éolienne, l'éolien pourrait fournir jusqu'à 28 % de l'électricité de l'UE d'ici 2030²¹. Indépendamment de l'écart parmi les estimations, tous ces scénarios montrent le fort essor de la filière éolienne avec un important taux de pénétration dans la production d'électricité pour les deux décennies à venir.

Par ailleurs, définir le terme « haute pénétration de l'éolien » n'est pas un exercice simple. Des mesures de capacité et d'énergie sont normalement utilisées. Cette notion du taux de pénétration de l'éolien doit être résolue. Plusieurs auteurs estiment le taux d'insertion de l'éolien comme étant le rapport entre la capacité éolienne installée et la capacité installée totale du système [HOL-07], [KLE-05]. D'autres définissent ce paramètre comme le rapport entre l'énergie éolienne fournie et l'énergie totale consommée pendant une période donnée (principalement une année) [NRL-04]. Enfin, une minorité d'auteurs définissent ce paramètre comme le rapport de la production éolienne sur la consommation de pointe. Nous retiendrons par la suite de nos analyses la notion de taux de pénétration (ou taux d'insertion) comme le rapport entre l'énergie éolienne produite et l'énergie totale produite (en %). En effet, il semble plus intéressant de parler en termes d'énergie qu'en termes de capacité installée à cause de la disponibilité attachée à la ressource vent et à la variabilité de la production (n'étant presque jamais 100% de la capacité disponible).

²¹ L'éolienne victime du lobby nucléaire Le Monde 02-09-08

1.6 L'éolien est-il sans défaut?

De manière générale, le vent est une ressource inépuisable à l'échelle de la planète ce qui garantit une certaine sécurité d'approvisionnement. De plus, le développement de l'éolien permet d'envisager un rôle clé dans la production d'électricité de demain. Cependant, le vent est par nature incontrôlable et dépendant d'aléas météorologiques. Cette intermittence peut créer des défaillances, notamment pour répondre aux besoins en puissances des réseaux.

Les conséquences d'un parc d'électricité à 5%, 10% ou 20% intermittent sur le fonctionnement des réseaux électriques méritent une grande réflexion. A ce jour, le Danemark est le seul pays ayant la plus forte part d'électricité d'origine éolienne à hauteur de 20% [WWEA-10]. De plus, cet exemple est isolé de la nature classique des réseaux électriques étant donné la particularité du parc éolien danois, la taille des centrales et le raccordement au niveau du réseau de distribution [UCTE-07].

Dans la suite de ce chapitre nous évoquerons certains événements qui mettent en évidence les limites de la technologie utilisant l'énergie du vent pour produire de l'électricité. Ces exemples peuvent nous donner des réponses clés quant à la nature des exigences des réseaux électriques et des installations éoliennes des prochaines années.

1.6.1 La panne d'électricité du 4 novembre 2006

Un réseau électrique doit toujours maintenir l'équilibre entre la production et la consommation; toute modification de cet équilibre affectera la fréquence. Confronté à un déséquilibre production consommation significatif, une perte de production entraînera une baisse de la fréquence du réseau tout entier. Lorsque la fréquence sort de la plage prédéfinie (par exemple, pour les réseaux électrique européen, +/- 5% de la valeur nominale de 50 Hz), des centrales d'appui répondent automatiquement en réglant leur production dans le but de rétablir l'équilibre et donc la fréquence du système. Au-delà de cette plage, des effets en cascade (perte de centrales de production ou d'une ligne électrique, surcharge d'autres lignes, perte de synchronisme des unités de production, etc.) peuvent conduire à la perte de la continuité du service. La problématique de la tenue en fréquence met en avant le défi technique de l'intégration de l'éolien dans les réseaux électriques. La réaction des éoliennes lors de la panne d'électricité du 4 novembre 2006 en est l'exemple.

Une manœuvre classique, qui exigeait la coupure d'une double ligne de 380kV enjambant la rivière Ems au nord-ouest de l'Allemagne pour permettre le passage d'un bateau voulant quitter son chantier naval, a été l'origine du plus important incident au sein des pays membres de l'Union pour la Coordination du Transport d'Electricité (UCTE, en anglais *Union for the Coordination of Transmission of Electricity*). Bien que des erreurs humaines et organisationnelles soient à l'origine du défaut, les conséquences de cet événement ont fait émerger le problème de la vulnérabilité du réseau interconnecté européen (et entre autre les défaillances des centrales éoliennes en réponse à des incidents du réseau). En effet, cette opération a eu comme conséquence la surcharge d'une autre ligne à haute tension, entraînant ensuite une division du réseau UCTE en trois zones comme illustrée par la Figure 1-16. Les zones 1 (ouest) et 3 (sud-est) se sont retrouvées en sous-production. La zone 2 (nord-est), au contraire, a souffert

d'un excès de production et opérait donc en sur fréquence. Lors de la propagation du défaut, les lignes de transport étaient très sollicitées à cause des échanges transfrontaliers. Le découplage et le recouplage des éoliennes ont augmenté la fréquence des oscillations dans le réseau interconnecté.

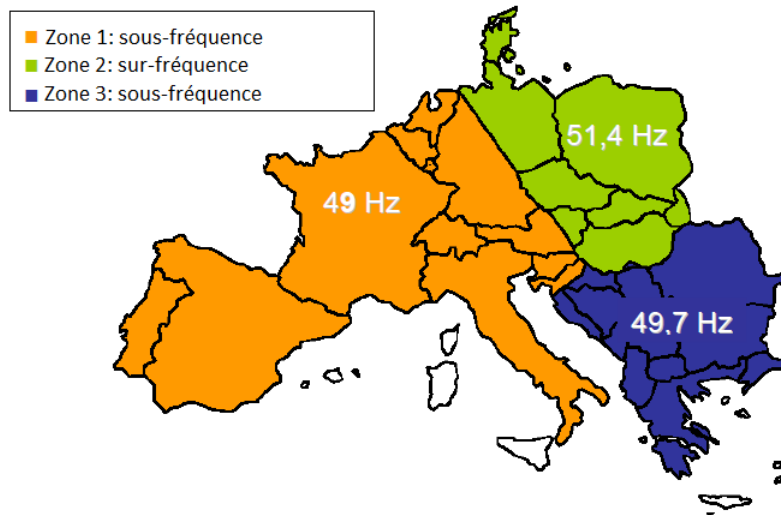


Figure 1-16 Séparation du réseau UCTE en 3 zones désynchronisées lors de la panne d'électricité du 4 novembre 2006

Source [UCTE-07b]

La cause initiale de l'incident était la mauvaise programmation de la manœuvre. Mais le morcellement du réseau allemand, la mauvaise coordination de la part des gestionnaires du réseau de transport, le non-respect du *critère N-1*²² ont fortement contribué à la propagation du défaut et aux difficultés de restauration des conditions normales de fonctionnement. A cela s'ajoute la réaction de centrales éoliennes tout au long du réseau électrique européen. En effet, quelques secondes après le défaut, comme conséquence des fortes fluctuations de fréquence, environ 10200 MW produits par des éoliennes se sont déconnectés intempestivement du réseau. La capacité de production des fermes éoliennes perdue a atteint une capacité de 4112MW dans la zone ouest (hors Belgique) et de 6110 MW dans zone nord-est comme publié par l'UCTE dans son rapport [UCTE-07] [RTE-06].

Dans la zone 1, le déclenchement des éoliennes a engendré des conséquences néfastes. La perte de 2800MW d'énergie éolienne en Espagne, la rupture de l'interconnexion avec le Maroc perte d'une importante capacité de production éolienne au Portugal, ainsi que le délestage de 5200MW de consommation en France, ont été les faits les plus importants dans la zone 1. De plus, les centrales éoliennes et de cogénération sont principalement connectées au réseau de distribution alors que les gestionnaires de transport n'ont aucun contrôle sur ce type de production décentralisée. D'une manière générale, les obligations de continuité de service pour les centrales connectées au réseau de distribution sont moins fortes que celles directement connectées au réseau de transport et soumises à un événement imprévu. Lors d'une chute de fréquence de 50 Hz à 49-49,5 Hz comme cela a été le cas ici, les éoliennes vont répondre en se déconnectant du réseau immédiatement.

²² La règle du N-1 consiste à prévoir que tout événement seul entraînant une perte de production (production, compensateur, ligne de transport, transformateur) n'affectera pas le fonctionnement de l'ensemble du système électrique. C'est-à-dire que le système électrique doit être en mesure de poursuivre son fonctionnement sans engendrer de situation non maîtrisée pouvant conduire à un incident de grande ampleur, voire un « black-out » [RTE-06].

Ceci explique les 40% de la totalité du parc de production éolien effacés au moment de la perturbation. Les 60% du parc éolien restant et les 30% du parc de cogénération de cette zone ont disparu du fonctionnement quelques secondes et se sont reconnectés après.

Dans la zone 2, en sur-production, le déclenchement automatique de la production éolienne a permis, en parallèle à d'autres manœuvres, de restaurer la fréquence nominale de fonctionnement après les premières secondes de la perturbation. Cette zone a connu un impact de la défaillance plus limité que les deux autres en sous-fréquence.

La coupure de la ligne électrique a affecté principalement les moyens de production décentralisés, notamment l'éolien et la cogénération. Cependant, la présence de réserves de production suffisantes et des délestages dans chacune des deux zones en sous-fréquence ont permis de restaurer la fréquence en un temps relativement court. Il est intéressant de noter que le recouplage des éoliennes en zone 1 a été fait sans aucun contrôle des gestionnaires des réseaux de transport ni des gestionnaires des réseaux de distribution. La reconnexion spontanée a été un facteur nuisible qui a entraîné une augmentation de la fréquence, augmentation qui a demandé des actions rapides de délestage et de baisse de production de certaines centrales. Dans la zone 2, la déconnexion automatique des éoliennes a permis de réduire la fréquence progressivement au niveau normal de fonctionnement. Lors du recouplage automatique, ceci a entraîné une nouvelle élévation de fréquence, rapidement réglée par le délestage de centrales qui opéraient déjà dans leur limite de fonctionnement. La Figure 1-17 illustre l'évolution de la fréquence entre 22h00 et 23h00 pour le découpage en zones de l'incident du 4 novembre 2006.

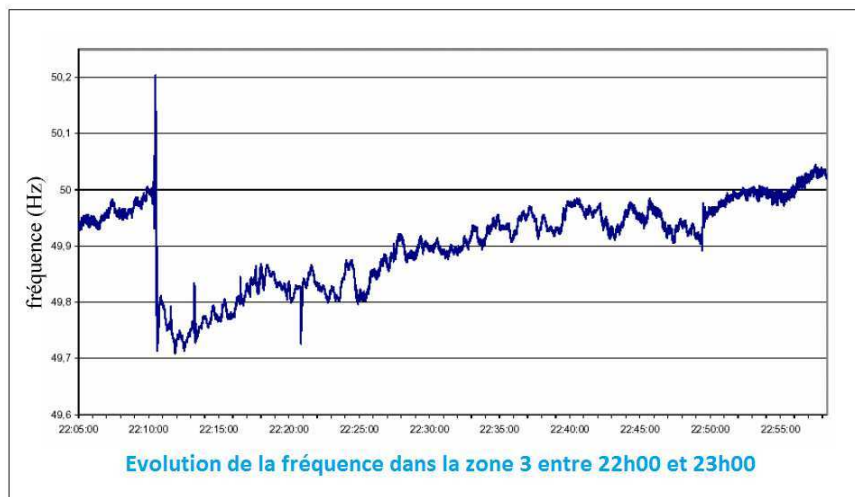
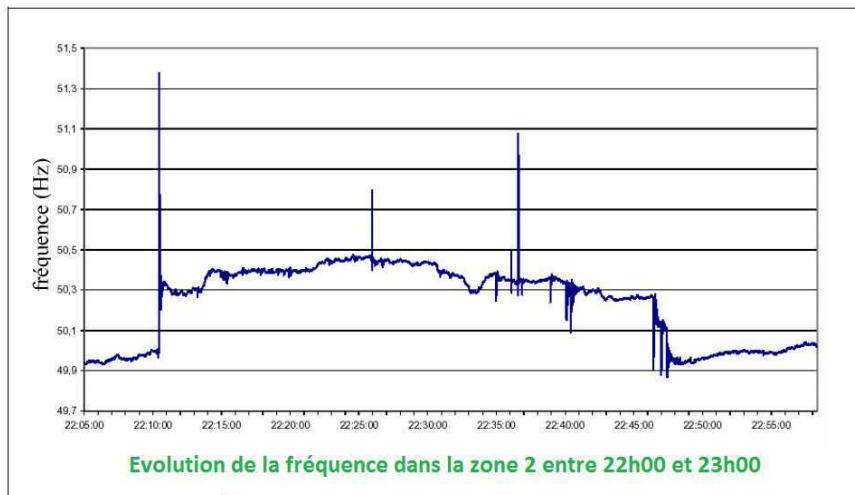
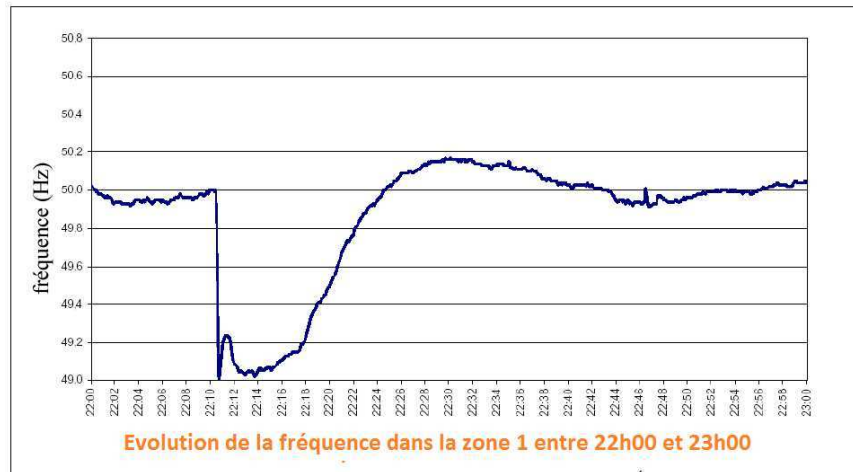


Figure 1-17 Evolution de la fréquence dans les zones 1, 2 et 3 entre 22h et 23h pour la panne d'électricité du 4 novembre 2006.

Source [CRE-07]

La restauration totale du service a été achevée dans un délai de 20 minutes et la situation de fonctionnement normale dans les plages de fréquence et de tension normales a pris 2 heures.

Si bien la production décentralisée, et particulièrement d'origine éolienne, n'est pas la cause de la panne du 4 novembre 2006, la déconnexion et reconnexion incontrôlée des éoliennes, sont des facteurs qui ont contribué à aggraver la situation globale du système. Le comportement non prévu des éoliennes et l'absence de contrôle des gestionnaires de réseaux de transport mettent en évidence l'une des plus importantes limites d'un système à forte contribution de production éolienne. En effet, lors de la propagation du défaut à l'échelle du réseau interconnecté européen, c'est le réseau qui a dû s'adapter au fonctionnement erratique des éoliennes et non pas l'inverse. Cet exemple de défaillance a mis donc en avant la fragilité de la connexion des centrales éoliennes à réagir lors d'une perturbation de fréquence et aux problèmes de tension.

Le comportement des éoliennes face aux problèmes de fréquences étaient, cependant, déjà connus. A titre d'exemple, selon les résultats donnés par le rapport de l'UCTE, les éoliennes danoises n'ont pas souffert du découplage lors du défaut. 100% des éoliennes sont restées connectées pendant la perturbation, 90% de ces éoliennes sont connectées au réseau de distribution. Des exigences techniques ont été nécessaires pour permettre le raccordement des fermes éoliennes dans les réseaux de distribution danois, des codes et réglementations d'accès ont été modifiés afin que ces nouvelles sources contribuent au soutien du réseau en cas de défaut. A la lumière de cet incident, l'exemple danois devrait être probablement élargi à l'échelle de l'interconnexion européenne. L'Espagne et l'Allemagne font des efforts dans le développement d'un cadre réglementaire fixant les exigences techniques des éoliennes pour le raccordement au réseau électrique.

1.6.2 Black out au Texas, 26 février 2008

Le blackout qui a eu lieu au Texas le mardi 26 février 2008, à cause de la perte de production éolienne, a attiré l'attention des autorités et des principaux acteurs du secteur électrique. En effet, le Texas est le plus important développeur de production éolienne aux Etats-Unis. De nombreux projets de constructions de nouvelles lignes de transport afin d'accueillir massivement cette énergie dans les réseaux sont envisagés dans les années à venir. Selon l'*American Wind Energy Association* (AWEA), fin 2008, la capacité éolienne installée au Texas était de 7 118 MW, cela représente 5,3% de la capacité totale de production d'électricité du Texas en 2008. Le Texas consolidait donc sa position de leader de l'éolien avec environ 28% du total de la puissance éolienne installée aux Etats-Unis [AWEA-09]²³.

Selon ERCOT (*Electric Reliability Council of Texas*) [ERCOT], un effacement important de la production éolienne à la suite d'une indisponibilité du vent dans l'ouest du Texas a eu lieu le 26 février 2008. Une augmentation de la demande est survenue en même temps en raison d'une élévation de la température. La perte de production a atteint 1400 MW de puissance éolienne (baisse de 1700MW à 300MW de puissance disponible) alors que la demande a augmenté de 31200MW à 35612MW. Le résultat de ces deux événements a été la chute de la fréquence du système.

²³ Puissance éolienne installée aux Etats Unis fin 2008 : 25 300MW [AWEA-09]

Compte tenu des contrats de délestage existants dans cette région, la perturbation n'a pas eu d'impact majeur sur l'ensemble des consommateurs. Ces clients participants avec des contrats de délestage ont été rétablis en 90 minutes et la perturbation a eu une durée totale d'environ 3 heures.

Selon le responsable d'ERCOT, cet événement soulève les défis d'adaptation des systèmes dans le contexte d'insertion massive de l'éolien. En effet, la pénétration de cette énergie intermittente nécessite la mise en place de nouveaux modes de gestion ou de secours lorsque le vent ne souffle pas. Une attention particulière doit être adressée également à la fiabilité et à la disponibilité de la production éolienne et donc la précision de la prédiction du vent.

1.7 Discussions et Conclusions

Dans la première partie de ce chapitre, nous avons situé le contexte du développement des énergies renouvelables. Les EnR apparaissent comme des alternatives technologiques incontestables face à la crise énergétique actuelle et à l'égard de la problématique climatique mondiale. D'une part, elles contribuent à la modernisation du secteur énergétique, permettant la diversification des sources d'approvisionnement et réduisant la dépendance vis-à-vis les énergies fossiles. Dans le cas de l'Union Européenne cette dépendance est très marquée par les importations de combustibles fossiles en provenance des pays avec un panorama géopolitique très instable. D'autre part, leur déploiement à grande échelle permet la conception d'un portefeuille de technologies de production d'électricité plus respectueuse de l'environnement.

Parmi l'éventail de technologies renouvelables existantes, l'énergie éolienne présente un potentiel très intéressant, grâce à sa maturité technologique déjà importante. Elle provient d'une source inépuisable et n'émet pas de CO₂ dans l'atmosphère pendant son fonctionnement. De plus, son coût de production s'est réduit de façon accélérée grâce aux économies d'échelle résultant de l'apprentissage technologique.

Au-delà de ces aspects, aujourd'hui l'éolien souffre de la comparaison avec les autres sources d'approvisionnement. Il doit affronter plusieurs obstacles dont le plus important est certainement économique, c'est-à-dire le coût de la technologie. Bien que rentable pour des zones très ventées, l'éolien nécessite encore aujourd'hui la mise en place de politiques d'incitation pour faciliter son développement.

Mais l'insertion massive de l'éolien en Europe à l'horizon 2020 et 2030, avec des taux de pénétrations au-delà de 10%, représentera une transformation du mix de production d'électricité tel que nous le connaissons aujourd'hui. L'intégration de la production éolienne relève, en effet, d'une profonde réflexion en ce qui concerne la sûreté et la fiabilité du fonctionnement de réseaux électrique et les besoin de règles d'exploitation adaptées à l'évolution du système.

Dans un premier temps, des enseignements sont à tirer de la panne d'électricité du 4 novembre 2006. Les défaillances exposées par les centrales éoliennes lors de la propagation du défaut ont mis en évidence leur sensibilité face à des phénomènes dynamiques du réseau électrique (notamment aux creux de tension et aux variations de fréquence). Au-delà de la plage de fréquences acceptées, elles se déconnectent, aggravant ainsi l'état du réseau et entraînant par la suite un incident majeur ou une défaillance de fonctionnement. Pour surmonter cela, les éoliennes devront contribuer autant que possible au réglage de

la fréquence et de la tension comme les centrales conventionnelles. En effet, lorsque la production d'électricité d'origine éolienne commence à représenter une partie importante dans la production totale, ces installations doivent participer proportionnellement à la sécurité du réseau, autrement le système ne pourra pas combler leur absence au soutien du réseau.

D'autre part, comme le démontre la panne de 26 février 2008 au Texas si le système n'est pas en mesure de réaliser une gestion dynamique de l'éolien, soit à travers une structure d'effacement de la consommation adaptée (comme le cas de Texas), soit au moyen d'une capacité de réserve suffisante, les conséquences pourraient également être sévères. L'éolien est intermittent et ceci entraîne donc l'existence d'un coût qui n'a pas été encore évoqué dans l'estimation du prix du kWh éolien: celui des capacités de réserves nécessaires ou des différents mécanismes organisationnels nécessaires pour gérer l'intermittence.

Le déploiement de nouvelles infrastructures des réseaux électrique (transport et distribution), doit s'anticiper à absorber des proportions importantes de production intermittente. En effet, les exigences en investissement ne se limiteront pas seulement au développement de la filière via des politiques d'incitation (que nous traiterons dans le chapitre suivant), mais aussi au développement du réseau électrique et aux solutions technologiques à mettre en place afin d'une part de palier l'intermittence et d'autre part d'adapter la technologie aux aléas du réseau. Certains pays montrent des progrès dans la conception des réseaux intelligents et des moyens de stockage pour faciliter l'intégration massive de l'éolien.

En d'autres termes, réduire la vulnérabilité de la production éolienne (et donc intermittente) demande l'attention des pouvoirs publics et de tous les acteurs du système électrique (producteurs, distributeurs, gestionnaires, consommateurs, régulateurs). Il est, particulièrement nécessaire, que la définition des objectifs énergétiques en matière des énergies renouvelables et le traçage de leurs feuille de route se complémente à une initiative concrète d'adaptation du réseau électrique. Les acteurs du secteur électrique se doivent d'agir de concert et favoriser l'harmonisation des conditions de raccordement de la production intermittente (aspects techniques) et lorsque son apport n'est plus marginal dans le réseau, le prendre en considération dans l'évaluation de la sûreté du système interconnecté.

Cela doit être accompagné d'une optimisation des coûts supplémentaires entraînés par les nouvelles technologies de production à travers la mise en place des moyens techniques de secours permettant de gérer l'intermittence et les incertitudes de la prévision. Tous ces défis restent encore à relever pour garantir l'intégration technique-économique de l'éolien dans la production d'électricité...

Chapitre II

Energie Eolienne: Barrières, politiques de soutien et expériences

Chapitre II

Energie Eolienne: Barrières, politiques de soutien et expériences

Résumé

Nous avons démontré dans le chapitre précédent que l'énergie éolienne est sur une croissance massive. L'éolien affronte, néanmoins, encore plusieurs obstacles qui s'opposent à son intégration à grande échelle. Ceux-ci peuvent être de type économique et/ou technique. Le « coût de la technologie » reste aujourd'hui un aspect important. En contrepartie, chaque état a mis en place des incitations à l'investissement des projets d'énergies renouvelables selon les objectifs fixés par la Directive Européenne et les autorités gouvernementales. Dans ce cadre, le démarrage de la filière éolienne et son essor sont marqués, ces dernières années par le résultat de l'implantation des politiques de soutien : le tarif d'achat garanti, le tarif premium et les quotas échangeables/marché de certificats verts étant les plus déployées à l'échelle de l'Europe. Chacun de ces mécanismes de soutien porte des caractéristiques très marquées. Nous décrirons leurs caractéristiques, leur efficacité et le cas échéant leurs succès à la lumière du développement de la filière éolienne.

2.1 Introduction

Nous avons montré dans le premier chapitre que les énergies renouvelables apparaissent comme des solutions alternatives pour faire face à la problématique environnementale et à la crise énergétique [CE-97b] [CE-01b] [IEA-10]. Parmi la panoplie d'énergies, compte tenu de sa maturité technologique relative [CE-97b] [EWA-09] et grâce au niveau élevé de soutien économique qui lui a été accordé [EWEA-05], l'éolien a pris une place importante dans le parc de production d'électricité Européen.

L'expérience récente a montré que dans certains pays, comme l'Espagne, l'Allemagne ou encore le Danemark, l'éolien contribue de façon significative avec 14,5% [REE-10], 7% [GWEC-10] et 22.1% [IEAWIND-10] respectivement dans la consommation d'électricité. En 2010, l'Espagne et l'Allemagne totalisent à eux deux plus du 60% de la capacité totale éolienne installée en Europe [GWEC-10]. Cette situation nous incite à poser la question suivante : Est-ce que ce succès est dû à une politique européenne fixant les objectifs précis en matière de pénétration des EnR ou à une volonté nationale de mettre en place des mesures économiques efficaces pour conduire leur développement? Pour répondre à cette question, nous allons d'abord nous pencher sur le contexte historique des pays cités précédemment dans le cadre développement des énergies renouvelables.

En effet, l'histoire prouve que ces trois pays ont entamé une transition énergétique bien avant l'apparition de la Directive Européenne de 2001. A la suite d'événements bien précis, chacun de ces pays a établi une nouvelle politique énergétique qui accorde une place importante au développement des EnR et en particulier à l'éolien. A titre d'exemple, au lendemain de la crise pétrolière des années 70 en Espagne, les pouvoirs publics ont mis en œuvre un nouveau plan énergétique visant à augmenter la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique [IDAE-10]. En Allemagne la crise du pétrole, l'initiative d'arrêter la filière nucléaire (suite aux problèmes de la centrale Three Mile island) et de dépolluer son parc de production d'électricité vont générer d'importants investissements dans l'éolien à la fin des années 70. Enfin le Danemark, actuellement avec un mix de production d'électricité largement thermique (70% de la production d'électricité provient des énergies fossiles), a favorisé le démarrage de l'éolien dans les années 70, comme une source de diversification du bouquet énergétique mais aussi d'essor industriel. Ceci s'est manifesté par la mise en place des politiques fiscales incitatives et des subventions accordées à la filière éolienne.

Si nous regardons par ailleurs le développement de l'éolien à l'échelle européenne nous aboutissons à une conclusion semblable. En effet, la croissance de l'éolien en Europe est le résultat de la mise en place de la Directive 2001/77/EC relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelable sur le marché intérieur de l'électricité [CE-01b]. Pour cela, la Directive fixe à tous les Etats membres des objectifs indicatifs nationaux de consommation de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables. Elle évoque également la nécessité d'une aide publique en faveur des sources d'énergies renouvelables dans l'encadrement communautaire des aides de l'Etat pour la

protection de l'environnement. Ces mesures incitent donc à l'accroissement de la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité et par conséquent dans la consommation.

La Directive laisse à chaque Etat Membre la liberté d'adopter le régime de soutien qui correspond au mieux à sa situation. Comme résultat, un éventail de mesures a été mis en place au niveau de l'UE, notamment des certificats verts, des aides à l'investissement, des exonérations ou réductions fiscales, des crédits d'impôts ou des régimes de soutien directs du prix comme cités dans la Directive [CE-01b].

Cette dernière modalité, qui est une subvention connue sous le nom de « tarif de rachat au prix garanti », a apporté des évolutions significatives en termes de capacités installées des énergies renouvelables et plus particulièrement de l'éolien [CE-07] [EWEA-05]. Le tarif de rachat est aujourd'hui implanté dans la plupart des territoires européens contrairement au système de quotas/certificats verts échangeables et des autres dispositifs d'incitation [CE-08a], [EWEA-05]. D'ailleurs, la Chine et l'Inde insistent aussi pour mettre en place cette directive comme moyen permettant d'atteindre ses objectifs énergétiques en matière de production d'électricité « verte » [MEN-07]. En effet, les pouvoirs publics au Danemark et en Espagne ont pu constater le succès de ce mécanisme au démarrage, de la filière (qui a évolué aujourd'hui par rapport à son structure initial) ainsi que dans l'émergence d'une industrie « éolienne ». L'Allemagne et le Portugal, restent encore dans la structure classique du mécanisme d'achat au prix garanti.

Est-il possible aujourd'hui de parler de l'efficacité globale de ces mécanismes de soutien pour promouvoir le développement de l'éolien en Europe ? En premier lieu, un regard sur le succès des régimes de soutien par rapport aux objectifs nationaux et indicatifs est toujours possible. En général, l'accroissement des énergies renouvelables ces dernières années est incontestable, passant de 1,07% en 2001 à 4,74% en 2009 de la production finale d'électricité en Europe (hors hydroélectricité) [Enerdata-10]. D'autre part, l'évaluation du rapport coût-efficacité permet de tirer des conclusions sur l'efficacité des mesures dans le temps et leur capacité à conserver la confiance des investisseurs. La mise en place des aides publiques au financement de la filière éolienne permet, dans ce sens, de franchir (au moins partiellement)²⁴ les principales barrières du développement, principalement celle du coût de la technologie vis à vis des autres sources de technologies énergétiques [CE-00], [CE-01b]. Et ainsi de la rendre attractive et compétitive.

Le couple objectifs quantitatifs et aides sous forme de tarifs d'achat peut donc être considéré comme la raison de cette croissance de la part de l'éolien dans le mix énergétique européen. Cependant, plusieurs barrières persistent encore aujourd'hui qui empêchent le déploiement à grande échelle de l'éolien. Dans certains cas, l'acceptation sociale est un facteur ralentissant l'intégration de cette source d'énergie dans la production d'électricité, dans d'autres cas des aspects techniques exigent l'adaptation des réseaux

²⁴ La Commission Européenne dans son rapport COM (2008) final [CE-08] énonce que le niveau de soutien économique pour l'éolien était insuffisante pour couvrir les coûts de production de cette source d'énergie dans au moins 5 pays de l'UE (mécanisme d'incitation en place autre que le tarif de rachat au prix garanti). Ce rapport manifeste également à la lumière de l'étude OPTRES [OPT-07] que malgré le niveau élevé de soutien accordé à l'éolien, le développement de la filière éolien en Europe était encore très marginale.

électriques pour incorporer cette énergie de nature variable. Ceux-ci entraînent des coûts supplémentaires, lesquels parfois ne sont pas équitablement répartis entre les différents acteurs.

L'objectif de ce chapitre est donc d'évaluer l'impact des mécanismes de soutien et d'incitation dans le développement de la technologie éolienne. Pour cela, nous reviendrons sur les barrières qui s'opposent au déploiement de l'éolien en mettant en lumière les plus significatives. Ensuite, nous identifierons les principales politiques de soutien au niveau européen et leurs principales caractéristiques. Enfin, l'efficacité économique de ces schémas incitatifs sur le développement de l'éolien, sera évaluée à partir de l'expérience des pays choisis pour l'étude.

Il faut tenir compte du fait que les conditions, les objectifs, les mesures et finalement les résultats varient d'un Etat Membre à un autre [CE-08a]. Ces divergences d'un pays à l'autre émergent en raison des caractéristiques particulières de leur mix énergétique, mais aussi des particularités dues à chaque état. Ce dernier point peut être un argument pour concilier la conception de mesures incitatives aux caractéristiques de chaque système et à sa capacité d'intégrer la production éolienne.

2.2 Les barrières au développement des énergies renouvelables

Conformément à la Directive (2001 77/EC), les énergies renouvelables sont définies comme des sources d'énergie non fossiles renouvelables (énergie éolienne, solaire, géothermique, houlomotrice, marémotrice et hydroélectrique, biomasse, gaz de décharge, gaz des stations d'épuration d'eaux usées et biogaz) [CE-01b]. Compte tenu de la spécificité de chaque technologie, d'énormes différences apparaissent dans la façon d'exploiter chaque source ainsi que dans les barrières au développement de chaque filière.

Dans ce cadre, il est important de définir la notion de **barrière** pour ensuite nous concentrer sur les différentes barrières freinant le développement de l'éolien.

Une barrière est un facteur retardant le développement d'une technologie [BEC-04] [JAF-00]. Elles peuvent apparaître dans les différentes étapes de « l'évolution » d'une technologie. Ainsi une barrière peut apparaître dans le démarrage, l'intégration dans le système, le déploiement à grande échelle ou encore dans la consolidation d'une technologie dans le marché. En général, dans la phase de démarrage ou de développement, une barrière est une condition qui apparaît pour freiner (ou stopper) les investissements au déploiement d'une technologie donnée. Toutefois, les énergies conventionnelles, malgré leur état avancé du développement, affrontent encore aujourd'hui plusieurs barrières. A titre d'exemple, il reste toujours d'actualité le débat sur la filière nucléaire notamment sur le traitement des déchets radioactifs, le démantèlement des centrales et la sécurité de la technologie, ou encore les problématiques environnementales liées à la production d'électricité à partir des centrales à charbon.

Le développement des filières d'énergie alternative impose des barrières aussi bien **en amont** qu'en **aval** de l'intégration au système électrique et de leur exploitation. Certaines de ces barrières en amont sont étroitement liées au coût des technologies renouvelables. En effet, la comparaison du coût de la technologie par rapport aux moyens de production classique, rendent moins compétitives les énergies

renouvelables et freinent les investissements dans ce secteur²⁵. Ces inégalités s'aggravent encore plus du fait de différents régimes de taxes, subventions en place et dans la problématique de l'internalisation de coûts externes [SAW-03], [BEC-04] comme on le verra par la suite. Aux coûts en amont viennent s'ajouter des coûts supplémentaires (en aval). Ces derniers apparaissent du fait qu'il est souvent nécessaire de développer de nouvelles infrastructures de réseaux électriques (ou d'adapter celles existantes) pour raccorder ces nouvelles technologies, la plupart de nature intermittente (éolien et photovoltaïque). D'autre part l'absence d'un cadre réglementaire assez claire et stable, par exemple pour le raccordement aux réseaux électriques, rend contraignant le développement de la filière. Les problèmes d'acceptabilité sociale de certaines filières entraînent également des procédures administratives très longues et qu'impliquent un grand nombre d'autorités gouvernementales [BEC-04], [CE-08a]²⁶ Enfin, la méconnaissance de la technologie, contribue à augmenter le risque – technique et financier- vis-à-vis du financement des investissements. (Figure 2.1).

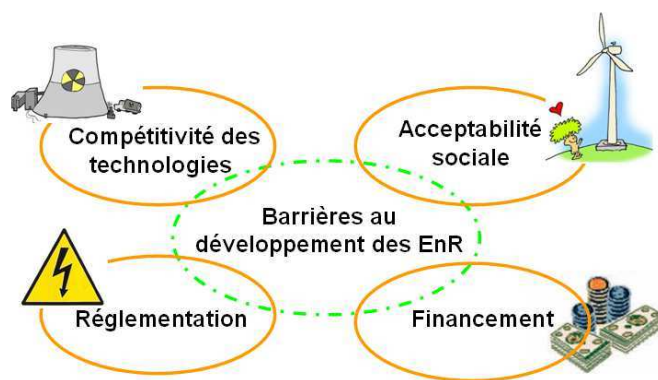


Figure 2-1 Indentification des barrières s'opposant au développement des énergies renouvelables

Les énergies renouvelables sont donc confrontées à plusieurs obstacles de diverses natures. Dans ce qui suit nous allons détailler les principales barrières qui freinent le développement de l'ensemble des filières d'énergies alternatives, et plus particulièrement, celles retardant la **parité** de l'éolien dans la production de l'électricité par rapport aux sources conventionnelles. Ces barrières sont classifiées en 4 catégories : réglementaires, compétitivité de la technologie (avec des barrières techniques et économiques), sociales et financières.

²⁵ Le report [IEA-02] évoquait déjà en 2002 que les subventions au charbon continueraient encore dans le moyen terme comme une mesure permettant de justifier le support social et économique à des régions où les centrales soient moins compétitives.

²⁶ En France et en Grèce, les fortes barrières administratives ont largement freiné le développement de l'éolien même dans le cadre d'un environnement politique stable et un niveau élevé de soutien accordé à l'énergie électrique produite à partir du vent [CE-08].

2.2.1 La barrière réglementaire : un cadre européen favorable mais une structure administrative locale contraignante

Pour les développeurs de projets éoliens, « un permis de construire » est nécessaire pour pouvoir installer une éolienne; la même logique est appliquée pour se raccorder au réseau électrique. Bien que la Directive Européenne prône un cadre réglementaire propice à l'investissement et à l'accès au réseau des énergies renouvelables, une des barrières les plus importantes retardant leur déploiement massif est lié à la lourdeur de la structure administrative pour la délivrance de ces permis et pour l'accès au réseau.

Plusieurs raisons expliquent cette situation. La restriction des sites par rapport à la construction des centrales et les délais de délivrance des différents permis constituent des aspects contraignants pour le développement de l'éolien [CE-05] [BEC-04]. D'ailleurs, un grand nombre d'autorités sont concernées dans la délivrance des permis de construction²⁷. Cela s'aggrave compte tenu de la faible coordination entre les différentes autorités [CE-05], [ECO-10]²⁸ [EWEA-10]²⁹. Selon les chiffres présentés en 2005 par la Commission Européenne, la délivrance d'un permis de construction pour un projet éolien onshore peut prendre entre 2 à 7 ans. La situation est encore plus difficile dans le cas de l'éolien offshore [CE-05].

En France, par exemple, une procédure très longue est associée au développement de l'éolien [CE-08a]. Les permis de construire exigent une démarche auprès des maires et des préfetures, plusieurs entités administratives et de services spéciaux sont sollicités à donner leur avis également (le délais d'attribution d'un permis de construire est de 34 mois en moyenne). Ainsi le délai d'accès au réseau pour le raccordement d'un parc éolien est d'environ 6 mois selon le rapport « WindBarriers» [EWEA-10]. De la construction à l'injection de l'électricité au réseau, 3 à 4 ans en moyenne peuvent s'écouler et dans certains cas la demande peut ne pas aboutir [DWIA-09], [EWEA-10]. D'autre part, les constantes fluctuations en matière de réglementation du secteur éolien qui ont eu lieu en France ces dernières années introduisent des instabilités pour les investisseurs potentiels³⁰.

Un autre élément pesant sur la problématique réglementaire est lié aux conditions d'accès à l'infrastructure des réseaux électriques (au niveau du réseau de transport comme de distribution). C'est un facteur prépondérant puisque certaines centrales d'énergies renouvelables comme l'éolien ou la biomasse sont souvent éloignées des centres de consommation. Comme pour les autres centrales de production classique, la construction d'une infrastructure de raccordement est alors impérative. Ceci peut entraîner des coûts supplémentaires pris en charge par les exploitants de parcs et qui ne sont pas prévus dans l'estimation des investissements. A l'heure actuelle, un cadre clair relatif à la répartition des charges de

²⁷ Selon l'étude WindBarriers [EWEA-10] pour un projet éolien les développeurs doivent contacter en moyenne 9 autorités directement et 9 autorités indirectement.

²⁸ Une des solutions à la problématique posée par la forte présence de un grand nombre d'autorités à différents niveaux (nationale, régional et municipale) est de mettre en place une structure « one stop autorisation agencies » responsable de la coordination de l'ensemble de procédures administratives (comme par exemple en Allemagne la Bundesam für Seeschifffahrt und Hydrographie pour l'éolien off-shore [CE-05])

²⁹ L'étude WindBarriers énonce que la procédure administrative d'un projet éolien implique le contact avec environ 30 autorités (directement et indirectement) en France, Finlande, Autriche et Hongrie.

³⁰ La polémique suscitée par le Grenelle de l'environnement II en 2010 à propos de différentes limitations des installations éoliennes (nombre minimale de mâts, seuil de capacité installée et distance minimale...) manifestent les controverses autour de cette filière.

raccordement n'est pas encore disponible dans les pays où la filière éolienne est à sa genèse (par exemple la Bulgarie, la Lituanie) [EWEA-10], la mise en place d'une procédure administrative simple et efficace serait nécessaire pour encourager les développeurs et ainsi atteindre les objectifs de développement. La Commission Européenne préconise le besoin, pour les Etat Membres, d'établir un schéma de répartition de coûts d'accès au réseau transparent et non-discriminatoire entre les développeurs de projets d'énergie renouvelable et les opérateurs de réseau [CE-05], [CE-09]. Certains pays comme l'Allemagne et l'Espagne, où la filière éolienne est fortement développée comme nous l'avions montré précédemment, imposent des schémas de répartition de coûts un peu plus explicites [AUE-05]³¹. Le Danemark, la Finlande et les Pays Bas sont également dans cette catégorie [CE-05]. Le cas de la France reste encore un exemple d'inégalité. Les coûts sont attribués selon la règle « *du premier arrivé* », c'est-à-dire que les coûts liés à l'adaptation du réseau ou à la construction de nouvelles lignes sont accordés intégralement au premier demandeur d'un raccordement au réseau [GEO-10]. Au Royaume Uni, par exemple, il existe un grand nombre de procédures de raccordement et d'exploitation pour les systèmes d'énergies renouvelables. En effet, dans le système anglais chaque technologie d'énergie renouvelable a sa propre procédure administrative de raccordement au réseau rendant les démarches administratives encore plus complexes. Une simplification des démarches administratives pour les énergies renouvelables permettrait de réduire le temps de délivrance de procédures de construction et les rendraient plus efficaces [CE-07] [EWEA-10].

2.2.2 Les barrières techniques : une évolution franchise

Les barrières techniques, ici considérées, sont définies comme tout aspect de la technologie bloquant son intégration dans le système électrique, cela peut être associé à la technologie en elle-même ou à la capacité du système à absorber la nouvelle forme de production d'électricité.

Dans le passé, la limitation technique des sources alternatives de production d'électricité était étroitement liée à la maîtrise de la technologie et aux besoins des évolutions technologiques (taille de turbine, systèmes de contrôle commande, résistance aux rafales et tempêtes). Dans ce contexte, les barrières techniques ont déjà été franchies et ne restent plus d'actualité grâce à la maturité technologique acquise aujourd'hui.

D'autre part, lors des premiers raccordements au réseau électrique des centrales de production d'électricité renouvelable, l'éolien en particulier, ces dernières ne résistaient pas aux fluctuations de tensions et aux variations rapides de fréquences et s'effaçaient immédiatement du réseau lors d'une perturbation « réseau ». Cette situation a été constatée encore récemment comme exemple lors de la panne du 4 novembre 2006 (cf. chapitre I.). Aux débuts du développement de ces énergies, les exigences techniques n'étaient pas très fortes étant donnée les marges encore existantes dans les réseaux électriques et le niveau de pénétration encore marginal des centrales éoliennes raccordées au réseau. A présent, avec le développement massif de ces énergies au sein des réseaux de transport et de distribution, une nouvelle

³¹ En Allemagne, les coûts sont repartis au niveau fédéral à travers les coûts d'utilisation du réseau comme indiqué dans la loi 17 article 2a Energiewirtschaftsgesetz (loi sur l'énergie) (17.12.2006), Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz (loi sur l'accélération de la planification des infrastructures)

philosophie du développement des réseaux électriques émerge. En effet, des flux bidirectionnels parcourent les réseaux de distribution et les consommateurs « classiques » deviennent des producteurs-consommateurs. De plus, des fonctionnalités supplémentaires dites de « services systèmes » peuvent être apportées par cette forme production.

Dans les conditions de développement massif des EnR, il apparaît un besoin d'évolution dans la manière d'exploiter et de conduire les réseaux électriques. Ceci s'est manifesté dans un premier temps par une évolution du « code réseau » (ou « *grid code* » en anglais). Ainsi, les gestionnaires du réseau exigent aujourd'hui des performances techniques de fonctionnement des turbines éoliennes raccordées au réseau qui n'étaient pas demandées auparavant. Par exemple, une réglementation détaillée d'accès au réseau existe dès 2004 au Danemark et dès 2006 en Espagne pour la gestion des puissances active et réactive, la tenue en tension et en fréquence face aux creux de tensions des éoliennes raccordées aux réseaux de transport d'électricité[ELT-04], [BOE-06]. Au début, une prime était accordée aux producteurs éoliens qui apportaient des modifications et des améliorations techniques à leurs turbines pour répondre à ces exigences. Aujourd'hui, ces exigences demeurent (sans allocation de primes) et elles sont demandées et vérifiées par le gestionnaire lors du raccordement au réseau électrique. Les propriétaires des turbines éoliennes doivent donc faire des investissements supplémentaires pour moderniser leurs turbines. De même, les gestionnaires du réseau doivent investir dans de nouvelles infrastructures pour être en capacité d'incorporer la production éolienne dans leurs réseaux. Ces questions techniques seront approfondies dans le chapitre 3.

Grâce à l'évolution technologique, à l'expérience et au savoir-faire des acteurs du réseau électrique, les barrières techniques s'estompent et les investissements réseaux restent cruciaux pour favoriser l'intégration de l'éolien. L'étude OPTRES a montré que la capacité actuelle des réseaux est insuffisante pour accueillir massivement les énergies renouvelables [OPT-06], [OPT-07]. A priori, cela ne pourrait pas être considéré comme une barrière dans le sens où les mesures d'incitation pour le développement des énergies renouvelables (essentiellement le « tarif d'achat au prix garanti ») assurent aux producteurs l'accès et l'injection de leur production au réseau électrique. La limitation de capacité du réseau, à intégrer les énergies renouvelables, exige donc la planification de nouvelles lignes électriques et le renforcement des interconnexions du réseau à l'échelle européenne. Ce renforcement du système est donc une étape préalable à l'intégration d'importantes quantités d'éolien dans le réseau, une étape qu'engagent d'importants investissements mais qui ne représente pas, en soi, un défi technique mais économique. Dans ce sens, les investissements en matière de réseaux ne doivent pas représenter un frein à l'insertion de la technologie éolienne.

2.2.3 Les barrières économiques : une question de compétitivité

La compétitivité économique des technologies renouvelables apparaît comme la barrière économique la plus significative pour leur développement.

Lorsque nous parlons de compétitivité et donc du coût d'une technologie, il est, tout d'abord, nécessaire de réaliser une différenciation sur les coûts internes et les coûts externes. Les coûts internes se traduisent comme les coûts inhérents à la technologie, c'est-à-dire, les coûts dus à la construction et à l'exploitation d'une centrale pendant la durée de vie de l'installation. Les énergies renouvelables ont encore des coûts internes relativement élevés (le coût de capital étant l'élément le plus représentatif) les rendant moins avantageux pour les investisseurs par rapport à des centrales de production d'électricité conventionnelles. Or, les progrès technologiques de l'industrie éolienne peuvent être constatés d'après la réduction progressive du prix des turbines (comme il a été démontré dans le chapitre précédent), le coût du kWh produit reste cependant un sujet de discussion.

En revanche, les coûts externes sont définis comme la quantification des impacts de la technologie dus à sa construction, fonctionnement et démantèlement (dommage à l'environnement, à la santé et à la société en générale).

L'internalisation des coûts externes, définie comme l'intégration de tous les coûts externes engendrés par la production de chaque unité d'électricité dans le coût de l'électricité, à savoir les impacts environnementaux et les aides publiques reçues, représenterait un moyen de rendre l'éolien plus compétitif par rapport aux centrales conventionnelles de production d'électricité. La filière électrique présente la particularité d'internaliser une partie des coûts environnementaux qu'elle induit, par exemple les mécanismes de taxation, conférés aux filières gaz et charbon permettant le choix entre une charge fiscale ou la dépollution, marchés de permis d'émission. Cette internalisation des coûts externes n'est pas vraiment exhaustive à l'heure actuelle. En effet, ces coûts externes sont typiquement masqués du coût réel de production des technologies conventionnelles.

A l'analyse de ces coûts (internes et externes), la technologie éolienne semblerait en mesure d'atteindre la compétitivité nécessaire dans ce domaine, comme nous le verrons par la suite.

2.2.3.1 Coût de la technologie

En général, les coûts de production de l'électricité sont divisés en deux catégories de coûts difficiles à évaluer. Ces coûts intègrent :

- le coût des investissements qui est variable en fonction du développement technologique de la filière.
- les coûts de fonctionnement (incluant le coût du combustible s'il existe) et de maintenance sur la durée de vie de l'installation. Le coût du combustible reste soumis à des incertitudes dès lors qu'il dépend des fluctuations des prix des marchés d'énergies primaires et des facteurs géopolitiques.

En regardant les coûts d'investissement par technologie [RAE-04], [CHA-09], [MEEDD-09], [MOR-09], [IEA-10] on peut conclure que les coûts d'investissements par kW rendent les énergies

renouvelables moins attractives et difficilement compétitives face aux moyens classiques de production à partir de combustibles fossiles. Bien que sur un cycle de vie d'une centrale renouvelable (par exemple éolienne ou solaire) les coûts de fonctionnement et de maintenance représentent un pourcentage faible du coût total, les coûts d'investissement sont assez élevés. Alors que les coûts d'investissement d'un cycle combiné au gaz sont inférieurs à 500-600€/kW, ils sont pour une centrale biomasse de l'ordre de 2000€/kW, compris entre 1100-1400 €/kW [MOR-09] pour les centrales éoliennes et compris entre 5000-9000 €/kW pour le solaire photovoltaïque [IEA-10].³²

Dans le but de rendre l'analyse plus claire, il faut donc analyser le coût complet de chaque technologie.

Reprenant le rapport du Conseil d'analyse stratégique de 2007, un comparatif des coûts du kWh électrique par type de technologies est présenté dans le Tableau 2-1. Le rapport montre que le coût complet du kWh nucléaire, c'est-à-dire coûts d'investissements plus coût de fonctionnement et de maintenance, est de l'ordre de 3,6-4,6 c€/kWh, contre 4,4-6,9 c€/kWh pour l'éolien terrestre.

Cycle combiné au gaz	Charbon pulvérisé supercritique	Cycle combiné charbon	Nucléaire	Grand hydraulique	Eolien terrestre	Eolien offshore
4,1-4,4	3,5-4,1	4,7-5,9	3,6-4,6	2,0-4,8	4,4-6,9	6,3-9,6

Tableau 2-1 Coûts des différentes technologies de production électrique (c€2005/kWh)

Source : Conseil d'analyse stratégique, 2007 [CAE-07]

Un autre facteur aggravant le problème de la compétitivité des coûts parmi les différentes technologies est celui de certains coûts cachés dans le calcul du coût moyen de production d'électricité des technologies conventionnelles.

Par exemple, aujourd'hui certaines technologies, comme le charbon et le pétrole, profitent de subventions importantes pour la production d'électricité ainsi que pour la consommation. Ces subventions peuvent être accordées de différentes formes: allocation budgétaire directe, crédit d'impôt, subvention à la recherche et au développement, assurance responsabilité civile, contrats de location, droits fonciers, disposition de déchets et des diverses garanties pour réduire le financement d'un projet ou le risque de prix du combustible fossile. [ENA-01]. Pour détailler le cas du charbon dans l'UE, la production de houille est faible par rapport à la demande. L'UE dépend des importations pour plus de la moitié de ses centrales au charbon. L'Allemagne, par exemple, tire plus de 40% de son électricité de la combustion de charbon dont la houille constitue environ la moitié [CE-10]. 25% de la production de l'électricité en Espagne dépend du charbon, principalement de la houille. D'ailleurs l'aide totale au secteur houiller a été

³² Le rapport sur les coûts prévisionnels de production de l'électricité [IEA-10] indique que ces coûts et la compétitivité relative technologies dans chaque pays sont sensibles au taux d'actualisation et au prix prévisionnels du gaz et du charbon. Cette étude suggère qu'aucune technologie ne peut pas être considérée la moins chère dans toutes les circonstances. C'est-à-dire, que la technologie, la plus favorable, dépendra des conditions particulières du projet.

en 2008 de 2,9 milliard d'Euros [CE-10]³³. Ces subventions ne sont pas prises en compte dans le prix du KWh de l'électricité générée [OPT-06], [ENA- 01].

La compétitivité des énergies renouvelables s'aggrave donc à la lumière du schéma classique de subventionnement des centrales à combustibles fossiles et devant l'incertitude des estimations sur le coût futur des énergies. On ajoute également les coûts du raccordement au réseau électrique attribués au prix du KWh d'énergies renouvelables.

2.2.3.2 Coûts externes

D'autres aspects tels que les externalités environnementales peuvent également influencer la rentabilité économique des technologies de production d'électricité. En effet, l'impact environnemental des combustibles fossiles entraîne des coûts pour la société qui ne transparaissent pas dans les prix : impact sur la santé, risque de la technologie, transformation paysagère et coûts associés au changement climatique. [MEN-07] annonce par exemple que si les externalités des centrales conventionnelles étaient facturées, n'importe quelles énergies renouvelables (et en particulier l'éolien) seraient déjà moins chères que certaines sources conventionnelles de production d'électricité. En d'autres termes, la prise en compte des coûts/impacts environnementaux, améliorerait la compétitivité économique des sources renouvelables par rapport aux sources fossiles les plus polluantes telles que le charbon. Il serait donc nécessaire de combler ces particularités et inégalités dans le calcul des coûts.

Pour faire une comparaison juste entre les différentes sources de production d'électricité, il est nécessaire ou légitime d'ajouter au coût direct, les coûts externes (impact environnemental lié aux émissions de CO₂ ou aux déchets nucléaires, frais de construction des gazoducs, etc.). Plusieurs travaux de recherche anciens et récents ont essayé de quantifier les effets des technologies conventionnelles de production d'électricité (provenant principalement des combustibles fossiles) [ExternE-98], [ORNL-04], [MOR-05]. En l'état actuel, aucune source de production d'électricité ne produit « zéro impact » sur l'environnement. Ceci est aujourd'hui très difficile à quantifier et encore plus difficile à compenser [MOR-05].

Ces effets revêtent trois volets : l'impact sur l'environnement, sur la santé et sur l'écosystème en général. Ces coûts ne sont pas pris en charge par les exploitants de centrales de production et moins encore par les consommateurs. Ils représentent donc un coût pour la société qui n'est pas payé par le pollueur causant les émissions. Selon [MEN-07], [BEC-04], cette condition ajoute un dysfonctionnement au marché (« *market failure* ») car les effets externes existants ne sont pas intégrés dans les prix et n'influent donc pas sur les choix des agents économiques

La théorie des coûts externes et leur internalisation modifierait les coûts des technologies de production d'électricité. La première initiative de quantification de ces coûts est apparue en 1992 lors de la

³³ Le Parlement Européen a indiqué qu'un soutien financière à la production de houille doit être prévu tout en reconnaissant la nécessité, pour ce secteur, d'accroître son efficacité et de réduire les subventions.

publication de l'étude de coûts externes par le **5th Environmental Action Plan**. D'autres études se poursuivent dans le même sens [ExternE-98], [ORNL-04], [MOR-05].

L'objectif de « *ExternE Project* » [ExternE-98] et en général de la plupart des études [ORNL-04], [MOR-05] est de déterminer une méthodologie de quantification des impacts environnementaux et du coût social associé à la production et à la consommation d'énergie. Cela est fait pour un site géographique et une technologie donnée. Le volume des émissions, leur dispersion atmosphérique et leur impact sont donc calculés et finalement traduits en une valeur monétaire.

Selon l'étude *ExternE* [MOR-05], les coûts externes du gaz et du charbon sont supérieurs à 4c€ par kWh (voir Tableau 2-2). Dans cet exercice, dans le cas des turbines de 600 kW et de 1000 kW, l'éolien se place en première ligne des technologies à moindre coût externe avec une fourchette quantifiée à 0,09-0,16c€/kWh. En analysant le coût total pour la société, le charbon et le gaz doublent leur coût et dépassent largement le coût de l'éolien. Cette estimation résulte de la prise en compte des effets sur l'environnement et sur la santé de la production de l'électricité à partir de sources conventionnelles.

Coût	Charbon			Gaz			Eolien (Danemark)	
	Espagne	Danemark	Allemagne	Espagne	Danemark	Allemagne	Turbine 600kW	Turbine 1000kW
Coût interne c€/kWh	3.9	3.4	3.1	5.2	5.2	2.9	4.4	4.1
Coût Externe c€/kWh	4.8-7.7	3.5-6.5	3.0-5.5	1.1-2.2	1.5-3.0	1.2-2.3	0.09-0.16	0.09-0.16
Coût total à la société c€/kWh	8.7-11.6	6.9-9.9	6.1-8.6	6.3-7.4	4.7-8.2	4.1-5.2	4.5-4.6	4.2-4.3

Tableau 2-2 Comparaison du coût total pour la société des différentes technologies de production d'électricité

Source : Extrait de [MOR-05]/ *ExternE Project*

Les résultats tirés d'*ExternE Project* montrent une valorisation des coûts externes assez différents entre les pays de l'UE. Il est difficile d'établir un « vrai coût » pour ces externalités; ces différences peuvent provenir du fait que chaque Etat à ses propres politiques mises en place (différents modes de subventionnement pour chaque technologie) et des hypothèses de calculs associées à l'étude *ExternE*. D'après [MOR-05], tant que les coûts externes ne sont pas internalisés, les mécanismes du marché ne peuvent faire une allocation optimale des ressources. L'internalisation des coûts externes doit donc être actée pour optimiser l'allocation de ressources dans la production d'électricité.

Cependant, ces analyses ne prennent pas en compte une problématique d'ordre technique, c'est « **la disponibilité du kWh** ». C'est un attribut important pour certaines technologies renouvelables de production de l'électricité, principalement l'éolien et le solaire à cause de la nature variable de leur production. Le kWh intermittent (éolien ou solaire) n'est pas flexible à la variabilité de la consommation en comparaison avec le kWh des centrales à Gaz, au charbon et au pétrole pouvant être produit à la demande. La quantification de cette disponibilité paraît être aussi un coût externe qui n'est pas encore traité précisément et devient encore une nouvelle source de polémique comme nous le verrons dans les chapitres ultérieurs.

2.2.4 Acceptabilité sociétale

Aujourd'hui, les filières des énergies renouvelables ne sont pas encore acceptées à 100% par la population. En raison de plusieurs caractéristiques, l'éolien, entre autre, doit faire face à ses opposants principalement représentés par les populations riverains (placées à proximité d'un projet éolien) et des groupes pro-environnementaux défendant entre autres la protection paysagère. Quelle est l'origine de cette situation puisque les énergies renouvelables contribuent au double objectif sécurité énergétique et lutte contre le changement climatique ?

En ce qui concerne la filière éolienne par exemple, son développement massif est ralenti par la nuisance sonore et visuelle engendrés par les éoliennes. De nouvelles contraintes environnementales et paysagères s'ajoutent également pour la construction de nouvelles lignes électriques.

Désormais, cette non-acceptabilité sociale s'atténue dans le temps compte tenu d'une plus grande transparence de l'information concernant le fonctionnement des parcs éoliens. Les études précédentes qui tendaient à montrer les barrières sociétales ne sont plus d'actualité et de nombreuses stratégies ont été mises en œuvre pour réduire l'impact de ces barrières sociétales. Ceci est dû principalement au volontarisme des autorités publiques en faveur des énergies renouvelables et en particulier de l'éolien. En première instance, des statistiques présentées notamment par des développeurs et exploitants de parcs éoliens, montrent qu'après la première visite dans une centrale éolienne, la faible nuisance d'un parc éolien est généralement admise.

En France par exemple, l'acceptabilité sociétale de l'éolien a évolué significativement en faveur du déploiement de la filière. En 2002, année des premières installations des centrales éoliennes d'une puissance moyenne de 392 kW [CHA-03], la population française s'est montrée réticente à l'éolien. A la fin 2009, la production éolienne représente un apport de 1,4% à la consommation électrique [RTE-10]. Selon les données publiées par l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME), les français sont à présent favorables à 83% au développement de cette source d'énergie sur le sol Français ; ils le sont encore majoritairement à 62% si le projet éolien se situe à moins d'1 km de leur habitation [ADEME-10]. Les résultats en termes de capacité installée en Allemagne, Espagne et Danemark montrent la bonne acceptabilité sociétale de cette source de production d'électricité dans ces pays. Au Danemark, les riverains deviennent même propriétaires de parcs lorsqu'ils sont localisés proche de la ferme.

2.2.5 Aspect financier

Une barrière financière peut être définie comme un facteur renforçant le risque lié à l'investissement des producteurs d'énergies renouvelables. Les barrières financières identifiées dans l'étude OPTRES [OPT-06] peuvent être distinguées en deux catégories.

- ✓ Le manque de confiance entre les banques et les investisseurs
- ✓ La faible prédictibilité des aides à l'investissement et des flux de trésorerie (« cash-flow »)

La première limitation vient du fait que les projets de centrales à base d'énergie renouvelable suscitent encore un manque de confiance de la part des investisseurs, principalement dans les pays où la structure des politiques de soutien est très instable et incertaine (par exemple dans les Etats Membres récemment rattachés à la Communauté Européenne) [BEC-04] [CE-05]. D'autre part, l'incertitude sur le marché des énergies renouvelables conduit les banques (financement à l'investissement) à réduire leur risque en imposant des primes de risque élevées et exigeant des contrats à long terme avec les investisseurs ainsi que des garanties sur le prix minimum (Cela est le cas principalement pour les projets PV et éolien en mer).

La deuxième limitation est liée à la difficulté pour estimer, dans la phase de planification du projet, le type de soutien qui sera mis en place et la quantité de revenue qui sera perçue en fonction des instruments incitatifs. La situation s'est aggravée compte tenu de la forte variabilité (donc faible prévisibilité) de certaines sources de production intermittente comme l'éolien et le solaire et par conséquent dans l'incertitude liée au retour de l'investissement.

2.3 Mécanismes d'incitation au développement des énergies renouvelables

Les Etats Membres de l'Union Européenne proposent une grande diversité de politiques d'incitation pour le développement des énergies renouvelables. Pour la mise en œuvre des objectifs de la Directive Européenne sur les énergies renouvelables, chaque Etat Membre adopte une politique énergétique en fonction des ressources disponibles sur son territoire, des choix de politique énergétique opérés par l'Etat, de la configuration de son système électrique et des mesures de planification et de développement des réseaux électriques.

Les politiques d'incitation peuvent être divisées en deux catégories : les instruments directs et indirects [ENIR-03]. Les instruments directs visent à stimuler directement le développement de nouvelles capacités de production d'électricité d'origine renouvelable tandis que les instruments indirects sont orientés vers l'adoption de mesures qui ne s'appliquent pas directement aux énergies renouvelables mais visent à créer des conditions plus favorables à leur développement. L'introduction de taxes environnementales pénalisant les sources fossiles au profit des sources d'origine renouvelable en est un exemple. Ces dernières permettent de faciliter l'intégration des énergies renouvelables dans le système et de créer les conditions d'une dynamique de développement sur le long terme. [RES-07]

Les instruments d'incitation directe peuvent eux-mêmes être répartis en plusieurs catégories selon qu'ils attribuent des aides financières à la production d'énergie renouvelable ou au contraire à l'installation de nouvelles capacités. Les dispositifs utilisés aujourd'hui attribuent les aides à la production comme c'est le cas avec les prix garantis (« *Feed in tariffs* ») ou les dispositifs de primes « *premiums* » qui rémunèrent les producteurs pour chaque kilowattheure injecté sur le réseau. Cette classification distingue aussi les instruments agissant au travers des quantités (les quotas) comme les enchères concurrentielles et les certificats verts. D'autres attribuent les aides aux producteurs pour l'installation de capacités de production sous la forme de subventions à l'investissement ou de crédits d'impôts.

Enfin on peut citer pour mémoire, les mesures volontaires qui reposent sur la volonté du consommateur à payer un prix plus élevé pour pouvoir bénéficier d'un approvisionnement en électricité d'origine renouvelable.

Le Tableau 2-3 expose les différentes typologies permettant de distinguer les mesures de promotion d'énergies renouvelables selon les critères évoqués ci-dessus :

Nature	Focus	Réglementaires		Volontaire
		Systèmes par le Prix	Systèmes par la quantité	
Directs	Production	-Tarif d'achat au prix garanti -Système Premium	-Enchères concurrentielles (Appel d'offre) -Système de Quotas échangeables et certificats verts	Tarifs verts
	Investissement	Subvention à l'investissement -Taxe d'incitation (Crédit d'impôt)		Accords volontaires
Indirects		Taxes environnementales		

Tableau 2-3 Classification des stratégies de promotion des EnR

Source : Construction personnelle à partir de [RES-07], [MEN-07], [CE-01b]

De nombreux travaux de recherche se sont intéressés à la comparaison de l'efficacité des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables [RES-07], [MEN-07], [RAG-06], [CAN-04]. De façon générale, elles concluent que le dispositif de tarif d'achat a stimulé un développement rapide des EnR dans les pays qui l'ont implanté :

“Une comparaison entre les deux schémas de soutien les plus répandus, le système de quotas et le système de tarif de rachat au prix garanti (« *feed-in tariff* »), représentée par des estimations des Etats Membres montrent que le système au prix garanti permet une pénétration accélérée des énergies renouvelables, et ceci à un coût minimal pour les consommateurs”[EUR-05]. Face à une telle affirmation, une étude approfondie reste indispensable dans le but de juger l'efficacité des mesures incitatives par un ensemble de critères quantitatifs et qualitatifs et pas seulement au regard des MW installés. Ces critères tels que : la compatibilité avec le marché, le coût au consommateur, la confiance des investisseurs, entre autres seront évalués par la suite.

Mais avant d'évaluer l'efficacité des mesures incitatives, nous devrions donc nous intéresser à l'étude générique des différentes politiques d'incitation. Dans la suite de ce document, nous nous intéresserons à l'étude des mécanismes de promotion directe établi dans le cadre des structures législatives implantées par les pouvoirs publics (quelle que soit leur orientation : à l'investissement ou à la production) dans les Etats Membres de l'UE.

2.3.1 Les aides à l'investissement

2.3.1.1 Subventions à l'investissement

La subvention à l'investissement est un dispositif d'incitation qui a été largement utilisé pour stimuler l'installation de nouvelles capacités de production d'électricité renouvelable mais qui est surtout utilisé aujourd'hui en complément d'autres mécanismes comme les prix garantis. Les subventions attribuées aux producteurs sont estimées sur la base des capacités installées. Quoique simple à mettre en œuvre, cette approche a l'inconvénient de ne pas encourager le rendement et l'efficacité des machines. Lorsqu'elles sont utilisées conjointement avec d'autres dispositifs, elles présentent une meilleure efficacité : dans le cas du Royaume-Uni, par exemple, les centrales éoliennes off-shore relèvent du régime général de l'Obligation Renouvelable (« *Renewable Obligation* ») mais bénéficient également de subventions à l'investissement [CE-02] [WEO-02]. Cette approche est probablement une explication à l'actuel développement massif des projets de centrales off-shore. Le subventionnement a été en effet augmenté ces dernières années compte tenu du succès du modèle [DTI-01], [SEI-02].

2.3.1.2 Crédit d'impôt (« *Tax credit* »)

Le crédit d'impôt est une aide financière accordée par l'Etat aux investisseurs qui permet de financer l'acquisition d'équipements utilisant les énergies renouvelables (chauffe-eau solaire, chauffage solaire, chaudière bois, pompe à chaleur, capteurs photovoltaïques, éolienne, micro-hydraulique). Ce dispositif est désormais ciblé sur les équipements les plus performants et il y a des conditions d'attribution (caractéristiques techniques et critères de performances minimales des installations requis) pour en bénéficier.

Le dispositif est notamment utilisé en France, où des aides de l'ordre de 50% des coûts d'investissement sont attribuées aux particuliers pour l'acquisition d'équipements de production d'énergie utilisant une énergie renouvelable ou de pompes à chaleur [ADEME-10]. Le crédit d'impôt est calculé sur le prix d'acquisition des équipements, matériaux et appareils, dans la limite d'un plafond fixé par l'état selon une certaine période.

Ce même dispositif peut également s'appliquer aux producteurs indépendants d'électricité comme aux Etats-Unis (« *Tax Credit* ») où il fonctionne comme une aide directe à l'investissement avec l'avantage pour la puissance publique qu'il s'agit d'un manque à gagner (absence de recette) et non pas d'une dépense nette.

2.3.2 Les dispositifs d'incitation par les prix

2.3.2.1 Les prix garantis

Le principe de ce mécanisme consiste à payer aux opérateurs des centrales d'EnR un prix fixe pour chaque KWh d'électricité injecté au réseau. Le tarif d'achat au prix garanti en anglais « *feed-in tariff (FIT)* » peut donc être considéré comme une « *loi de prix* » [MEN-07] dans laquelle le producteur d'EnR

est payé au prix déterminé par la législation. Le prix établi dépend de la technologie et de la taille de l'installation. Ce prix est aussi assigné pour une période de temps qui couvre, dans la plupart des cas, la durée de vie de l'installation (en moyenne 20 ans pour les éoliennes, 25 ans pour les installations PV).

Les revenus payés aux producteurs d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelable sont fixés et calculés dans le but d'apporter une rentabilité suffisante aux investisseurs et de réduire leur risque. Outre le tarif d'achat à un prix fixe pendant la durée de vie de l'installation, le producteur d'électricité renouvelable bénéficie avec ce régime de la priorité d'accès au réseau. La priorité d'injection dont bénéficient les producteurs leur permet de vendre la totalité de leur production et constitue de ce fait un volume garanti. Les producteurs bénéficient donc d'une double garantie sur les prix et sur les volumes [HIR-07].

Le modèle de tarif de rachat au prix préférentiel est généralement conçu selon plusieurs critères. En Slovaquie, un tarif différent est accordé à l'éolien selon la saison et en Hongrie la rémunération dépend du comportement de la demande (« *peak, off peak, deep off peak* »). En Allemagne, Luxembourg et Espagne par exemple les tarifs sont différenciés selon la capacité installée du parc éolien. En Autriche et en France par contre, le tarif est payé en fonction de la quantité d'électricité produite par le producteur [KLE-05] [HEL-06].

Les tarifs sont susceptibles d'être modifiés au cours des années³⁴ pour tenir compte du progrès et de l'apprentissage technologique, des économies d'échelle et du rendement du dispositif par rapport aux objectifs nationaux déterminés. Ces ajustements sont appliqués aux nouvelles installations. Un grand nombre d'Etats Membres ont mis en place cette stratégie de tarif « dégressif ».

Les coûts supplémentaires sont payés par les opérateurs historiques (Red Eléctrica en Espagne, EDF en France par exemple) en proportion des ventes d'électricité et mutualisés dans le tarif du consommateur sous la forme d'une taxe dédiée notamment au développement des énergies renouvelables sur le prix du kWh. En France les consommateurs paient le surcoût des tarifs d'achat d'électricité renouvelable par le biais de la Contribution au Service Public d'Electricité (CSPE).

Enfin, d'autres options de soutien permettent de concevoir un tarif plus au moins adapté aux conditions particulières d'exploitation de chaque pays. Il faut aussi ajouter, que le mécanisme peut devenir plus complexe selon la conception et les caractéristiques particulières du tarif. Cependant, il est clair que chaque pays a implanté le mécanisme en adaptant ses caractéristiques aux contraintes associées au déploiement particulier de chaque filière. L'annexe A.1.b présente une description détaillée des différents choix de soutien ainsi que l'identification des avantages et inconvénients de chacun des systèmes de soutien.

De nombreuses études confirment l'efficacité des prix garantis en comparaison des autres dispositifs d'incitation [MEN-03], [KLE-05], [HEL-06], [MEN-07], [HIR-07]. La mise en œuvre de ce dispositif a permis de surmonter les barrières freinant le développement de diverses technologies, a

³⁴ RD 1432/2002 en Espagne le niveau maximal de variation par rapport à l'année précédent est de 2% et affecte les nouvelles installations ainsi que les installations existantes. En Allemagne, un tarif dégressif est aussi appliqué avec une réduction de 1% dans la plupart des cas.

contribué au fort déploiement des énergies en termes de capacité installée et a produit des bénéfices aux citoyens, aux investisseurs et aux gouvernements. [MEN-07] [EUR-08].

Quoique très efficace, le système est toutefois critiqué sur plusieurs points. En ne créant pas de concurrence entre les opérateurs renouvelables, il n'inciterait pas à l'innovation technologique et ne permettrait pas une baisse suffisante des coûts de production. Il induirait des phénomènes de rentes pour ces mêmes producteurs et imposerait un coût global élevé pour la collectivité. Enfin, du fait de l'obligation d'achat et l'absence de prise en compte du caractère intermittent de certaines sources, il ne favoriserait pas une insertion massive des énergies renouvelables sur le réseau électrique. Néanmoins, les nombreux avantages et l'efficacité du dispositif en font aujourd'hui un modèle dominant en Europe et expliquent son développement au plan mondial.

2.3.2.2 Tarif premium

Le tarif Premium est une variante du système de tarif d'achat au prix garanti. Ce modèle a été implanté initialement au Danemark et ensuite en Espagne avec un certain intérêt de la part des producteurs renouvelables. Le dispositif présente toutefois des différences importantes avec le schéma général des prix garantis ce qui explique que des évolutions successives ont dû lui être appliquées pour faciliter la transition à partir du dispositif initial vers un modèle qui autorise une plus grande intégration au marché de l'électricité.

Ainsi, dans un modèle de Tarif d'achat/Premium, les producteurs d'électricité à base d'énergie renouvelable peuvent choisir entre deux options :

- soit rester sous le régime classique du tarif d'achat au prix garanti pour l'électricité produite (tel qu'il a été expliqué précédemment)
- soit intégrer le régime « Premium » qui leur permet pour la quantité d'électricité à base d'énergie renouvelable injectée sur le réseau de recevoir une double rémunération : le prix du marché plus une prime (dite de participation au marché) appelée « premium ».

L'objectif du dispositif « premium » est de permettre l'intégration progressive des producteurs d'énergie renouvelable dans le marché de l'électricité et de rester compatible avec les règles et les objectifs de libéralisation de celui-ci. Alors que, dans le cas des prix garantis, la rémunération des producteurs est indépendante de l'évolution des cours sur le marché de l'électricité et dépend pour partie de ces évolutions avec le dispositif « premium ». Pour les producteurs, ce dispositif présente l'intérêt de limiter le risque par rapport à un système de quotas échangeables (cf infra) puisque une partie de la rémunération est indépendante de la variabilité des prix de marché.

2.3.3 Les incitations économiques établies par la quantité

Contrairement aux instruments « prix », les instruments « quantités » n'imposent pas un tarif d'achat mais des quotas de production d'énergie renouvelable. Alors que les prix garantis, ou les « premiums », bénéficient de la même façon à tous les producteurs, les approches par les quantités

introduisent la concurrence entre les producteurs. Pour cette raison, ils sont considérés comme théoriquement plus efficaces.

2.3.3.1 Système de quotas et de certificats verts échangeables

Le système de quotas est un « instrument quantité » dans lequel c'est la production d'électricité renouvelable et pas le prix qui est fixée. La puissance publique impose aux entreprises électriques une contribution minimale des énergies renouvelables en termes de capacité installée ou d'électricité produite (les quotas) [MEN-07]. Les quotas sont définis en adéquation avec les objectifs de politique énergétique (part de contribution des renouvelables) et évoluent dans le temps conjointement avec ces objectifs.

Selon la spécificité du modèle de quotas, la contrainte est imposée à un des acteurs de la chaîne de production d'électricité : producteurs, gestionnaires de réseaux, distributeurs ou consommateurs (Figure 2.2). Dans un pays avec un système de quotas, les autorités peuvent imposer aux producteurs d'électricité classique un minimum de production d'électricité d'origine renouvelable mais l'obligation peut également être imposée aux compagnies de distribution et de commercialisation de l'électricité. Elles sont alors tenues de commercialiser une proportion de leurs ventes sous forme d'énergies renouvelables.

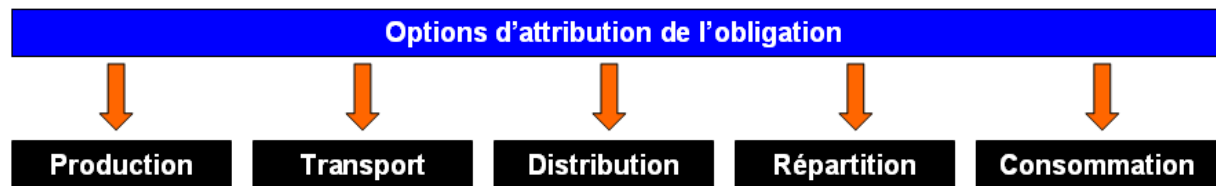


Figure 2-2 Options d'attribution de l'obligation d'achat de l'électricité renouvelable

Parallèlement, les producteurs reçoivent une attestation sous la forme de **certificats verts** (CV) pour l'électricité à base d'énergie renouvelable qu'ils produisent. Un certificat est attribué pour une unité donnée d'électricité produite (en général un mégawat heure). Les producteurs peuvent vendre ou échanger les certificats verts avec les acteurs contraints et le marché se constitue en raison de l'obligation faite aux acteurs de produire un nombre de certificats verts correspondant aux objectifs qui leur sont assignés.

Pour les acteurs contraints, les certificats constituent un système de flexibilité qui leur permet d'atteindre les quotas au moindre coût. Ils peuvent ainsi décider de produire eux-mêmes la quantité d'électricité à base d'énergie renouvelable nécessaire ou acheter ce type d'électricité à des producteurs spécialisés ou acheter simplement des certificats verts. Quant aux producteurs d'électricité à base d'énergie renouvelable, ils perçoivent une double rémunération avec la vente de l'électricité sur le marché de gros et la vente des certificats verts aux acteurs contraints.

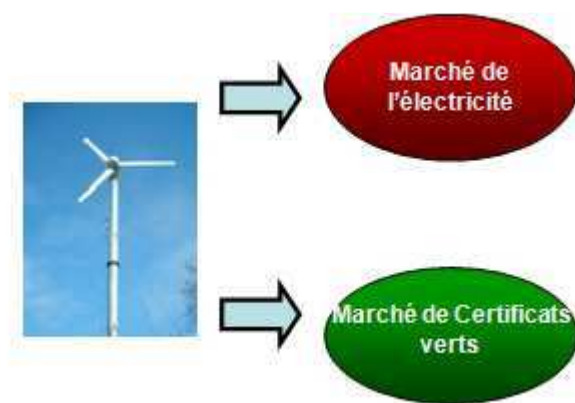


Figure 2-3 Participation du producteur éolien sur deux marchés sur le régime de Quotas échangeable/Certificats Verts

L'intérêt du dispositif est double ; il crée de la concurrence entre les producteurs qui sont ainsi incités à produire au moindre coût et il permet aux opérateurs contraints d'opter pour les solutions les moins coûteuses (produire eux-mêmes ou acheter des certificats s'ils n'ont pas la possibilité d'accéder à des potentiels à faible coût). En théorie, il conduit donc à minimiser le coût global de réalisation d'un objectif donné de production d'électricité renouvelable. Il présente par ailleurs des caractéristiques qui facilitent l'intégration de la production d'énergie renouvelable au marché électrique ce qui le rend plus compatible que les prix garantis avec la politique européenne de libéralisation du secteur électrique.

En pratique, il apparaît que les dispositifs de quotas ne présentent pas la même efficacité que les systèmes de prix garantis, notamment parce qu'ils introduisent de nouveaux risques pour les investisseurs : variabilité des prix de l'électricité sur le marché de gros et variabilité des prix des certificats [MEN-07]. On observe ainsi que le coût du soutien à l'éolien pour la collectivité est en moyenne plus élevé dans les pays qui ont adopté des dispositifs de certificats verts (Belgique, Grande Bretagne, Italie) que dans ceux qui pratiquent les prix garantis [EUR-2005].

2.3.3.2 L'appel d'offre-les enchères concurrentielles

L'appel d'offres concurrentiel (« *tendering system* »), est également un instrument quantifié. Les dispositifs d'enchères mettent en concurrence les producteurs spécialisés pour la production d'une quantité donnée d'énergie renouvelable ou plus souvent d'une capacité donnée de production à installer. La concurrence porte sur les prix du kWh proposés par les candidats lors des enchères. Les propositions sont classées par ordre de prix croissants jusqu'à ce que la quantité mise aux enchères soit atteinte. Chaque producteur retenu se voit attribuer le prix d'enchère figurant dans sa proposition dans le cadre d'un contrat à long terme (en général une quinzaine d'années) qui garantit le rachat de la totalité de la production au prix spécifié [MEN-03].

Comme les quotas, les enchères imposent aux producteurs de réduire au maximum leurs coûts de production pour rester concurrentiels et bénéficier des contrats d'achat. Les enchères conduisent donc à exploiter en priorité les ressources les moins coûteuses, limitent les marges des producteurs, stimulent le

progrès technique et permettent in fine d'atteindre les objectifs de production d'énergie renouvelable à moindre coût pour la collectivité.

Les retours d'expérience (France, Irlande, Angleterre, ...) permettent de souligner certains avantages du dispositif notamment l'effet de la concurrence entre producteurs sur la baisse des prix d'enchères. Mais les inconvénients sont nombreux et le bilan global des systèmes d'enchères reste au mieux contrasté avec un impact inférieur à celui des prix garantis sur les capacités installées [FIN-04]. Le manque d'attractivité des systèmes d'enchères pour les investisseurs est dû au manque de prévisibilité sur la rentabilité des projets. L'attribution des subventions au terme d'une procédure de mise en concurrence introduit un élément d'incertitude et un risque supplémentaire.

En Angleterre, les défauts inhérents au système (forte concurrence, exposition au risque) ont contribué à l'inefficacité de fonctionnement du dispositif (« *Non-Fossil Fuel Obligation – NFFO* »). Un grand nombre des projets retenus au terme des procédures d'appel d'offre n'ont finalement pas été mis en œuvre en raison d'une trop forte compression des marges et de taux de rentabilité attendus insuffisants. La non-exécution des engagements (installation de la capacité effectivement retenue par l'appel d'offre) n'étant pas pénalisée, de nombreux projets sélectionnés car compétitifs sur le papier n'ont finalement pas été réalisés.

Ces problèmes expliquent le fait que le Royaume Uni ait décidé de mettre en place un autre dispositif, « les certificats verts », basé également sur les quantités mais ne présentant pas les mêmes inconvénients. Le dispositif peut toutefois présenter une certaine efficacité pour stimuler le développement de filières spécifiques ; au Danemark par exemple, pour l'émergence des projets off-shore et pour le renouvellement ou l'extension de projets on-shore existants. Mais de façon générale, on considère que les enchères ne sont pas un instrument adapté pour construire une politique de soutien aux énergies renouvelables sauf si elles interviennent en complément d'autres dispositifs.

2.4 Politiques de soutien en Europe

2.4.1 Aperçu général du développement de l'éolien en Europe : l'impact des politiques

La capacité annuelle de production éolienne installée en Europe a augmenté ces quinze dernières années de 472 MW en 1994 à 10163 MW en 2009. A cette date (2009), les nouvelles capacités éoliennes installées en Europe représentaient 39% de la capacité totale mondiale, contre 6630 MW pour les installations gaz (26%), et 4200 MW (16%) pour le photovoltaïque. Aujourd'hui avec une capacité totale installée de 74767 MW, l'éolien contribue à 9% de la capacité totale du parc de production européen [EWEA-10] [GWEC-10]. Cela représente, en termes d'énergie, 4,2% de la consommation d'électricité de l'UE (164 GWh) [EWEA-10b]

Cette croissance spectaculaire est le résultat de l'effort de quelques pays en matière d'incitation à l'investissement dans le secteur des énergies renouvelables. Principalement, l'Allemagne avec 32,3% de la capacité totale installée dans l'UE, l'Espagne avec 26% et le Danemark avec 5% manifestent aujourd'hui

leur position de leaders dans le secteur éolien³⁵. Compte tenu des parts du marché européen qu'ils occupent, de l'expérience législative acquise et du développement économique consécutif au déploiement de la filière, le développement de l'éolien est un succès incontestable dans ces trois pays. Ils contribuent pour une grande part à la réalisation des objectifs Européens de production d'électricité à base d'énergie renouvelable. La Figure 2-4 indique la capacité éolienne installée pour chaque Etat Membre



Figure 2-4 Capacité éolienne accumulée installée en Europe fin 2009

Source [EWEA-10]

Les autres pays européens, comme le Royaume Uni et la France avec respectivement 4051 MW et 4492 MW de capacité éolienne installée, fin 2009, et malgré leur important potentiel éolien, se situent en retrait. En effet, le Royaume Uni et la France, constituent respectivement le premier et le deuxième gisement de vent éolien en Europe, et pourtant l'apport de l'éolien y est quasiment marginal puisqu'il représenta à peine 2% des besoins de consommation d'électricité dans chacun de ces pays [EWEA-10]. Cependant des objectifs nationaux en France ainsi qu'en Angleterre, sont tracés et suivis rigoureusement dans le but d'atteindre les objectifs déclarés par les politiques publiques et nationales.

Les disparités dans le développement des énergies renouvelables et plus particulièrement dans l'éolien sont toutefois moins liées à des aspects techniques qu'à l'ambition et l'efficacité des politiques mises en place par les Etats. L'Allemagne et l'Espagne ont, compte tenu de leur parc de production essentiellement carboné, accordé des priorités à l'éolien en fixant un prix de rachat assez élevé (un tarif élevé plus une garantie de rachat forment un scénario propice à l'investissement). Le Danemark qui est un des pays les plus émetteurs de GES (Gaz à Effet de Serre) en Europe a également choisi de soutenir le

³⁵ Données année 2009 [EWEA-10]

développement de cette filière qui représente aujourd'hui 21% [Enerdata-10] de sa consommation d'électricité.

En France près de 88% de la production d'électricité provient des centrales nucléaires et d'hydroélectricité [RTE-10], [Enerdata-10], n'émettant quasiment pas de CO₂. L'intérêt pour la diversification énergétique est moins immédiat malgré le potentiel que représente l'éolien. Au Royaume Uni, le débat sur le nucléaire a rendu plus incertains les nouveaux projets de centrales nucléaires, et l'éolien semble bien avoir une place dans le bouquet énergétique à moyen et long terme. Les projets de centrales éoliennes off-shore sont aujourd'hui des éléments structurants dans le développement de leur secteur électrique. [DTI-01]

L'analyse de ces différentes expériences constitue un exercice essentiel pour apprécier l'efficacité des politiques d'incitations. Certains dispositifs minimisent le risque des investisseurs en constituant des marchés protégés (prix garantis), alors que d'autres incitent les investisseurs à participer au marché de gros de l'électricité par le biais de primes destinées à compenser des risques plus importants. Avant d'analyser l'efficacité de ces différents dispositifs, nous tenterons dans la suite de comprendre les caractéristiques de leur fonctionnement dans chaque pays et leur influence sur les comportements des acteurs du secteur ainsi que sur leur propre système électrique.

2.4.2 L'Allemagne : le leader européen de l'éolien

2.4.2.1 Etat de l'art de l'éolien

L'Allemagne continue d'être le leader avec la plus grande capacité éolienne installée en Europe [GWEC-11]. Avec 1493 MW installés fin 2010, l'Allemagne représente aujourd'hui 32,3% (27,2 GW) de la capacité éolienne européenne [GWEC-11]. Ce qui lui a permis d'atteindre la troisième place dans le top 10 du classement mondiale de l'éolien en terme de capacités installées après les Etats Unis et la Chine.

Le développement de l'éolien en l'Allemagne, a joué un rôle important dans la croissance économique du pays, permettant le déploiement industriel et technologique du secteur (fabricants de turbines, développeurs, constructeurs et exploitant de parcs) et contribuant à la croissance de l'emploi (environ 84300 personnes étaient employés dans le secteur éolien en 2007) selon le Ministère de l'Environnement, la Conservation de la Nature et la Sécurité Nucléaire [BMU-08].

Grâce à l'expérience acquise en matière éolienne, l'Allemagne se place aussi aujourd'hui comme leader mondial dans le développement du photovoltaïque avec une capacité installée de 5351 MW fin 2008 [Enerdata-10]. Ceci est la conséquence directe du régime de soutien établie par le « *German Bundestag* ».

2.4.2.2 Cadre incitatif

Grâce au déploiement de l'industrie nucléaire à partir des années 1960 en Allemagne, le problème de dépendance au charbon avait été fortement réduit. Cependant, certains événements, tels que l'accident

de Tchernobyl (1986) et les questions du réchauffement climatique et des émissions de GES ont fait basculer les objectifs d'approvisionnement énergétique de l'Allemagne vers une politique énergétique plus propre et orientée vers l'exploitation des énergies renouvelables.

En 1979, le gouvernement allemand a établi une loi d'achat obligatoire « *Association Agreement Law* » pour l'électricité verte qui a été suivie en 1990 par la première forme de prix d'achat garantis (*Electricity Fed in Law (StrEG)*). Cette loi visait à l'origine le développement de la petite hydraulique puis ultérieurement la filière éolienne. Pour stimuler le développement de la production d'électricité à base d'énergie renouvelable, la démarche réglementaire a été privilégiée sous la forme d'une obligation d'achat associée à un prix garanti : la loi a imposé aux entreprises électriques de raccorder les producteurs d'EnR au réseau et d'acheter l'électricité à un tarif 90 % du tarif moyen facturé aux utilisateurs finaux (pour le cas de la filière éolienne) [SIJ-02] [VOL-04]. Une forme de rémunération était donc imposée pour encourager les producteurs à base d'énergie renouvelable.

Bien que le StrEG ait permis un démarrage des technologies renouvelables, des contraintes persistaient pour les centrales éoliennes et PV construites dans des zones isolées, et une aide complémentaire a été attribuée aux producteurs pour permettre le développement dans des zones moins profitables, et éviter une trop forte concentration des capacités installées dans certaines zones [MEN-07]. Entre 1991 et 1998, les programmes d'investissement promus par le gouvernement ont permis un fort épanouissement des filières éolienne et solaire [SIJ-02], [MIT-04].

Le StrEGn a été remplacé en 2000 par le « *Renewable Energy Source Act- Erneuerbare-Energien- Gesetz (EEG)* ». L'EEG a permis d'induire des changements clés dans le système de rémunération. Une différenciation des tarifs selon le type de technologie, la taille, la localisation avec des périodes de remboursement limitées et dégressifs par année a été introduite. Ce schéma innovant de rémunération s'est révélé plus performant que le tarif de StrEG pour permettre le développement de la capacité installée [MIT-06], [MEN-07], [BMU-07].

En 2004, en plein essor du solaire, l'EEG a été à nouveau modifié de façon très radicale. Un modèle de redistribution des coûts pour l'intégration des EnR au réseau électrique a été mis en place de façon notamment à éviter de faire peser sur les seuls distributeurs/transporteurs situés dans des zones disposant de ressources en énergies renouvelables, les coûts de développement de ces nouvelles filières (la Mer du Nord pour l'éolien par exemple). Par ailleurs, la prise en charge des coûts de raccordement a été modifiée : le raccordement au réseau incombe bien à l'entreprise investissant dans de nouvelles capacités de production mais les coûts de renforcement du réseau doivent être pris en charge par le gestionnaire du réseau. D'autres modifications ont été introduites au cours des années 2005 et 2006 concernant les prix et les primes accordées à l'innovation technologique.

Le choix d'un dispositif de soutien basé sur les prix garantis a été un moment contesté en raison de l'importance du soutien public apporté aux nouvelles filières énergétiques. La mise en place d'un dispositif de quotas a alors été proposée par l'Association Allemande de l'Électricité (VDEW) pour tenter

de limiter la dépense publique [BMU-05]. Cette initiative proposée en juin 2005 n'a pour l'instant pas abouti et une majorité d'acteurs continue aujourd'hui en Allemagne de privilégier le système de tarif d'achat garanti pour soutenir le développement des énergies renouvelables.

Un rapport de progrès a été publié en 2007 par le Ministère de l'Environnement, la Conservation de la Nature et la Sécurité Nucléaire (BMU) soulignant des aspects clés de l'avancement du dispositif de soutien pour les énergies renouvelables [BMU-07]. Une modification des fourchettes de rémunération pour chaque technologie a été introduite (la dernière version de l'EEG a été amendée en 2009) mais la base du dispositif reste celle des prix garantis.

2.4.2.3 Le principe de fonctionnement de l'EEG

L'EEG repose sur les « 3 priorités » attribuées aux producteurs des énergies renouvelables [BMU-07]:

1. Priorité d'accès/connexion des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelable au réseau d'électricité
2. Priorité de transport, répartition et distribution de l'électricité produite par des sources renouvelables
3. Priorité de rachat de l'électricité produite par des centrales d'énergie renouvelable

Les opérateurs de réseau sont donc obligés de raccorder au réseau électrique les centrales d'énergie renouvelable et de transporter et d'acheter l'électricité produite par ces centrales. Ces opérateurs sont autorisés à répercuter ces montants dans le calcul des coûts d'utilisation du réseau.

Selon [BMU-07], la structure de support de l'EEG permet à l'opérateur du système de gérer l'électricité produite par les centrales renouvelables³⁶. Cette agrégation de la production permet à l'opérateur de gérer les fluctuations de la production/consommation de façon plus optimale, de mieux gérer la réserve disponible et une meilleure planification de l'expansion du réseau. D'après les prévisions de la [BMU-07], ceci devrait réduire les coûts du système. Est-ce vrai en pratique ?

Trois autres éléments s'ajoutent à la structure de ce mécanisme de soutien :

- la durée du soutien est généralement fixée à 20 ans,
- les coûts supportés par les entreprises tenues de racheter la production renouvelable sont ensuite répartis de façon équitable sur l'ensemble du territoire (« *nationwide equalisation* »)
- le surcoût imposé par les tarifs d'achat est transféré au consommateur final.

En ce qui concerne la rémunération, celle-ci dépend du coût de production de l'électricité pour chaque technologie. Cela dépend donc de la source d'énergie, de la technologie et de la date de raccordement de l'installation. La rémunération est faite en accord avec une fourchette variable en fonction de la taille de l'installation. Le potentiel du vent du site et le type d'installation (terrestre ou en mer) s'ajoutent à ces considérations dans le cas de l'éolien.

³⁶ Afin de mieux intégrer les centrales d'énergie renouvelable, les installations avec une capacité de 500kW ou plus sont obligées de mesurer et enregistrer leur capacité. [BMU-07]

En Allemagne le tarif est fixé selon la capacité installée (et pas seulement pour chaque kWh injecté). La rémunération de la production éolienne en Allemagne se base sur une turbine et sur un site de référence (« *Referenzertragsmodell* »). Cette stratégie permet de rémunérer les producteurs éoliens selon leur localisation. La période et le niveau de la rémunération sont accordés selon les performances des fermes éoliennes par rapport à la centrale éolienne de référence. Une aide spécifique est attribuée lors du remplacement de vieilles centrales de faible capacité par des systèmes plus efficaces, normalement dans des zones côtières. Cette pratique est plus connue sous le nom de « *Repowering* ».

Dans le but de tenir compte du progrès technologique de chaque filière renouvelable et d'optimiser la réduction potentielle du coût, le taux de la rémunération attribué aux nouvelles installations est dégressif. Le taux de décote est variable selon la technologie : de 1% par exemple pour l'énergie géothermique à 6.5% pour les systèmes photovoltaïques autonomes, en référence au potentiel de progrès technologique sur chacune des filières.

Comme indiqué plus haut, la loi prévoit un dispositif d'égalisation des charges entre les entreprises et donc entre les consommateurs. Dans le cas de l'éolien par exemple la plupart des fermes sont situées dans le nord du pays alors que l'essentiel de la consommation se situe dans le sud du territoire allemand. La prise en charge des surcoûts par les seules entreprises électriques tenues de racheter la production éolienne conduirait à des surcoûts importants pour les entreprises du nord du pays avec des répercussions sur les prix aux consommateurs et des distorsions de concurrence. Pour éviter cela, la loi prévoit un mécanisme d'égalisation nationale des charges qui permet de distribuer de façon plus équitable le surcoût du développement des énergies renouvelables.

L'effet positif de la mise en place d'un dispositif de prix garantis et des différentes modifications apportées aux tarifs sur le développement de l'éolien sont visibles sur les Figures 2.5 et 2.6. On observe 3 périodes dans l'évolution de la capacité éolienne installée :

- la première période entre 1990-2000,
- la deuxième période entre 2000-2004
- et la troisième à partir de 2004 jusqu'à 2009.

Dans la première période avec la mise en place de la loi StrEG, les premiers investissements dans le secteur éolien ont été constatés. Ceci a permis le démarrage technologique et la consolidation de la filière en passant de 0 MW en 1990 à 4445 MW début l'année 2000. Après les modifications menées dans la nouvelle loi EEG de 2000, l'accroissement le plus important de la filière a eu lieu. En seulement 5 ans plus de 10000 MW ont été installées principalement au nord de l'Allemagne. 18173 GWh ont été produits fin 2003. Ce qui a permis à l'Allemagne de garder sa place de leader Mondial de l'Eolien pendant plusieurs années.

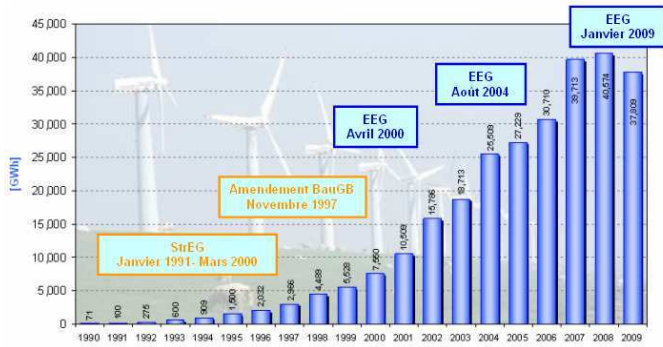


Figure 2-5 Développement de la production d'électricité à partir de sources renouvelables en Allemagne (1990-2009) Source : Enerdata, AGEE Stat

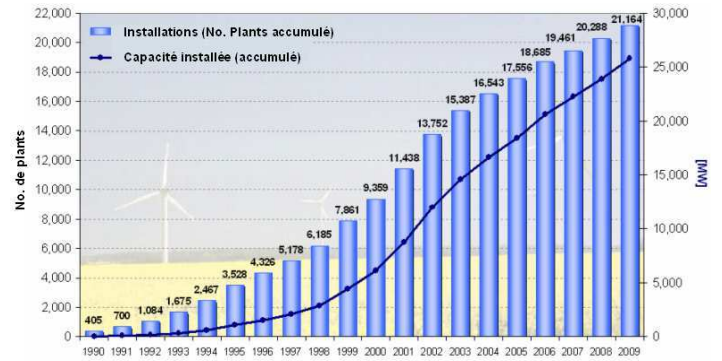


Figure 2-6 Développement de l'éolien en Allemagne conforme à la loi. Source : Enerdata, AGEE Stat

A partir de 2004, un nouvel amendement a été introduit. Celui-ci a permis d'augmenter le niveau des tarifs ainsi que le « *Repowering* ». Un dernier réajustement du tarif (et du taux de dégression) a eu lieu avec la modification de la loi EEG 2009 le 25 octobre 2008 (et l'amendement du 11 août de 2010). Ces stratégies ont beaucoup stimulé l'investissement éolien comme on peut l'observer sur la Figure 2.5 et 2.6. Fin 2010, l'Allemagne comptait 27 214 MW de capacité éolienne installée contribuant à satisfaire 6,2% de la consommation électrique des allemands (environ 37,3 TWh) [GWEC-11]. Les modifications successives apportées à la loi ont permis au dispositif de prix garantis de préserver son efficacité et de prolonger la dynamique de croissance des capacités installées.

Le tableau ci-après présente les modifications les plus importantes mises en place concernant la rémunération de la production éolienne.

Technologie	Rémunération de base c€/kWh	EEG 2009	Version provisoire de l'amendement to the EEG 05.12.2007	Rapport EEG Avancement 07.11.2007	EEG 2004
Eolien On-shore	Rémunération ³⁷ initiale (Premiers 5 ans d'opération)	9.2	7.95	7.87-7.95	7.87
	Rémunération Finale	5.02	5.02	4.97-5.02	4.97
	Dégression %	1.0%		1.0-2.0%	2.0%
Eolien Off-shore	Rémunération initiale (Premiers 5 ans d'opération) ³⁸	13	12	11-15	8.74
	Rémunération Finale	3.5	3.5	3.5	5.95
	Dégression	Dès 2015: 5%		5-7% (2008/ 2013)	Dès 2008: 2%

Tableau 2-4 Description du revenu de producteur éolien [BMU-07], [EEG-08], [BMU-09]

On observe que les tarifs sont loin d'être figés et font au contraire l'objet de réajustements périodiques. Sur la dernière période, les tarifs ont été réajustés à la hausse et la décote imposée (dégression) a été réduite (elle reste toutefois plus importante pour l'off-shore que pour l'on-shore du fait de la baisse des coûts attendue dans les prochaines années). Ces évolutions qui peuvent sembler à contre sens des tendances passées, reflètent en réalité de l'augmentation récente et conjoncturelle des coûts d'investissement des centrales électriques de façon générale [BMU-07]³⁹.

2.4.2.4 Perspectives

Les autorités Allemandes, présentent tôt en 2007 un dépassement de l'objectif de 2010 d'au moins 12,5% d'électricité fournie à partir d'énergies renouvelable ; cette part devrait être d'environ 15% en 2010 et l'objectif minimum de 20% devrait être largement dépassé en 2020 [BMU-07]. Compte tenu de l'exceptionnel succès en termes de développement de capacités installées, le gouvernement allemand a revu à la hausse en 2007, ses objectifs en termes d'énergies renouvelables. Ceux-ci sont passés de 20% en 2020 à 27% et au moins 45% d'ici 2030 [SAW-07] [BMU-07].

³⁷ Le tarif le plus élevé est payé pendant les 5 premières années à compter de la mise en service de la centrale (rémunération initiale). Cette durée est prolongée de deux mois pour chaque écart de 0,75% de la performance de l'installation en dessous de 150% de la performance de référence. La performance de référence est la performance calculée de l'installation de référence conformément à l'annexe 5 de la loi sur les énergies renouvelables-EEG. La rémunération initiale est majorée de 0,5 c€/kWh pour l'électricité produite par des centrales éoliennes mises en service avant le premier janvier (prime aux prestations pour les systèmes), s'il est prouvé qu'elles remplissent à partir de leur date de mise en service les exigences du décret visé à l'article 64, paragraphe (1), premier phrase, point 1 de la « Loi sur la priorité aux énergies renouvelables (loi sur les énergies renouvelables-EEG) du 25 octobre 2008. [EEG-08]

³⁸ Pendant les douze premières années à compter de la mise en service de la centrale, la rémunération est de 13,0 centimes d'euro par kilowattheure (rémunération initiale). Pour les centrales mises en service avant le 1er janvier 2016, la rémunération initiale visée à la première phrase est majorée de 2,0 centimes d'euro par kilowattheure. Pour l'électricité provenant des centrales situées à une distance de 12 milles nautiques au minimum et une profondeur de 20 mètres au minimum, la période de rémunération initiale visée aux première et deuxième phrases est prolongée de 0,5 mois par mille nautique entier excédant les 12 milles nautiques et de 1,7 mois par mètre entier de profondeur supplémentaire [EEG-08].

³⁹ En raison de l'augmentation des prix des matières premières, notamment de l'acier et du cuivre, le BMU recommandait déjà en 2007 de baisser la dégression annuelle de 2% à 1% [BMU-07].

Une partie importante de ces objectifs repose sur le développement de l'éolien. En ce qui concerne l'éolien on-shore, la disponibilité des surfaces pour l'installation de nouvelles turbines constitue aujourd'hui la principale contrainte mais le remplacement des éoliennes existantes par des machines plus grandes et plus performantes (« *repowering* ») devrait permettre de poursuivre la croissance. En ce qui concerne l'éolien off-shore, les perspectives évoquées par le projet « *Wind Belt* » de développement offshore en Mer du Nord font état d'une capacité installée de 20 000 MW à 25 000 MW à long terme (2025 – 2030) si l'éolien en mer atteint la viabilité économique [DENA-02].

Un développement aussi massif va certainement entraîner des coûts supplémentaires, notamment pour l'adaptation, l'extension et le renforcement des lignes de transport avec des conséquences sur le prix de l'électricité payée par le consommateur final. Le soutien à cette politique de développement des énergies renouvelables et particulièrement de l'éolien est toutefois conforté par le choix de l'Allemagne de refuser le recours à l'énergie nucléaire.

2.4.3 L'Espagne : une politique d'achat innovante mais des résultats à confirmer ?

2.4.3.1 Etat de l'art de l'éolien

Les initiatives en faveur du développement des énergies renouvelables en Espagne sont nées dans les années 1970, après le premier choc pétrolier et la crise économique. La problématique de dépendance énergétique était donc déjà une réalité.

En 2009, avec 19 160 GW, l'Espagne se situe en quatrième position mondiale pour la capacité éolienne installée après l'Allemagne, les Etats-Unis et la Chine. En termes de capacité annuelle installée, l'Espagne a été en 2009 le premier pays de l'UE avec l'installation de 2459 MW [GWEC-10].

Situation tout à fait particulière, l'énergie éolienne représentait en 2009 environ 20% de la capacité électrique totale installée en Espagne [REE-09]. Ce potentiel de capacité apporte-t-il beaucoup en termes de production voire de satisfaction de la demande ? Avec 36,2 TWh produits par les éoliennes installées sur le territoire espagnol, les éoliennes ont couvert 14,5% du besoin d'électricité des espagnols en 2009 et ont dépassé pour la première fois la production des centrales thermiques au charbon (12,7%) [REE-10] [GWEC-10].

En outre, la production éolienne peut dans certaines situations dépasser la contribution des autres sources. Ainsi, au mois de mars 2011, la production d'énergie éolienne a couvert 21% de la demande en électricité des espagnols, avec 4738 GWh, supplantant les autres technologies [REE-11]. En effet, dans les moments de production maximale d'énergie éolienne, pour pouvoir intégrer au réseau toute l'électricité éolienne produite, une partie de l'énergie est exportée et la consommation de centrales de pompage est activée [REE-10]. Cela met en évidence l'importance de compter avec un réseau interconnecté robuste et de la flexibilité des centrales de pompage dans l'intégration fiable de l'énergie éolienne, alors qu'un cadre incitatif favorisant fortement le développement de l'éolien était déjà en place.

2.4.3.2 *Cadre incitatif*

Le succès du développement des énergies renouvelables en Espagne est dû, comme en Allemagne, à l'existence d'un cadre incitatif favorable. Mais l'Espagne a cherché, contrairement à l'Allemagne, à favoriser l'intégration de la production d'énergie renouvelable dans le marché de l'électricité. Pour cela, un double dispositif a été mis en place permettant une intégration progressive :

- un schéma de prix garantis a été mis en place en 1998 (Décret royal 2818/1998) et modifié en 2004 (Décret royal 436/1998).
- un schéma de premium résultant des dernières adaptations du système de prix garantis faites en juin 2007 (Décret royal 661/2007).

Selon ce dispositif, les producteurs d'EnR ont deux options :

1. Ils peuvent vendre leur production aux distributeurs au tarif réglementé avec une priorité d'accès au réseau (« *Feed-in-Tariff* » classique)⁴⁰.
2. Ils peuvent vendre leur électricité directement sur le marché de l'électricité espagnol OMEL et bénéficier d'une prime complémentaire (prix de marché +premium).

Des modifications ont été apportées à la structure formelle du modèle de prix garantis ainsi qu'au montant de la prime accordée aux producteurs choisissant d'intégrer le marché entre 2004 et 2007. Cela peut être observé sur le Tableau 2-5. Différents niveaux de tarifs sont accordés à chaque technologie pour une période de temps déterminée par la loi. Entre 2004 et 2007, une augmentation du tarif est notée ainsi que du premium respectif. Par exemple, le tarif de rachat de l'éolien terrestre a été augmenté de 0.83 c€/kWh et le premium de 0.05 c€/kWh. Ces ajustements du modèle de prix correspondent d'une part à l'analyse de coût portant sur chaque technologie et d'autre part aux exigences techniques permettant de favoriser l'intégration au réseau électrique. Ces dernières nécessitent des investissements dans la recherche et l'innovation technologique.

Technologie	Sous-catégorie	Terme	Tarif régulé c€/kWh (2004)	Tarif régulé c€/kWh (2007)	Premium c€/kWh (2004)	Premium c€/kWh (2007)
Solaire	PV	25 ans	21,62 à 41,44	22,98 à 44,04	0 à 18,02	
	Thermodynamique	25 ans	21,62	26,94	18,02	25,4
Eolien	Terrestre	20 ans	6,49	7,32	2,88	2,93
Géothermie		20 ans	6,49	6,89	2,88	3,84
Hydro	>10MW	25 ans	5,76	7,8	2,16	2,504
Biomasse		15 ans	5,76 à 6,49	11,93 à 15,89	2,16 à 2,88	7,27 à 11,53

Tableau 2-5 Source : RD 661/2007 [RD-07], RD 436/2004 [RD-04]

⁴⁰ En Espagne le tarif d'achat est calculé par rapport au tarif de référence d'électricité (« *Average Electricity Tariff* » (AET) ou "tarifa eléctrica media o de referencia"). Le tarif de chaque producteur renouvelable est calculé comme un pourcentage d'AET qui est fixé chaque année par le Ministre espagnol de l'industrie et du tourisme en accord avec les prix du gaz et de l'électricité.

En Espagne, le dispositif de premium a été modifié pour limiter le profit des producteurs en cas de pic de prix sur le marché de l'électricité et dans le même temps garantir une rémunération minimum en cas d'effondrement des prix de l'électricité (RD 661/2007). Ce système appelé « *cap and floor* » est une caractéristique particulière du dispositif espagnol. Comme on peut l'observer sur la Figure 2-7, le premium n'est pas constant (sauf sur une plage étroite) mais évolue en fonction des prix sur le marché de l'électricité : plus le prix de marché augmente moins la prime complémentaire attribuée aux producteurs est élevée. Lorsque les prix de l'électricité atteignent 8,5 c€/kWh la prime devient nulle et les producteurs renouvelables sont rémunérés uniquement sur la base du prix de l'électricité (mais celui-ci est alors supérieur à la rémunération procurée par le prix garantis - 7,3228 c€/kWh). Inversement, si le prix sur le marché de l'électricité chute à zéro, la prime atteint alors son maximum à 7,1275 c€/kWh de façon à garantir un revenu minimum au producteur. Un premium constant est déterminé à 2,9291 c€/kWh pour une fourchette de prix de référence du marché comprise entre 4,1984 et 5,5653 c€/kWh [RD-07] [SAE-08].

La rémunération des producteurs qui cumule le prix de marché et le premium est donc variable et est fonction des prix de marché mais elle possède une borne inférieure qui garantit une certaine rentabilité de l'investissement⁴¹.

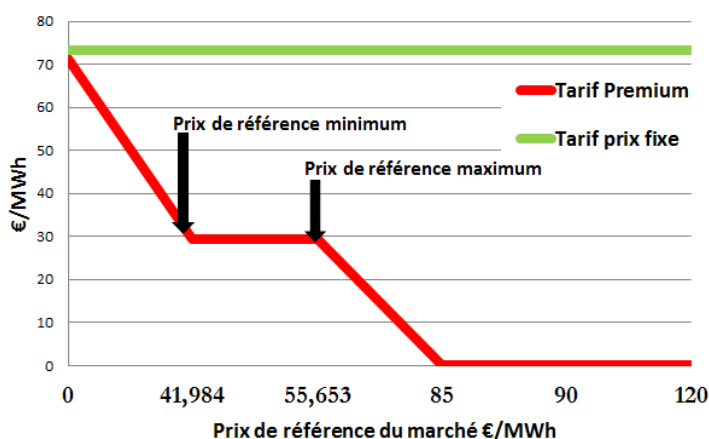


Figure 2-7 Mécanisme de support (Tarif et premium) pour l'éolien selon DR 661 (2007) c€/kWh Source [SAE-2008]

Dans le cas des producteurs éoliens, la durée de la subvention est de 20 ans indépendamment du régime de subvention choisi (tarif régulé ou premium). Une fois la période de 20 ans finie, le régime fixe une subvention de 6,12 c€/kWh pour les producteurs qui ont choisi l'option 1. Dans le cas du producteur participant au marché (option 2), le premium disparaît et le producteur est soumis complètement aux prix du marché de l'électricité sans aucune rémunération complémentaire [RD-07].

⁴¹ La prime est dans tous les cas inférieure au montant du tarif d'achat garanti.

	Période	Tarif régulé	Référence du premium	Limite supérieur	Limite inférieur
Energie Eolienne (on shore)	Premier 20 ans	7,3228	2,9291	8,4944	7,1275
	Après 20 ans	6,1200	0	0	0

Tableau 2-6 Source : [SAE-08]

Au-delà des changements dans la structure du dispositif d'incitation, cette stratégie novatrice de premium encadré a permis l'insertion des producteurs éoliens dans le marché d'électricité espagnol. En 2006, l'Association Espagnole d'Electricité (AEE) a constaté que 90% des producteurs éoliens avaient choisi le dispositif de premium et étaient intégrés au marché électrique.

D'autre part, dans l'étude sur l'impact macroéconomique des énergies renouvelables en Espagne, publié en 2009 pour l'Association de producteurs d'énergie renouvelable (APPA-09), deux conclusions permettent de relever les bénéfices du cadre incitatif pour le développement des énergies renouvelables nommées énergies du « Régime Spécial ». Tout d'abord, si on compare les primes payées au Régime Spécial et les coûts évités des importations de combustibles fossiles et les émissions de CO₂, le solde résultant est positif pour la période comprise entre 2005-2008 et négatif pour l'année 2009⁴². Cette étude affirme que « la production d'électricité à partir des énergies renouvelables du Régime Spécial suppose que le prix marginal établi dans le marché spot soit inférieur à celui qui aurait eu lieu dans le cas de la non existence des technologies renouvelables⁴³, c'est-à-dire que la présence des énergies renouvelables suppose un moindre prix marginal (en 2009 ce moindre prix a été du 3%⁴⁴). En effet, les énergies renouvelables remplacent les unités de production conventionnelle au prix marginal le plus élevé. Cette baisse du prix a été estimée en 2009 à environ 4836 million de € (20,93€/MWh). L'apport de la production éolienne sur l'ensemble du Régime Spécial a été le plus important. Cet apport est estimé à 72,6% de la production totale du Régime Spécial

La réussite apparente de l'éolien ne doit pas faire oublier les limites intrinsèques des dispositifs d'incitation par les prix : l'impossibilité de contrôler les quantités autrement qu'en ajustant les prix⁴⁵. Un tarif trop favorable peut provoquer une explosion inattendu du secteur et du marché, engendrant des coûts non estimés qui seront supportés par le contribuable (l'impact résultant sur le consommateur est négatif du fait que la taxe à payer augmente lorsque la contribution de la filière renouvelable augmente).

⁴² Le coût évité est calculé comme la somme entre le produit des émissions par le prix des droits d'émission (par rapport à la valeur défini en 2006) et le produit du volume des importations de combustibles fossiles et leur prix.

⁴³ Comme le marché spot de l'électricité est marginaliste (le prix de toute l'électricité est payé au prix du dernier MWh offert dans le marché, c'est-à-dire le plus cher), la présence des énergies renouvelables diminue cet impact puisque suppose la fixation d'un prix marginal plus bas.

⁴⁴ Cette valeur est calculée comme la différence en % entre le prix moyen arithmétique du marché OMEL et le prix résultant du marché sans tenir compte des énergies renouvelables.

⁴⁵ L'explosion des capacités PV installées en 2008 en fournit un bon exemple : le choix d'un tarif trop favorable a engendré une explosion massive des investissements avec des résultats se répercutant sur le prix payé par le consommateur. En effet, l'augmentation de la prime accordée aux énergies renouvelables, entre 2008 et 2009, a été due principalement au secteur photovoltaïque, responsable en un 73,9% de cette augmentation [APPA-09]. L'adaptation du tarif peut permettre de rattraper ce type d'erreur mais l'impact politique peut être important et cela se fait au prix d'une instabilité du marché (disparition d'un grand nombre d'entreprises en Espagne lorsque les tarifs PV ont été revus à la baisse entre 2008 et 2009) [COL-09], [APPA-09-].

En revanche, un tarif très bas ne permettra pas la mise en place des conditions du marché favorisant l'investissement et l'atteinte des objectifs en matière de capacité installée. La mise en place d'un tarif non approprié donne lieu à une mesure économiquement inefficace [LES-08].

En effet, l'efficacité du système espagnol n'est remise en question que si elle est comparée au déficit tarifaire causé par le système de rétribution de ces dernières années. Comprenons par déficit tarifaire, la différence entre les recettes collectées du tarif régulé et le tarif d'accès (fixés par l'administration et payé par le consommateur pour l'approvisionnement d'électricité au tarif régulé) et le coût réel associés à ces tarifs. On ne constate pas une relation directe entre l'évolution du déficit tarifaire avec la prime perçue par les énergies renouvelables ni avec le taux de pénétration de ces énergies dans le réseau électrique. La Figure 2-8 compare l'évolution du déficit tarifaire, des primes accordées aux énergies renouvelables et de la production d'électricité d'origine renouvelable dans la période 2005-2009. Le gouvernement a cependant indiqué que, dans le Décret Royal-Loi 6 de 2009 (RDL-6/2009), bien que influencé par d'autres facteurs (les coûts de l'énergie pour l'approvisionnement des consommateurs soumis au tarif intégrale, les subventions au traitement de déchets radioactifs, etc.), les primes accordées au régime spécial ont une incidence croissante sur le déficit tarifaire [RDL-09]. Le RDL-6/2009 affirme que la tendance croissante des énergies du régime spécial, pourrait, dans le court terme, affecter négativement la fiabilité du système tant d'un point de vue économique que technique. En effet, le cadre réglementaire mis en place à ce jour, n'avait pas un mécanisme permettant de planifier les installations et de prévoir le montant et la distribution dans le temps des primes accordées et d'estimer ainsi l'impact sur le système tarifaire. Le RDL-6/2009 a donc mis en place une structure d'enregistrement de pré-allocation de la rétribution (« Registro de pré-asignación de retribución ») pour corriger la problématique citée ci-dessus.

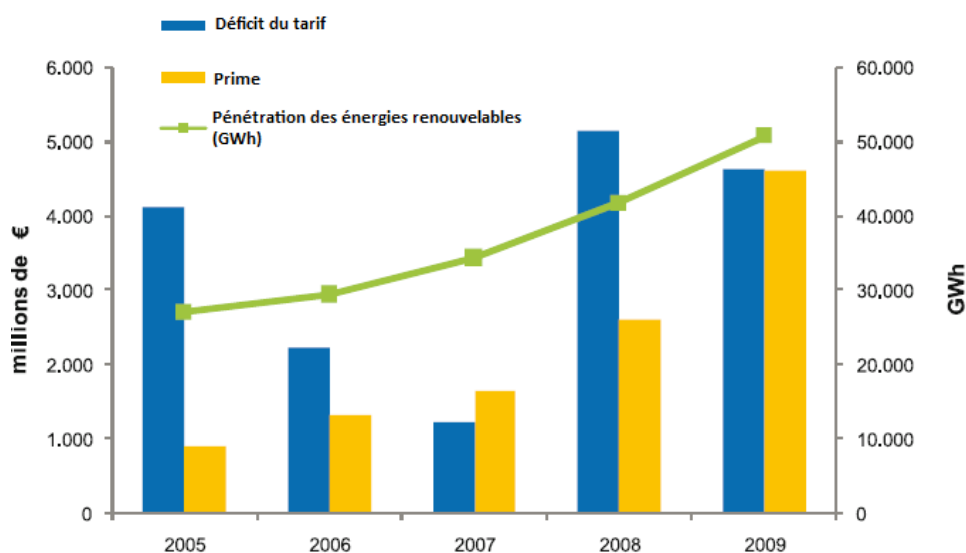


Figure 2-8 Comparatif de l'évolution du Déficit tarifaire, la prime et le taux de pénétration des énergies renouvelables. Source : [APPA-09]

Une modification des primes perçues par les producteurs éoliens du [RD-07] est entrée en vigueur le 9 décembre 2010 dans le Décret Royal 1614/2010 [RD-10] pour résoudre les déficiences provoqués par le Décret Royal-loi RDL 6/2009. Cette modification, présentée par le gouvernement comme un moyen pour garantir la durabilité économique du système, a imposé une réduction de 35% (entre le 1^{er} janvier 2011 et le 31 décembre 2012) dans la prime perçue pour les producteurs éoliens qui ont choisi l'option du marché⁴⁶. Ce nouveau décret établit également un nombre d'heures de fonctionnement au-delà duquel les primes sont supprimées et le producteur éolien est soumis strictement au marché (2589 heures/an).

Il est encore tôt pour tirer des conclusions sur les effets des nouvelles mesures encouragées en 2009 et 2010, mais l'instabilité du cadre réglementaire engendre un climat défavorable et un risque élevé pour les investisseurs. L'expérience espagnole dans le déploiement de la capacité installée éolienne impose une évolution de la politique d'incitation dans le temps ainsi qu'une meilleure adaptation de la politique aux règles du fonctionnement du marché de l'électricité mais toujours en conservant la confiance des investisseurs.

2.4.3.3 Prospective de la filière éolienne

Les objectifs du gouvernement espagnol en termes d'énergies renouvelables ont été très ambitieux. Selon le Plan d'Energies Renouvelables (PER) pour la période 2005-2010, l'Espagne s'est engagée à produire 30,2% de sa consommation d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables en 2010 [PER-05]⁴⁷. Fin 2009, la contribution des énergies renouvelables à la production d'électricité était de 25,1% (filiale hydroélectrique incluse), bien qu'en retard par rapport à l'objectif initial pour l'ensemble des énergies renouvelables, l'objectif éolien de 20155 MW du PER était quasiment dépassé [PER-05], [APPA-09]⁴⁸.

Face à un panorama de forte transition énergétique, l'Espagne dans son Plan National en matière d'Energies Renouvelables (PANER), pour la période 2011-2020, a estimé une croissance de la puissance de la filière éolienne inférieure à la moyenne des dernières années. En 2020 la capacité éolienne totale installée est estimée à 38000 MW (dont 3000 MW pour l'offshore).

Pour cela, l'intérêt d'un cadre réglementaire stable devient un élément clé du développement de la filière éolienne espagnole dans les années à venir.

⁴⁶ Le DR 1614/10 s'applique aux installations sur le RD 661/2007 y compris pour les installations de plus de 50MW [RD-10]

⁴⁷ 29,4% selon les dispositions de la Commission Européenne.

⁴⁸ L'objectif éolien décrit dans le PER 2005-2010 de 20155MW a été dépassé en 2010 avec 20676 MW de capacité installée représentant une différence positive de 2,58%.

2.4.4 Le Danemark : pilier d'un progrès irréfutable

2.4.4.1 Etat de l'art de l'éolien

Le Danemark est considéré depuis deux décennies comme un des pionniers dans le développement de l'éolien. Les éoliennes installées fin 2009 contribuent à hauteur de 7 TWh à la production totale du pays (avec une capacité installée de 3497 MW), ce qui représente environ 20% de la demande électrique totale des danois. [Enerdata-10], [WWEA-10].

Des éoliennes off-shore d'une puissance totale de 237 MW ont été installées en 2009 pour atteindre une puissance totale installée de 663,6 MW. Le Danemark se situe au deuxième rang mondial pour le développement de la filière offshore derrière les Etats Unis. Le plus puissant parc éolien a été inauguré au Danemark en Mer du Nord : Horns Rev I, en 2009. [WWEA-10].

Le grand développement de l'éolien au Danemark a permis à cette source d'énergie de devenir une des principales sources de production d'électricité dans le pays. A titre d'exemple, dans la partie Est du Danemark, la production éolienne peut atteindre plus de 50% des besoins de consommation y compris au moment de la pointe de demande entre 11h-13h (courbe rouge de la Figure 2-9) [EMD-08]. A la date du 7 mai 2007, la production éolienne et la petite cogénération satisfaisaient la totalité des besoins de consommation de cette zone (courbe bleu ciel et bleu foncé de la Figure 2-9). Les centrales de production classiques étaient alors utilisées pour satisfaire la demande du reste du pays [EMD-08].

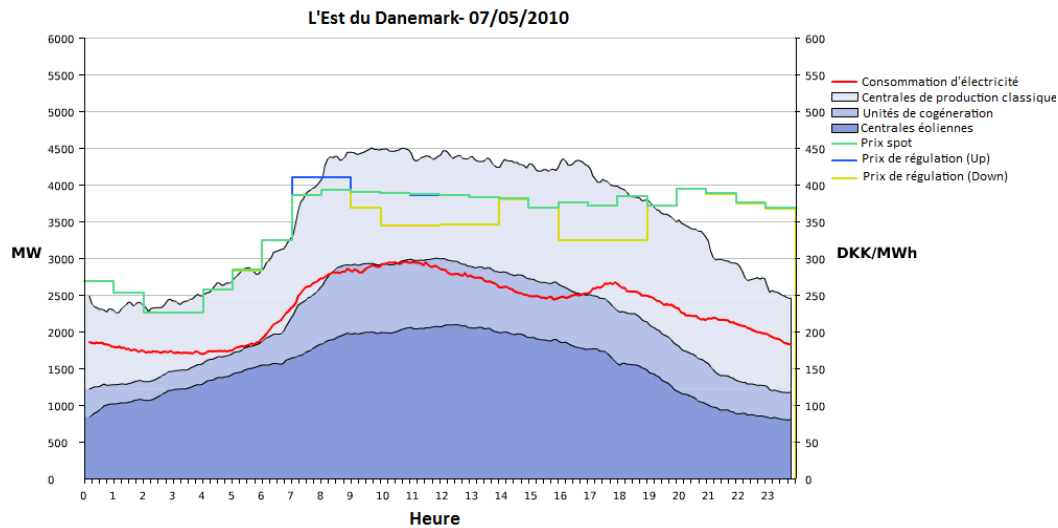


Figure 2-9 Production éolienne dans l'Est du Danemark (Le 7 mai de 2007)

Source : www.emd.dk

2.4.4.2 *Cadre incitatif*

Le plan de développement de la filière éolienne au Danemark (1976-1989) a été caractérisé par une aide gouvernementale à l'investissement pour la construction des centrales éoliennes. Au début, la subvention accordée était de 40% des coûts, cela a été progressivement réduit jusqu'à sa disparition en 1989. Pendant cette période, seulement quelques turbines éoliennes ont été construites.

Entre 1984 et 2001, l'aide financière pour la production d'électricité éolienne a été basée sur le prix de l'électricité. Pendant cette période, les producteurs éoliens recevaient 85% du prix régulé payé par le consommateur (hors taxes). En 1991 une Prime (« Price premium ») de 3,6c€/kWh a été introduite. A partir de ce moment, le déploiement de l'éolien commençait à se développer de façon massive. Après la libéralisation du marché de l'électricité danois en 1999, dès 2001 le développement de l'éolien a été réorienté sur de nouveaux principes. La prime disparaît et le financement des énergies renouvelables est payé dans les factures des consommateurs d'électricité à travers le mécanisme nommé « Obligation du service public » (PSO : *Public service Obligation*). Les turbines existantes sont couvertes pour un tarif préférentiel.

La nature et le montant de la subvention ont été soumis à plusieurs révisions entre 2000 et 2008 avec des modifications du tarif pour un nombre d'heures de fonctionnement selon la puissance installée de la centrale (avant 2000 : 8c€/kWh, entre 2000 et 2002 : 5,8c€/kWh), la durée et la variation de la subvention, le niveau de participation dans le marché de l'électricité et la valeur de la prime accordée pour cette participation. En 2003, le gouvernement a amendé la participation des producteurs éoliens dans le marché de l'électricité Nordpool en attribuant une prime limitée au maximum de 1,3 c€/kWh pour une durée de 20 ans et plus de 0,3c€/kWh pour les coûts d'équilibrage [CEP-09]. Ce tarif a été en effet peu efficace pour attirer des nouveaux investisseurs et une stagnation du développement éolien a été également constatée entre 2004 et 2008⁴⁹.

En 2008, le modèle de Premium/Prime a été de nouveau revu à la hausse. La prime a été augmentée à 3,375 c€/kWh sur le prix du marché et la durée du subventionnement a été maintenue à 20 ans de fonctionnement. Cependant, ces primes seraient attribuées en fonction du rendement des turbines, pour les 22000 premières heures de fonctionnement (environ 8-9 ans). Une subvention de 0,3 c€/kWh s'ajoute comme compensation au coût d'équilibrage (laquelle est restée inchangée) et encore 0,05 c€/kWh provenant d'un Green Fund. [CEP-09]. La Figure 2-10 illustre la structure de la subvention dans le modèle Premium au Danemark.

⁴⁹ A partir de 2005 et jusqu'au 2008 la prima a été fixée à 1,3c€/kWh.

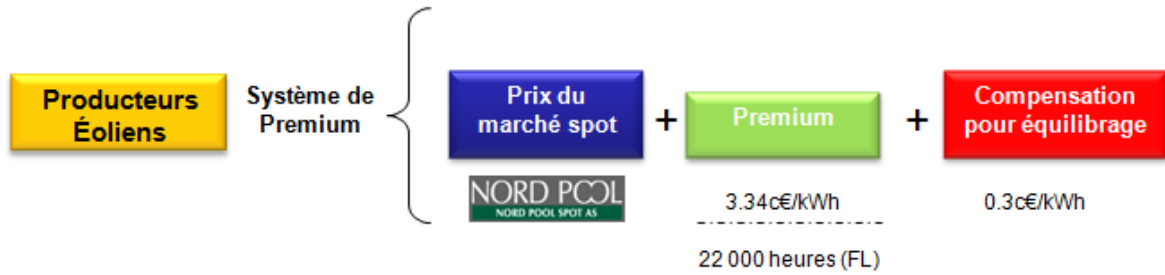


Figure 2-10 Modèle de subventionnement des producteurs éoliens au Danemark [CEP-09]

* FL= Full Load

La Figure 2.11 ci-dessous permet de confirmer, d'après les fluctuations de capacités installées chaque année entre l'année 1999 et 2009, l'importance significative des politiques énergétiques nationales dans le développement de l'énergie éolienne. Après les années 90, une diminution du rythme de croissance de la filière éolienne a été constatée comme conséquence de l'impact des différentes politiques énergétiques vis-à-vis des objectifs environnementaux et gouvernementaux. Une détérioration de l'initiative de développement de la filière éolienne à la fin des années 90 a eu pour conséquence la chute visible en 2001 de la capacité éolienne installée. Pendant la période 2004-2008, une légère baisse relative de la croissance de la capacité installée et des investissements a été également constatée (Voir Figure 2-11).

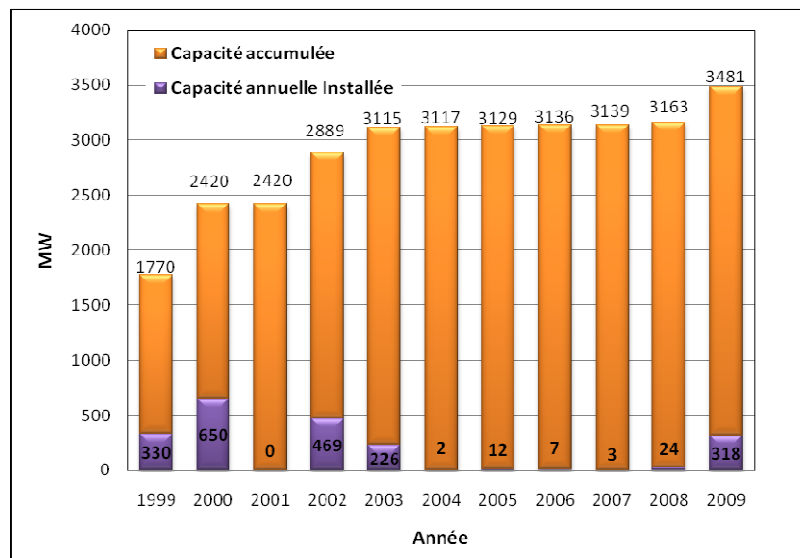


Figure 2-11 Développement de l'éolien au Danemark entre 1999-2009

Source : [Enerdata-10]

L'expérience montre que l'éolien a affronté divers rythmes de croissance tout au long du développement de la filière. La principale conséquence est néanmoins reflétée sur le prix payé par le consommateur d'électricité via le PSO. Le tableau ci-après montre le montant des contributions des consommateurs au tarif d'électricité dans la période 2005 à 2008.

Catégorie/Année	2005	2006	2007	2008
Eolien	1668	1076	1631	667
Biomasse, etc.	368	245	419	228
Cogénération	906	401	1179	170
Total	2942	1722	3299	1065
% alloué à l'éolien sur le total	57%	62%	51%	63%

Tableau 2-7 PSO Dépenses pour la production d'électricité d'origine renouvelable en Million DDK

Source: www.ens.dk

La plupart des subventions payées aux unités de production sont accordées au moyen du tarif de rachat⁵⁰. En conséquence, le montant du tarif dépend directement du prix du marché. Cette relation n'est pas constante puisque les nouveaux producteurs reçoivent une prime fixe. Ainsi, les niveaux des dépenses en 2006 et 2008 ont été associés aux prix élevés de l'électricité dans le marché de l'électricité (en effet plusieurs centrales mises en service dans les années 90 arrivaient à leur nombre maximale d'heures de fonctionnement et basculent dans l'option du marché) [ENS-10] [CEP-09]. .

2.4.4.3 Perspective du développement

Dans les années à venir, un fort développement de la capacité éolienne installée au Danemark est attendu.

Pour aboutir aux objectifs de la politique énergétique Danoise pour 2025, Energynet, l'opérateur du réseau de transport Danois, prévoit une capacité totale installée de 6000MW avant 2025 (dont 2000MW de capacité éolienne en mer) [ENE-07]. L'apport de l'éolien en termes d'énergie sera autour de 50% de la consommation d'électricité.

Cela représente un défi technique et économique. Tout d'abord, l'intégration de l'éolien à un tel niveau exige la mise en place des stratégies qui permettent de résoudre les limitations techniques imposées par un fort développement de l'éolien (la flexibilité du système doit être garantie, le renforcement des interconnexions avec l'Allemagne et la Norvège devient un élément clé d'un tel développement) et en même temps d'être économiquement profitables. Dans un deuxième temps, cela imposera une transition du paysage énergétique danois exigeant le consensus des différents acteurs (production, transport et distribution, consommation). Au Danemark néanmoins, les mesures économiques pour atteindre le niveau souhaité du déploiement de l'éolien visent la compatibilité avec le marché de l'électricité et cherchent à sauvegarder la contribution du consommateur (celui qui finance ce développement) dans des limites raisonnables.

⁵⁰ Un système d'appel d'offre est dédié aux projets éoliens en mer

2.4.5 Le cas Anglais : manque de liquidité dans le marché

2.4.5.1 Etat de l'art de l'éolien

Avec une croissance moyenne de 24.3% par an, plus de 2700 MW ont été installées au Royaume Uni entre 1999 et 2009 comme indiquée sur la Figure 2-12. La production éolienne fin 2009 (9261 GWh) a permis de couvrir environ 3% de la demande électrique au Royaume Uni [Enerdata-10].

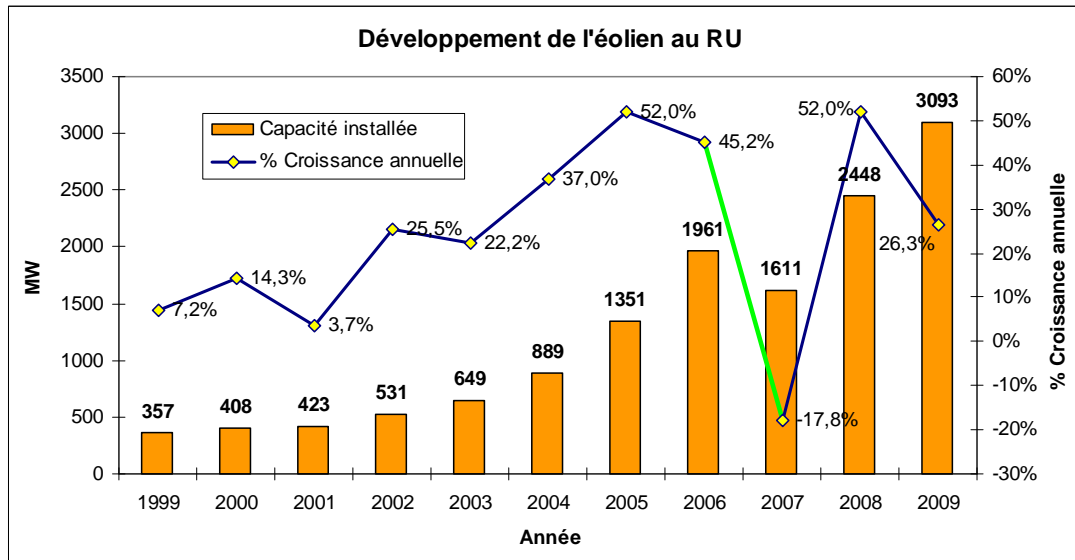


Figure 2-12 Développement de la capacité éolienne au Royaume Uni

Source : [Enerdata-10]

Malgré la croissance régulière observée depuis 1999 (sauf en 2007 où les démantèlements des vieilles installations ont dépassé l'installation de nouvelles centrales), la production d'électricité éolienne au Royaume Uni ne représente que moins de 3% de la consommation totale. Ce résultat peut sembler peu favorable au regard du potentiel de développement de l'éolien dans cette région (région considérée comme le premier gisement de vent de l'Union Européenne).

2.4.5.2 Cadre incitatif

La première initiative pour le développement des énergies renouvelables au Royaume Uni a été présentée en 1990 initialement via la NNFO (« *Non-Fossil Fuel Obligation* »). Cela a imposé une taxe à payer pour les combustibles fossiles permettant de financer les technologies renouvelables éligibles et considérées comme « non fossiles » à travers des contrats d'achat. Ainsi, un objectif de capacité installée de 600 MW des énergies renouvelables a été fixé ; il n'était pas spécifique par type de technologie. Les résultats de la NNFO ont été rapidement remis en cause par l'inefficacité de ces mesures (elles favorisent seulement les grands producteurs et incitent la concentration de projets uniquement dans des sites favorables). Ceci est principalement dû à un manque de cadre administratif structurant (mesure très

compétitive, mauvaises estimations sur les coûts des projets, difficulté à obtenir les permis de construction) l'allocation de contrats, les premiums et les pénalités [MIT-04].

Le deuxième paquet de l'initiative pour le développement des énergies renouvelables au Royaume Uni a été présenté en 1997 par l'UK Party's Manifeste [MIT-04]. Cette initiative gérée par le DTI (« *Department of Trade and Industry* ») a promu une politique d'innovation technologique basée sur la structure des politiques de génération d'électricité « *low carbon* » pour la promotion de nouvelles énergies. L'objectif était alors d'atteindre 10% d'énergies renouvelables en 2010 dans la consommation d'électricité [MIT-04].

Suite à la restructuration du marché anglais entre 1998 et 2001 (création du marché « NETA » (« *New Electricity Trade Arrangement* »)) le besoin d'implanter un mécanisme d'incitation pour le développement des énergies renouvelables, compatible avec les nouvelles règles du marché, était crucial. Pour y répondre, l'Obligation Renouvelable (de l'anglais « *Renewable Obligation-RO* ») a été mise en place en 2002.

Le RO est un instrument politique qui détermine une obligation pour une croissance annuelle d'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables (son opération a été envisagée initialement jusqu'à 2026-2027 et en 2010 la durée a été amendée jusqu'en 2037). Cette obligation a été placée sur les fournisseurs (« *suppliers* ») d'électricité. Un système de certificats appelé « Certificats d'Obligation Renouvelable (en anglais : ROC – « *Renewable Obligation Certificate* ») a été créé. Ces certificats sont attribués aux producteurs pour une unité donnée d'électricité produite (normalement MWh) par des sources d'énergies renouvelables. Les fournisseurs peuvent donc faire face à leur obligation à travers une des trois façons suivantes :

- 1) en achetant l'électricité des producteurs d'énergie renouvelable « qualifiés » directement,
- 2) en achetant des certificats ROC,
- 3) en payant une pénalité (« *buyout price* ») laquelle est fixée chaque année en fonction d'un index de prix. Les quantités monétaires provenant des pénalités sont collectées dans un **fond** et redistribuées entre les fournisseurs en fonction des certificats achetés.

Le risque sur la liquidité des deux marchés : 1) le marché de l'électricité et 2) le marché de transaction des certificats verts se posait face aux producteurs d'énergies renouvelables. La figure ci-après montre le principe de fonctionnement de la négociation des certificats verts.

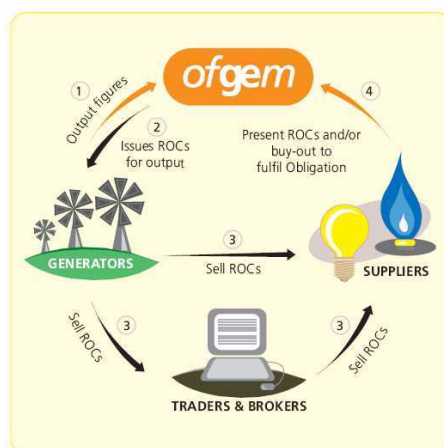


Figure 2-13 Principe de fonctionnement de la négociation des CVs

Source : [OFGEM]

Pour les deux premières années de la mise en place de ce mécanisme, entre 2002- 2003 et 2003-2004, des objectifs de 3% et 4,3% des énergies renouvelables dans la consommation totale d'électricité ont été respectivement ciblés. Cependant, les résultats obtenus n'ont pas été ceux attendus. Le pourcentage réel achevé a été de 1,8% à la fin de la première année de mise en place du mécanisme puis de 2,4% lors de la deuxième année. Cela était bien au-dessous des objectifs prédéfinis.

De la même façon, l'inefficacité du dispositif a été prouvée au cours des années suivantes. Selon les prévisions des autorités britanniques, la version originale du RO permettrait de produire 10,4% et 15,4% de l'électricité à partir des sources renouvelables en 2010 et 2015 [CE-09b]. L'apport des énergies renouvelables à la consommation d'électricité fin 2010 a été de 8,6% (loin de l'objectif fixé) [CE-10b], cela montre l'inefficacité du mécanisme en termes d'achèvement des objectifs.

De plus, sous le schéma N 504/2000, un ROC était attribué pour chaque MWh d'électricité produit par des sources renouvelables (sans différenciation par type de technologie). Etant donné que cela n'était pas équitable du point de vue maturité technologique de diverses technologies, une réforme a été nécessaire. Une nouvelle version a été conçue en 2008 pour répondre à cette déficience vis-à-vis des objectifs de développement pour chaque filière.

Le nouveau schéma N 414/2008 implante une fourchette des ROCs [CE-09b]. Le niveau de soutien est différencié par technologie renouvelable. Cela permet d'une part d'encourager les technologies moins développées au niveau commerciale et les plus chères (comme par exemple ; l'éolien en mer, la biomasse, les centrales marémotrices et à vagues) et d'autre part de maintenir un niveau de rémunération acceptable pour les énergies déjà matures tel que l'éolien terrestre. Pour la filière éolienne 1 ROC est encore attribué par chaque MWh injecté au réseau (comme sous le régime initial) contrairement aux énergies plus chères et encore naissantes où 2 ROCs sont accordés pour chaque MWh éligible. Certaines technologies telles que les centrales à Gaz de décharge (« *landfill gas* ») sont limitées à 0,25 ROC/MWh afin d'éviter une surcompensation sous le régime initial. Les catégories ainsi que le nombre de ROC attribués par MWh sont indiqués dans le Tableau 2-8.

Catégorie	Technologie	Niveau de support ROCs/MWh
1	Gaz de déchets	0.25
2	Gaz d'eaux usées	0.5
Référence	Eolien terrestre Hydroélectricité	1
Post-Démonstrateur	Eolien en mer	1.5
Emergents	Centrale à vagues, marémotrices Géothermique, Solaire PV	2

Tableau 2-8 Catégories de support à la production d'énergies renouvelables par technologie

Source : Autorités au RU [CE-09b] [GOV-09]

Les modifications dans la structure de l'OR (Obligation Renouvelable) ont pour but de surmonter les limitations pour le développement et la promotion de diverses technologies. Le dispositif a failli, dans un premier temps, en ne prenant pas en compte l'état de maturité et de commercialisation des différentes technologies. Ces modifications adoptées semblent plus justes pour certaines technologies (gaz de déchets par exemple) et sont encore loin de permettre d'accroître la compétitivité et de forcer le développement d'autres technologies comme le photovoltaïque, classé dans la catégorie des technologies émergentes et où seulement 2 ROCs/MWh lui sont accordés⁵¹.

En effet, ce dispositif a été évidemment abandonné pour le développement de la micro-génération (hydroélectricité, cogénération, photovoltaïque et éolien à l'échelle domestique) compte tenu de son inefficacité en termes de déploiement de la capacité installée. Le gouvernement britannique est donc passé d'une structure libéralisée et compatible avec le marché de l'électricité à un schéma classique de tarif d'achat garanti. Le tableau ci-dessous permet donc de vérifier les nouveaux tarifs de rachat appliqués à l'éolien jusqu'à 5 MW à partir du 2010.

Tranche de puissance	Tarif d'achat (p/kW)	Durée (ans)
≤ 1.5 kW	34,5	20
>1.5-15kW	26,7	20
>15-100kW	24,1	20
>100-500kW	18,8	20
>500kW-1.5MW	9,4	20
>1.5-5MW	4,5	20

Tableau 2-9 Tarif éolien au Royaume Uni [OFGEM-10]

⁵¹ Selon l'étude des coûts de production conduite par Ernest&Young (publié en 2007 pour demande de la DDT), afin de permettre un classement équitable de la filière solaire, 15 ROCs par MWh auraient dû être accordées à cette technologie. Le faible développement du PV au Royaume Uni est une conséquence de cette situation. A priori, cette technologie aurait des difficultés à démarrer dans ce pays et une implantation du tarif d'achat garanti au mécanisme d'appel d'offres serait nécessaire pour permettre vraiment à cette source de production d'électricité d'émerger [CE-09b]

Un nouvel élément s'intègre à cette nouvelle structure, c'est « le tarif d'export ». Cet élément correspond au paiement de l'excès d'énergie injecté au réseau et représentant une source de revenu pour le producteur d'énergie renouvelable.

Il serait, néanmoins, encore tôt de critiquer l'efficacité économique de cet instrument à l'échelle britannique bien que l'efficacité d'un tel dispositif pour encourager le développement de la capacité installée, comme constaté dans d'autres pays (Danemark, Espagne et Allemagne), semble permettre de viser un panorama plus encourageant à moyen et long terme pour l'éolien (micro-génération) au Royaume Uni.

2.4.5.3 Prospective de l'éolien

Sur la base des modifications faites à la version originale de l'Obligation Renouvelable, les autorités britanniques prévoient que la nouvelle Obligation, établie par catégories, [CE-09b] permettrait d'atteindre 8.8% et 13.4% d'électricité des sources d'énergies renouvelables (dans le ROC) en 2010 et 2015 respectivement. Cela montre que selon les estimations des autorités britanniques ceci serait 30% plus efficace que la version originale de l'OR datée de 2002. En raison des modifications récentes apportées à l'Obligation Renouvelable, il faudra attendre encore quelques années avant de parler de l'efficacité de ces mesures.

2.4.6 Le cas Français : les effets du mix énergétique ?

2.4.6.1 Etat de l'art de l'éolien

Depuis 2007, la capacité éolienne accroît chaque année en moyenne de l'ordre de 1000 MW. Avec 4 521 MW installées fin 2009 [Enerdata-10], la France est le quatrième marché pour l'éolien en Europe après l'Allemagne, l'Espagne et l'Italie et elle occupe la septième place au niveau mondial. L'éolien fournit en France 1.8% des besoins de consommation d'électricité (chiffres [Enerdata-10] pour 2009), soit l'équivalent d'une ville de la taille de Marseille. En 2009, l'augmentation de capacité a atteint 32.8%, ce qui est bien en dessus de la moyenne mondiale et pourrait indiquer que la France est entrée dans une phase de croissance plus rapide [WWEA-10]. La France reste toutefois très loin des leaders européens alors même qu'elle dispose du second potentiel éolien en Europe.

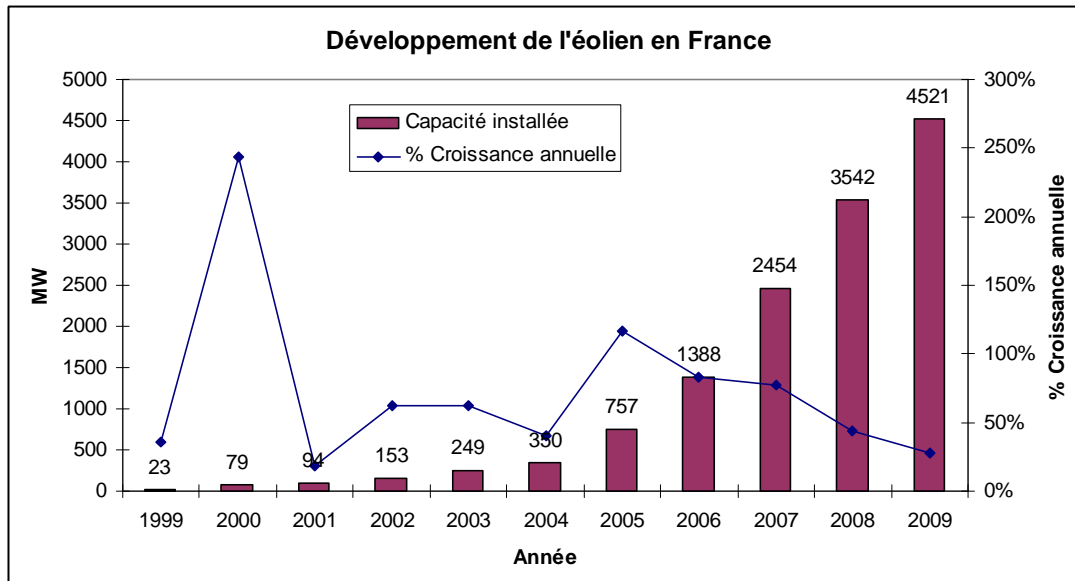


Figure 2-14 Développement de la capacité éolienne installée en France 1999-2009

Source [Enerdata-10]

2.4.6.2 Cadre incitatif

Un mécanisme de prix garantis est aujourd'hui en place en France pour soutenir le développement des énergies renouvelables. Le principe du dispositif est celui du modèle « *Feed-in Tarif* » classique :

- Les gestionnaires de réseau (RTE (opérateur du Réseau de transport d'électricité) et ERDF (Electricité de distribution de France - principal opérateur du réseau de distribution) sont obligés de raccorder les centrales de production utilisant des sources d'énergie renouvelables et de transporter et distribuer l'électricité produite.
- Les distributeurs d'électricité (principalement EDF), sont eux contraints de racheter l'électricité produite au prix déterminé par la loi et pendant une durée prédéfinie (15 ans en général).

Le distributeur d'électricité répercute le surcoût à ses clients par une contribution proportionnelle à l'électricité qu'ils consomment (Contribution au Service Public d'Electricité (CSPE))

Les tarifs d'achat français se différencient du dispositif Allemand dans le montant des tarifs et la durée du dispositif. Une première initiative de loi a été amendée en 2000 suivi d'une modification du montant du tarif en 2006 et puis en 2008.

Le tableau 2-10 ci-après présente une synthèse sur les tarifs d'achat applicables en France aux différentes technologies éoliennes selon l'arrêté du 17 novembre 2008, qui fixe les conditions d'achat de l'électricité produite pour les installations utilisant l'énergie mécanique du vent.

Arrêté 17 novembre 2008	Eolien terrestre :	8,2 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 2,8 et 8,2 c€/kWh pendant 5 ans selon les heures de fonctionnement.
	Eolien en mer :	13 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 3 et 13 c€/kWh pendant 10 ans selon les heures de fonctionnement

Tableau 2-10 Tarif de l'éolien en France [JORF-08]

Il s'agit d'un tarif fixe d'achat garanti pendant 15 ans actualisé en fonction d'un indice des coûts horaires du travail et d'un indice des prix à la production. Dans les conditions de 2008, le tarif de l'éolien terrestre est de 8.2 c€/kWh pour les premiers 10 ans et dans une fourchette de 8,2c c€/kWh à 2.8 c€/kWh pour le reste de la période. Le niveau du tarif est accordé en fonction de la productivité du site considéré mesurée sur la base des heures équivalentes de fonctionnement à pleine puissance. Pour l'éolien en mer, les contrats ont une durée de 20 ans, le tarif est fixé à 13 c€/kWh pendant 10 ans et puis entre 3 et 13 c€/kWh pendant 10 ans selon les sites [JORF-08] du fait des coûts de production plus importants.

Le développement de l'éolien en France ainsi que des autres énergies renouvelables s'inscrit dans un ensemble de mesures destinées notamment à lutter contre le changement climatique appelé **Grenelle de l'environnement**. Les initiatives en faveur des énergies renouvelables ont été élaborées en réponse à la Directive Européenne (paquet climat-énergie 3*20%) et sont traduites dans la loi POPE (Loi de Programme fixant les Orientations de la Politique Energétique) et la Programmation Pluriannuelle des investissements (PPI). La première initiative « Grenelle de l'environnement I », du 3 août 2009, a établi l'obligation de mettre en place des Schémas Régionaux pour le développement des Energies Renouvelables. Le Grenelle de l'environnement II, du 12 juillet 2010, définit les conditions de développement de l'éolien terrestre :

- un seuil minimal de 5 mâts par parc à l'intérieur d'un ZDE (Zones de Développement de l'Eolien)
- les éoliennes de plus de 50m de hauteur seront soumises à autorisation des installations classées pour la protection de l'environnement (classement ICPE, au même titre que les unités de traitement des déchets), et devront être éloignées de 500 mètres des habitations

Ces conditions visent à limiter le mitage du territoire et faire accepter les éoliennes à la population. Pour cette même raison le développement de l'éolien est circonscrit à des Zones de Développement de l'Eolien (ZDE), qui répondent à divers critères d'installation permettant d'optimiser l'exploitation des sites. Les ZDE sont donc déterminées par les collectivités locales et communes en fonction du potentiel de vent et doivent remplir certaines conditions :

- Le potentiel éolien
- L'accès et possibilités de raccordement aux réseaux électriques
- La protection paysagère, des monuments et des sites

Cette initiative a été fortement contestée notamment par les professionnels du secteur en raison de la lourdeur des dispositions administratives qu'elle impose. L'impact paysager des parcs éoliens est une des questions clés pour le développement de l'éolien en France. De nombreux projets sont aujourd'hui bloqués par des recours en justice venant de riverains (ou pas) très opposés à l'idée que des éoliennes industrielles (i.e. de grande taille, investisseurs privés, etc....) puissent s'implanter dans des milieux jusqu'alors préservés.

A la contrainte d'acceptation sociale, ils s'ajoutent des limitations techniques pour le déploiement de l'éolien au niveau du réseau électrique français, lequel a été conçu en priorité pour la gestion de la production nucléaire, et requiert des investissements importants dans de nouvelles infrastructures.

2.4.6.3 Prospective de l'éolien

La Directive Européenne 2001/77/EC attribue à la France un objectif de 23% d'énergies renouvelables en 2020. Pour atteindre cet objectif, le Grenelle de l'environnement a fixé dans sa première version un objectif de 25 GW d'éolien à l'horizon 2020 distribuées entre 19 GW d'éolien terrestre et 6 GW d'éolien offshore.

D'autre part, RTE dans son Bilan Prévisionnel version 2010 du gestionnaire de réseau de transport (GRT) français, annonce pour 2020, 17 GW d'éolien contribuant à satisfaire environ 7% des besoins d'électricité en 2020 (pour cette hypothèse, le GRT a retenu un facteur de capacité de 23% ou 2600 heures de fonctionnement par an, ce qui est vrai aujourd'hui mais qui pourrait être amélioré dans les années à venir grâce à l'apprentissage technologique) [RTE-10]. Un autre aspect en faveur du développement de l'éolien est lié à l'évolution de la réglementation environnementale en occurrence à la pérennité de fonctionnement des centrales à charbon qui dépendront de la révision de la directive 96/61/CE relative à la prévention et à la réduction intégrées de la pollution (IPPC) [RTE-10]. Ceci entraînera le besoin de compenser le déficit en capacité ouvrant une opportunité pour le développement des nouvelles capacités dont l'éolien pourrait retrouver de l'intérêt pour les investisseurs.

2.5 Bilan de l'évaluation de l'efficacité des politiques d'incitation

L'efficacité des instruments de soutien au développement de l'électricité à base d'énergie renouvelable a suscité de vives discussions, notamment dans le milieu académique de par le monde (voir par exemple [DIJ-03],[EWEA-05],[MIT-06][MID-07]). Les études récentes conduites notamment par la Commission Européenne font toutefois apparaître un avantage comparatif clair en faveur des dispositifs de prix garantis notamment pour l'éolien et le photovoltaïque [CE-05], [CE-08a], [CE-08b] :

« Pour l'énergie éolienne, tous les pays montrant l'efficacité la plus élevée ont mis en place le dispositif d'achat au prix garanti. Ce type de système manifeste la meilleure performance pour l'énergie éolienne » [CE-05]. Ces résultats ont été confirmés par l'AIE : « le groupe de pays avec la meilleure efficacité (l'Allemagne, l'Espagne, le Danemark, et plus récemment le Portugal) utilisent aujourd'hui un système de tarif de rachat au prix garanti afin d'encourager le développement de l'éolien [AIE-08]. Pour cette raison, une majorité des pays européens ont aujourd'hui adopté les dispositifs de prix garantis.

D'après ces affirmations, deux questions se posent : comment définit-on l'efficacité et sur quels critères est-elle évaluée ? Il semble en générale que sur une analyse simple l'efficacité est mesurée en fonction de la capacité du dispositif à encourager le développement de la puissance installée des filières d'énergie renouvelable. Pour répondre à cette question, nous nous appuyerons sur l'article 4 de la directive EU Directive (2001/77/EC) qui définit les critères permettant une évaluation de l'efficacité des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables. L'évaluation de ces dispositifs de soutien doit porter donc principalement sur les points suivants:

- ✓ Contribution à la réalisation des objectifs nationaux (1)
- ✓ Compatibilité avec les principes du marché intérieur de l'électricité (2)
- ✓ Prise en compte des différentes caractéristiques des sources d'énergie renouvelables, des différentes technologiques et des potentiels de distribution géographique (3)
- ✓ Simplicité des dispositifs et efficacité économique (4)
- ✓ Stabilité du cadre incitatif et confiance des investisseurs (5)

Une analyse comparative peut ainsi être conduite sur les principales expériences européennes déjà évoquées qui s'appuient sur les 5 critères principaux d'évaluation évoqués précédemment (colonne 1 du Tableau 2-11). D'après notre étude détaillée sur les différentes politiques d'incitations et les expériences constatées dans les pays choisis pour cette étude, nous pouvons mener une comparaison sur la capacité des mesures économiques à répondre face aux linéaments de la Directive Européenne.

En prenant le premier critère d'étude à propos de la contribution aux objectifs nationaux, nous pouvons analyser le progrès des objectifs sur le développement éolien en termes de la capacité éolienne installée et de la contribution de l'éolien à la consommation d'électricité. Pour le premier aspect, nous nous référons à la prévision sur l'apport de l'éolien de l'EWEA par pays par rapport à l'objectif européen de 21% d'énergies renouvelables pour la consommation d'électricité en 2010. Pour le deuxième critère, seulement deux pays ont annoncé des objectifs précis en termes de contribution à la consommation d'électricité, le Danemark et le Royaume Uni.

Le tableau 2-11 ci-après montre le pourcentage d'avancement face aux objectifs établis pour 2010.

Volet/Pays	Allemagne	Espagne	Danemark	Royaume Uni	France
Instrument	Tarif de rachat au Prix garanti	Premium	Premium	Obligation Renouvelable/	Tarif de rachat au Prix garanti
Primer initiative éolien	1990	1990	1990	1998	2000
Objectif 2010 (MW)	28000	15000	5000	6000	6000
Capacité installée fin 2009	25777	19148	3481	3093	4521
% Avancement	92%	127%	70%	50%	75%
Contribution à la consommation Objectif 2010 (%)			20%	10,4%	
Contribution à la consommation d'électricité 2009	6,5%	14,5%	20%	3%	1,8%
% d'avancement			100%	28%	

Tableau 2-11 Analyses de l'avancement des objectifs

Sur l'analyse quantitative, nous pouvons constater que le dispositif d'achat au prix garanti est plus avantageux pour le développement de la capacité installée en Allemagne, Espagne et Danemark par rapport au dispositif de quotas échangeables au Royaume Uni, bien que des objectifs clairs ont été fixés en matière de contribution de la filière éolienne à la consommation d'électricité (le retard de 50% par rapport à la OR met en évidence l'inefficacité du système). Ces pourcentages montrent encore qu'un niveau de tarif conséquent (voire élevé), garanti sur une longue durée, n'est pas l'unique condition pour encourager les investissements et développer des capacités de production éoliennes importantes dans le court terme. En effet, l'évolution de l'éolien en France montre, que le dispositif de tarif d'achat au prix garanti, peut également être moins performant si les barrières administratives ne sont pas surmontées dans le but de favoriser le développement de la filière [CE-08a].

Si nous analysons la compatibilité des mesures incitatives vis-à-vis de la structure du fonctionnement du marché de l'électricité (et dans le cadre de la théorie de la libéralisation du marché de l'électricité), nous pouvons tirer des conclusions différents sur l'efficacité des politiques d'incitation. En effet et compte tenu de l'obligation d'achat pour les fournisseurs d'électricité (l'opérateur historique dans la plupart des cas), le système du prix garanti n'est cependant pas compatible avec la libéralisation du marché de l'électricité et devient une source de hausse de prix de l'électricité pour le consommateur. Bien que d'une part, la structure de ce mécanisme permette de limiter les coûts et de stimuler le progrès technologique dans certains cas (comme en Allemagne), la déconnexion du marché de l'électricité engendrera une problématique additionnelle lorsque l'apport de l'éolien ne sera plus marginale sur le réseau

La différenciation des dispositifs de support par type de technologie est un autre élément important en faveur des systèmes de prix garantis et premium qui permet de soutenir le développement des technologies émergentes.

On observe à l'inverse que les premières versions du système de quotas échangeables ne permettaient pas de différencier simplement les niveaux de soutien selon la maturité des technologies puisque le prix des certificats verts est unique. Cette limitation a d'ailleurs incité la Grande Bretagne à exclure certaines filières d'énergie renouvelable (photovoltaïque) de la « *Renewable Obligation* » et à créer pour elles un système de prix garantis

L'efficacité des dispositifs de prix garantis est due aux bonnes perspectives de rentabilité des investissements et à la confiance qu'ils suscitent auprès des investisseurs ; avec les prix garantis, le risque de marché est nul du fait de l'obligation d'achat et la rentabilité des projets dépend essentiellement du niveau des prix garantis, de la capacité des investisseurs à maîtriser leurs coûts mais aussi de la disponibilité de la ressource. A l'inverse, les dispositifs de certificats verts se caractérisent par un niveau de risque plus élevé pour les investisseurs en raison de la pression concurrentielle et de la variabilité des prix (prix de l'électricité et prix des certificats). Les systèmes de premium se situent dans une position intermédiaire puisque les producteurs sont exposés aux variations des prix sur le marché de l'électricité.

La synthèse de cette analyse est présentée dans le tableau ci-dessous.

Volet/Pays	Allemagne	Espagne	Danemark	Royaume Uni	France
Instrument	Tarif de rachat au Prix garanti	Premium	Premium	Obligation Renouvelable/ Tarif d'achat au prix garanti (micro-génération)	Tarif de rachat au Prix garanti
Contribution aux objectifs	😊😊😊	😊😊😊	😊😊😊	😞	😞
Compatibilité avec le marché de l'électricité	😞😞😞	😊	😊	😊😊	😞😞😞
Différentiation par technologie	😊😊😊	😊😊😊	😊😊😊	😞	😊😊😊
Confiance des investisseurs	😊😊😊	😊😊	😊😊	😞😞😞	😊😊😊
Efficacité en termes de coût	😊	😞	😞	😊	?

Tableau 2-12 Comparaison de performances des politiques d'incitation

L'analyse menée ici permet de conclure qu'une évaluation des dispositifs de soutien ne doit pas se restreindre qu'à la seule quantification de la capacité installée ou au seul impact sur le tarif répercuté sur le consommateur. L'efficacité doit être donc traitée dans une façon rigoureuse permettant d'évaluer les critères cités précédemment : compatibilité avec le marché de l'électricité, stabilité dans le court et long terme, confiance des investisseurs. De cette façon les défaillances dans la conception d'une mesure pourraient être identifiées et résolues.

A l'étude de l'efficacité des mécanismes d'incitation, le dispositif de premium développé en Espagne apparaît intéressant à plusieurs égards car il préserve l'efficacité des systèmes de prix garantis pour l'installation de nouvelles capacités et la différenciation des technologies, tout en réduisant les coûts à la charge de la collectivité, en intégrant les producteurs d'électricité renouvelable dans le marché de l'électricité.

2.6 Discussion et conclusions

Atteindre l'objectif de la Directive 2001/77/EC implique des investissements importants et nécessite une intervention publique. Cela tant que les performances économiques de ces nouvelles technologies ne leur permettent pas de s'insérer dans le marché de l'électricité, comme c'est encore le cas aujourd'hui. La politique climatique, la sécurité énergétique, le soutien à l'innovation ou le développement régional sont les principales justifications du soutien des pouvoirs publics qui se traduisent concrètement par la mise en place d'instruments réglementaires ou économiques.

Dans ce chapitre, notre analyse a porté sur les instruments économiques utilisés pour soutenir le développement de la filière éolienne : prix d'achat garantis, premiums et quotas échangeables. Les évaluations réalisées sur ces dispositifs ont montré que les deux premiers étaient les plus efficaces pour stimuler l'installation de nouvelles capacités. Nous avons montré que les dispositifs de quotas peuvent également contribuer à stimuler l'installation de nouvelles capacités de production renouvelables, à encourager la concurrence entre producteurs (d'une façon plus compatible avec le fonctionnement d'un marché électrique libéralisé) et à permettre l'innovation technologiques. La réalité montre, cependant, que le système est moins efficace que les prix garantis. Cela est le cas pour les pays où ce choix a été fait (Angleterre, Italie, Belgique, Pologne, Suède). Il présente en outre certaines faiblesses car il n'est pas en mesure de soutenir chaque technologie de façon efficace et n'encourage pas la répartition géographique des installations comme peuvent le faire les prix garantis.

L'adoption d'un mécanisme d'incitation pour le développement des énergies renouvelables est laissée à l'appréciation des Etats Membres. Ces choix, opposés principalement par des approches de prix ou de quantité, ont montré une évolution ces dix dernières années. Plusieurs pays ont ressenti le besoin d'adapter leurs politiques en recourant à des structures incitatives différentes et en faisant des modifications sur la structure initial du dispositif (par exemple, la transition du prix garanti au tarif premium), en mélangeant plusieurs types d'aide. En effet, lorsqu'une filière d'énergie renouvelable n'est pas encore dans un état de maturité technologique, une subvention sous la forme de prix garanti peut être plus efficace pour encourager le développement des premières capacités et inciter le progrès technologique. Lorsque la technologie atteint un niveau compétitif, un mécanisme fixé par la quantité peut donner de meilleures performances et réduire le coût des dispositifs. Cependant cette transition devrait

être accompagnée par des mécanismes de marché comme par exemple sous la forme d'une prime provisoire (Modèle de premium)⁵².

D'autre part, l'efficacité d'une politique d'incitation pour le développement d'une technologie renouvelable dépend fortement de la crédibilité et de la maturité du système. Ceci est renforcé par l'efficacité économique du mécanisme d'incitation économique. Dans certains états membres (comme au Royaume Uni), le développement de filières comme le PV s'est vu impacté par l'incertitude des incitations politiques et le risque élevé liés aux investissements.

D'ailleurs, la conception d'une stratégie d'incitation à l'investissement doit être soutenue par un cadre politique stable, avec des objectifs plausibles et en tenant compte de la structure législative ainsi que des caractéristiques du système de production d'électricité de chaque pays. De plus, ces mesures doivent être compatibles avec les politiques en cours dans le contexte énergétique (par ex. à l'heure actuelle la Taxe carbone, les certificats blanc, etc.).

Il paraît donc que l'Option Premium (si stable sur une durée raisonnable) rendrait théoriquement et expérimentalement les résultats plus favorables vis-à-vis du contexte actuel: marchés libéralisés de gaz et d'électricité, incitation à une taxe carbone, tensions géopolitiques dans les pays producteurs de combustibles fossiles, flambé des prix de matières premières. Le système Premium tient compte d'un degré de support différent pour chaque technologie et encourage les producteurs d'EnR à participer dans le marché de l'électricité. De plus, ce système de Premium accorde une garantie sur le risque grâce à des compléments (accordé en fonctions des performances de fonctionnement des centrales) et à une prime de participation au marché. Un tel mécanisme reflète les coûts externes de la production conventionnelle, et permet d'établir une compétence plus équitable entre les producteurs conventionnelle et les producteurs d'énergies renouvelables. On pourrait considérer le mécanisme comme favorisant l'internalisation des coûts externes grâce à ce dispositif de « taxe premium » conjointement à une taxe pour les producteurs d'électricité à partir de sources conventionnelle. Le problème devient alors le calcul de la prime « juste ».

Après cette mise au point sur les mécanismes d'incitation permettant d'activer les investissements de l'éolien, en amont de la chaîne de production d'électricité, nous nous intéresserons dans les chapitres suivants à la problématique post-intégration de l'éolien au niveau du système électrique. Quels rôle joueront les politiques d'incitations dans l'exploitation et la conduite de l'éolien dans le réseau électriques ? Nous chercherons une réponse par la suite.

⁵² Il est évident aujourd'hui que les instruments ont évolué dans le temps, grâce au retour d'expériences et aux résultats obtenus dans différents pays (Allemagne et Espagne) ainsi que par divers choix implantés pour garantir l'efficacité et le rendement du mécanisme

Chapitre III

La problématique de l'insertion de l'éolien dans le court-terme : l'intermittence

Chapitre III

La problématique de l'insertion de l'éolien dans le court terme: l'intermittence

Résumé

L'insertion progressive des sources intermittentes prévues dans le cadre des politiques énergétiques et environnementales pose de nouveaux problèmes de raccordement, de fonctionnement, de gestion et de planification du réseau électrique. En particulier, la variabilité de la production éolienne engendre de nouvelles exigences dans le fonctionnement du système électrique (équilibre offre/demande par exemple) et dans la manière de réaliser les échanges d'énergie dans le marché de l'électricité. Dans ce contexte, l'étude de l'impact de l'intermittence de l'éolien, à court terme, est cruciale. Au niveau réseau électrique, nous étudierons dans ce chapitre l'impact de l'intermittence de l'éolien dans la coordination et la gestion des flux du réseau en temps réel. Du point de vue du marché de l'électricité, l'impact de l'intermittence de l'éolien sera évalué à travers l'efficacité des stratégies de règlement des écarts dans le marché d'équilibrage.

3.1 Introduction

L'énergie produite à partir des sources éoliennes a une caractéristique très particulière : elle est intermittente. Plus que le niveau élevé d'investissements exigé pour un projet éolien, l'intermittence attachée à la ressource « vent » est une préoccupation tant pour les investisseurs que pour les différentes parties prenantes du réseau électrique (producteurs, gestionnaires, distributeurs, etc.).

En effet, une nouvelle philosophie organisationnelle au niveau des réseaux électriques est nécessaire pour gérer de grandes quantités de production éolienne et pour maintenir le fonctionnement du système dans des conditions stables. Cette stabilité dépend du point de raccordement, de la distance des centrales de production par rapport aux centres de consommation, de la technologie des turbines et de la gestion des parcs éoliens entre autres.

Bien que les efforts des fabricants, par l'utilisation de nouvelles technologies, aient permis d'améliorer la performance opérationnelle des turbines éoliennes [EWEA-05], le couplage des parcs de production intermittente aux réseaux pose encore des problèmes techniques qui restent à résoudre. Le cœur du problème, notamment au niveau du réseau électrique de transport, est que toute transformation dans l'infrastructure maillée du réseau modifiera, en général, le calcul des transits de puissance du système. De même au niveau des réseaux de distribution, d'autres difficultés apparaissent comme par exemple le besoin du réglage de tension. De manière générale, le problème revêt plusieurs volets qu'ils soient techniques (congestion, stabilité, etc.) ou économique comme l'impact sur les échanges internationaux. Il faut donc examiner l'impact de l'insertion des énergies renouvelables aussi bien à court terme (impact direct sur les réseaux, sur les marchés) qu'à long terme (planification des réseaux, mix de production).

A court terme (de la seconde à quelques minutes), une variété de services d'équilibrage/d'ajustement est nécessaire pour maintenir le fonctionnement normal du système⁵³. L'indicateur d'équilibrage, à court terme, est l'amplitude des fluctuations de puissance occasionnée par les changements non prévisibles autant dans la consommation que dans la production. L'éolien qui s'insère prioritairement dans « l'ordre de mérite ou le *merit order* en anglais », introduit une dimension supplémentaire par sa variabilité dès lors que toute défaillance de production aura une incidence sur les prix et le recours aux services d'équilibrage [HIR-07]. Pour le long terme, la planification des réseaux et l'estimation des réserves de production sont deux questions importantes pour la sécurité du réseau en présence d'un fort taux de pénétration de la production éolienne. Cette problématique de long terme sera traitée dans le prochain chapitre.

Afin de traiter l'impact de l'éolien dans la gestion de court terme du système électrique (réseau et marché) ce chapitre est organisé de la façon suivante. La première partie expose une vision large sur les structures traditionnelles des réseaux électriques et leurs principes de fonctionnement. La deuxième partie

⁵³ Les services d'équilibrage et d'ajustement rentrent dans la catégorie de services systèmes permettant affronter les aléas de la production dans le court-terme. Les services systèmes permettent de reconstituer les minima requis en réserve primaire et secondaire [RTE-04].

aborde les définitions les plus importantes dans le contexte de l'éolien dont la variabilité et la problématique de la prédiction. La troisième partie examine plus spécifiquement l'impact que cette source d'énergie occasionne sur les paramètres de gestion du système électrique (tension, fréquence,...). La quatrième partie met en évidence la problématique de l'intermittence dans la gestion du marché d'équilibrage tout en fournissant un aperçu sur les stratégies de marché mises en place en Europe, au cours de ces dernières années. Enfin, des conclusions aussi bien sur les questions techniques de réseau que leur lien avec le marché seront présentées.

3.2 Les principes de fonctionnement des réseaux électriques

3.2.1 Un aperçu sur l'interconnexion européenne

Le réseau électrique européen est un système interconnecté (aujourd'hui ENTSO-E pour « *European Network of transmission system operators for electricity* »⁵⁴) comportant des centrales de production, des ouvrages de transport (lignes, transformateurs, postes) et des charges. Ces interconnexions créent les conditions d'une solidarité permanente entre les partenaires et permet une capacité d'échanges plus importante entre les réseaux des différents pays [RTE-08].

L'acheminement de l'énergie entre les centres de production et les grandes zones de consommation est assuré par les réseaux de transport et d'interconnexion à très haute tension (THT). Cette liaison, généralement en configuration maillée, permet de garantir la sécurité de l'alimentation, de maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande, de faire face aux différents aléas potentiels dans le fonctionnement du système et d'exploiter les infrastructures de la façon la plus optimale. Enfin, les réseaux de transport et de distribution ont la responsabilité d'acheminer l'électricité jusqu'au consommateur final.

En général, la gestion d'un système électrique est basée sur deux activités : *la gestion spatiale* du réseau et *la gestion temporelle* de la globalité du système [RTE-04], [BAS-99].

La première exige la gestion de l'interconnexion des centrales de production. La deuxième est orientée de la planification vers la gestion quotidienne du système électrique, en passant par les prévisions de consommation, la gestion (saisonnière) des réservoirs hydrauliques, des stocks de combustible et la maintenance des installations de transport et de production. La coordination de ces deux gestions (temporelle et spatiale) permet d'optimiser techniquement et économiquement l'utilisation des moyens de production et de transport de l'électricité, pour que la production concorde aux variations de la consommation. Ces activités sont, en général, la fonction du gestionnaire du réseau de transport (GRT).

A cause de la nature non stockable de l'électricité, conserver l'équilibre permanent entre la production et la consommation est nécessaire. C'est pourquoi il est très important que la gestion du système électrique garantisse la fourniture d'électricité tout en respectant les paramètres de fonctionnement. La tension (grandeur locale) et la fréquence (grandeur globale) apparaissent donc comme

⁵⁴ Précédemment UCTE pour système interconnecté Européen

des paramètres fondamentaux du fonctionnement de tout système d'énergie électrique [BOR-05]. Ces grandeurs sont d'ailleurs des indicateurs de la bonne exploitation technico-économique du système constitué par la production et le transport [BAS-99], [BOR-05], [RTE-04].

La fréquence est fixée par la vitesse de rotation de toutes les machines qui doivent rester synchrones (en régime permanent), c'est-à-dire qu'à un instant donné, la fréquence est uniforme sur l'ensemble du réseau. D'autre part, la tension est définie par les conditions d'exploitation (transport, répartition et distribution) et les appareillages du réseau.

3.2.2 La règle du jeu : l'équilibre entre la production et la consommation.

Le gestionnaire du réseau est le responsable du fonctionnement du réseau électrique. Il a la responsabilité de garantir la stabilité du système et l'équilibre entre la production et la consommation à chaque moment [RTE-04]. Le gestionnaire du réseau doit prévoir également, avec un certain degré d'exactitude compris entre 1% et 2%, le profil de la consommation au cours d'un jour particulier. En général, l'erreur dans la prévision de la consommation est de l'ordre de 1,5%, 24 heures à l'avance et de l'ordre de 5%, une semaine à l'avance [GIE-03].

En effet, la demande d'électricité est fondamentalement variable dans le temps : selon l'heure, le jour, les conditions de température et de nébulosité, la saison, les profils de consommation varient et connaissent des caractéristiques différentes tout au long de l'année. Les courbes de la Figure 3-1 permettent de visualiser les variations dans le temps, de la consommation électrique française.

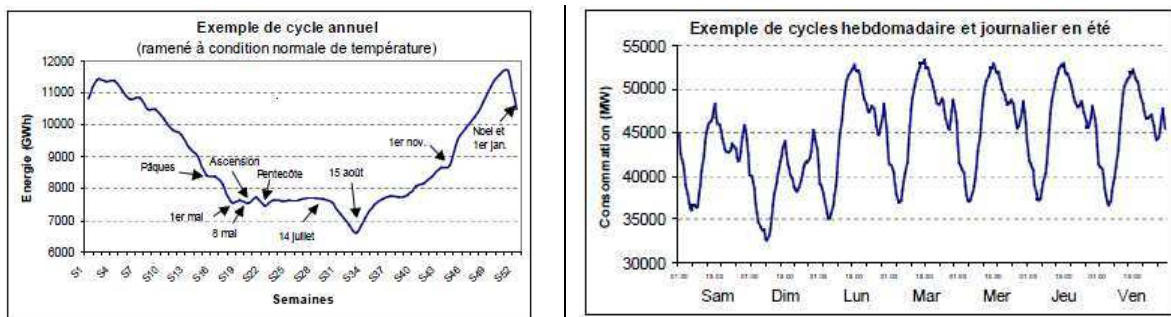


Figure 3-1 Profil hebdomadaire de la consommation française

Source [RTE-08]

Le gestionnaire du réseau de transport a également la responsabilité de résoudre d'éventuelles congestions du réseau de transport, à un horizon allant de la préparation journalière à J-1 jusqu'au temps réel au jour J.

Tout déséquilibre dans le système est le résultat d'erreurs dans la prévision ou de modifications imprévues dans la programmation de la production (tel que la défaillance d'une centrale par exemple) ou de changements inattendus dans le profil de la consommation [UCTE-04].

Équilibrer production et consommation équivaut à maintenir une fréquence (f) constante sur le réseau. La fréquence du réseau est, par conséquent, un indicateur du degré de déséquilibre du système [BOR-05]. Par exemple, la fréquence augmente lorsque la consommation (D) baisse par rapport à la

production (P) car les générateurs s'accélèrent. La fréquence chute lorsque la demande augmente parce que les générateurs ralentissent légèrement. Ces conditions peuvent être illustrées ci-dessous:

$$P > D \longrightarrow f \uparrow$$

$$D > P \longrightarrow f \downarrow$$

L'équilibre du système repose donc sur une parfaite coordination de l'ensemble des dispositifs de régulation de fréquence et de protection.

Les déséquilibres sont également atténués par « les générateurs sur demande » qui opèrent dans le mode « *réponse dynamique en fréquence* ». Un générateur travaillant en mode « *réponse dynamique en fréquence* » fonctionnera à charge réduite afin de fournir une capacité de secours. Ceux-ci peuvent donc changer leur puissance de sortie seconde par seconde en fonction du besoin du réseau [UCTE-04]. L'adaptation à la demande passe donc par le pilotage des turbines entraînant les alternateurs.

Pour rétablir la fréquence (et donc l'équilibre offre/demande), plusieurs types de réserves ou réglages existent :

- Le **réglage primaire** permet de rétablir l'équilibre « *offre/demande* » si la réserve primaire est suffisante, mais la fréquence finale est différente de la fréquence de référence. C'est un réglage automatique local pour chaque groupe, réglant de l'ordre de la seconde à quelques secondes pour les groupes thermiques, et de quelques secondes à quelques dizaines de secondes pour les groupes hydrauliques. Aujourd'hui, le réseau interconnecté européen peut faire face à une perte de 3000MW [RTE-06b]. Cette réserve fait l'objet d'une rémunération des producteurs, qui garantissent ce service dans le cadre d'un contrat « *services systèmes* » avec le GRT. En effet, l'interconnexion nationale Européenne permet une mutualisation de la réserve primaire en fréquence.
- Le réglage secondaire : lorsque plusieurs réseaux sont interconnectés, il en résulte des écarts sur le programme des échanges d'énergie entre partenaires. Un réglage dit **secondaire** corrige ces décalages. L'objectif du réglage secondaire consiste à ramener la fréquence à sa valeur nominale 50 Hz et à ramener les échanges entre partenaires à leurs valeurs programmées contractuelles. C'est un réglage automatique national, par commande automatique de certains groupes de production en superposition au réglage primaire, le réglage secondaire agit en quelques minutes à la suite du réglage primaire.
- Le réglage tertiaire : les actions de correction précédentes modifient les programmes de production des groupes pilotés et entament les réserves de production associées. Pour établir une opération économiquement optimisée sur le plan de production et des transits sécurisés, des actions manuelles dites **tertiaires** sont initiées par les opérateurs de conduite du réseau.

L'action de réglage secondaire peut ne pas résorber entièrement les écarts de fréquence et de transit de puissance sur les interconnexions. La réserve primaire est alors entamée, et la réserve secondaire épuisée [RTE-04]. Il est nécessaire de reconstituer les réserves épuisées pour se prémunir contre tout nouvel aléa. En prévision à des circonstances de ce type, il est prévu par contractualisation journalière à J-1, une réserve de disponibilité qui est décomposée en plusieurs produits selon le délai de mobilisation et sa durée d'utilisation : tels que la réserve tertiaire rapide de 15 minutes, la réserve tertiaire complémentaire de 30 minutes.

Le réglage tertiaire est coordonné par le dispatching national. Cette puissance est mobilisée selon les besoins en temps réel et les échéances, par appel lancé au mécanisme d'ajustement, afin de recalculer les programmes de production sur la réalisation et de reconstituer les réserves primaires et secondaires. La réserve de puissance à mobilisation rapide est constituée avec des groupes qui ne sont pas à la puissance maximale, ou qui peuvent démarrer rapidement (groupes hydrauliques, turbines à combustion). A noter qu'une réserve à la baisse est également prévue, toujours par contractualisation.

En effet, en recourant au mécanisme d'ajustement, le gestionnaire du réseau fait appel à des offres de production à la hausse par ordre de prix croissants, pour pallier une production insuffisante. Dans le cas contraire (excès de production), le gestionnaire du réseau fait appel à des offres à la baisse par ordre décroissant [RTE-04]. La notion de mécanisme d'ajustement sera détaillée dans la section 3.6.

3.2.3 Vers une transition du paysage des réseaux électriques

Dans le passé, les réseaux électriques ont été conçus de façon à accueillir l'électricité produite par des moyens classiques de production majoritairement raccordés au réseau de transport (centrales nucléaires, centrales hydrauliques, centrales à gaz, etc.). L'ouverture des marchés de l'électricité et des activités de production et de fourniture à la concurrence, conduit à la dissociation entre la gestion des moyens de transport (par le GRT) et la gestion des moyens de production (par les producteurs).

La modification de l'organisation verticale du secteur électrique a lieu en même temps que l'intégration accélérée des nouvelles sources de production d'électricité commençait à voir le jour, notamment la biomasse, la cogénération, l'éolien, le PV entre autres grâce aux incitations réglementaires.

D'une part, les réseaux d'aujourd'hui accordent la priorité de raccordement aux réseaux de distribution des centrales de production décentralisées (nommées GEDs ou Génération d'électricité dispersées) de petite et moyenne taille au niveau du réseau de distribution. Au niveau du réseau de transport les effets de raccordement des centrales renouvelables de grande taille ne se font pas ressentir de la même manière que pour les réseaux de distribution. Leur effet est plutôt visible sur le maintien de l'équilibre global offre-demande. Mais cela dépend tout naturellement du taux de pénétration de ces énergies.

Sous ce nouveau contexte, la Figure 3-2 illustre la nouvelle structure des réseaux électrique face à l'insertion des énergies renouvelables

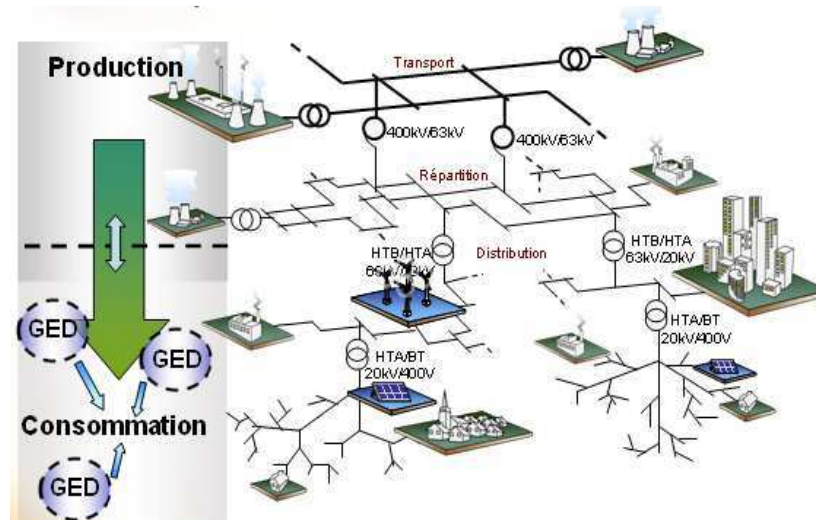


Figure 3-2 La nouvelle philosophie des réseaux électriques

Source [RAM-06]

Comme conséquence de l'essor des énergies renouvelables (et particulièrement des énergies intermittentes), on constate qu'il y a un fort besoin d'adaptation des réseaux électriques pour faire face aux défis introduits par ces sources dans un contexte de plus en plus complexe. Dans les sections suivantes, nous verrons comment la problématique de l'insertion de l'éolien est alors abordée du point de vue du réseau électrique et comment l'intégralité du système participe à cette fin. Tout d'abord nous reviendrons sur des concepts techniques de l'énergie éolienne

3.3 Caractéristiques techniques de la technologie éolienne

Grâce aux mesures d'incitation pour encourager le développement des énergies renouvelables, l'éolien, comme montré dans le chapitre 2, a vu un développement important ces vingt dernières années. Parmi toutes les technologies de production d'électricité renouvelable, l'éolien a été le plus installé en 2009. D'ailleurs, les investissements dans de nouvelles fermes éoliennes européennes ont atteint 13 milliards € en 2009 (18% de plus qu'en 2008) [EWEA-10]. En effet, la fiabilité technique des turbines a augmenté ces dernières années, en même temps que les coûts de production d'électricité d'origine éolienne ont eux diminués, devenant donc un secteur attractif pour les investisseurs.

Avant d'aborder toutes les questions d'impact de la production éolienne sur le réseau électrique nous allons nous intéresser d'abord aux caractéristiques techniques de la production éolienne, telles que la vitesse du vent et la nature stochastique de la production d'électricité. Nous évoquerons ensuite un état de l'art sur les technologies éoliennes les plus répandues.

3.3.1 Caractéristiques de la ressource vent

3.3.1.1 La variabilité de l'éolien: un nouvel enjeu

La problématique de la variabilité des sources d'énergies renouvelables a toujours été présente dans la production d'électricité. En effet, la disponibilité de la ressource, à partir de laquelle les énergies renouvelables sont exploitées, correspond au cycle naturel de chaque ressource (voir Figure 3-3). Les échelles temporaires varient d'une technologie à l'autre : d'une disponibilité à long terme pour la production de base (géothermique et biomasse) à un très court terme pour la production intermittente (vent, solaire PV). A titre d'exemple, l'hydroélectricité, largement répandue, dépend du cycle hydrologique lequel varie d'année en année, de saison en saison et de jour en jour, comme dans le cas des centrales à chute d'eau. Par contre, l'énergie géothermique, produite par la chaleur émise par le cœur de la terre, est aujourd'hui utilisée comme production de base puisque inépuisable et toujours disponible. [GUL-06][FRE-07]

Dans ce contexte, les énergies provenant du vent et du soleil varient selon des conditions macro et microclimatiques du site donné. Les cycles présentent des variations tantôt à l'année et tantôt à la minute (voire à la seconde).

Technologie/Échelle du temps	Génération	Annuel	Saison	Jour	Heurs	Minutes
Solaire						
Eolien						
Vagues/marrés						
Hydraulique						
Biomasse						
Géothermique						

Figure 3-3 Echelle temporelle du cycle naturel des énergies renouvelables
Source : [IEA-05a]

La Figure 3-3 montre que la variabilité de l'éolien et du PV est prépondérante dans le court-terme (à l'échelle de l'heure) et le très court-terme (à l'échelle de la minutes).

Afin d'illustrer la variabilité de la production éolienne, la Figure 3-4 montre le profil de vitesse du site X⁵⁵ pour une période d'une année (courbe bleu). La figure montre aussi les différents profils du vent pour un mois (courbe rouge), 3 jours (courbe vert) et au cours d'une journée (courbe mauve). Cela permet de constater que la production d'électricité d'un parc éolien va varier sur les différentes échelles du temps d'année en année, avec la saison, sur une base journalière, sur une base horaire et de la minute à la minute (même de la seconde à la seconde dans le cas de turbulences). Les données ont été prises par pas de temps de 10 minutes.

⁵⁵ Donnée à caractère confidentiel d'un exploitant éolien. Parc éolien localisé en Languedoc-Roussillon avec 8800 KW de capacité installée.

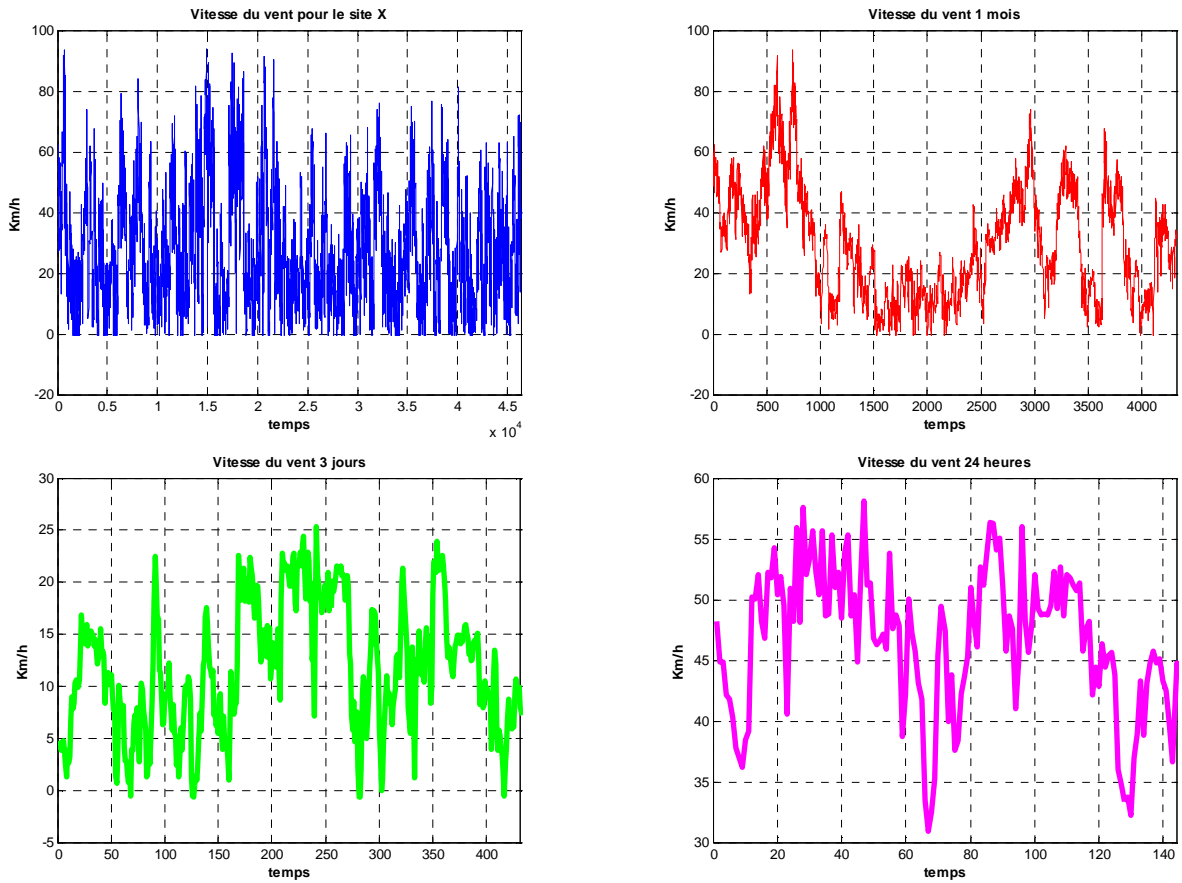


Figure 3-4 Profil du vent pour un site en Languedoc-Roussillon [G2Elab]

Les courbes de production d'électricité pour deux journées différentes du parc éolien X sont montrées sur la Figure 3-5. Cela permet de constater la variabilité de la production éolienne à l'échelle journalière, horaire et à la minute.

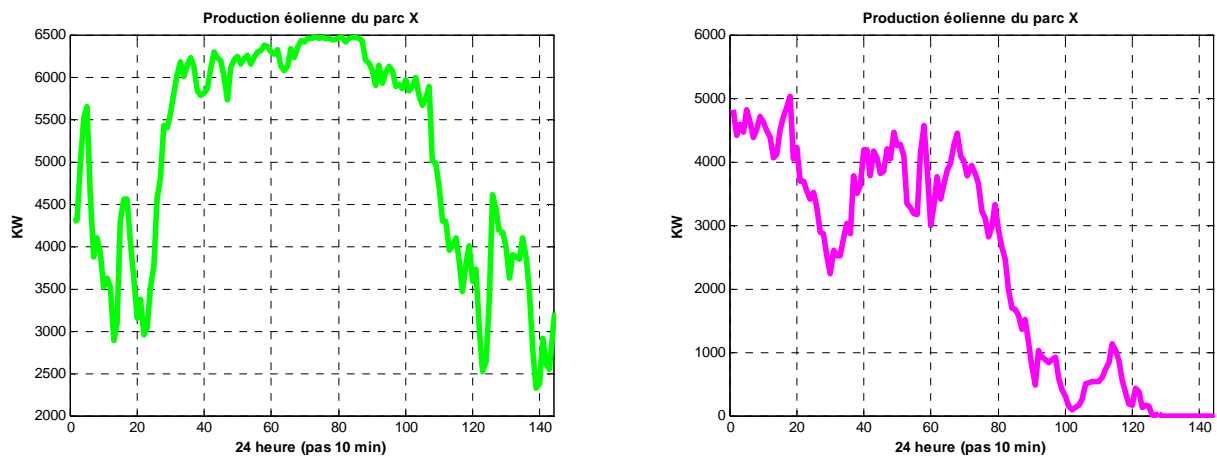


Figure 3-5 Production éolienne du site X (en Languedoc-Roussillon) sur deux journées différentes

La courbe verte présente la sortie de puissance maximale pour une journée type de l'ensemble d'échantillons (d'environ 6500 kW). Comme nous pouvons le constater, cette puissance est présente

pendant une durée relativement longue dans la journée. En revanche, la courbe mauve montre, en fin de journée, la perte totale de la production d'électricité pendant environ 3h (absence totale du vent). Dans ces circonstances, le vent ne soufflait plus à la vitesse minimale nécessaire pour les turbines pour produire de l'électricité. En effet, les vitesses trouvées pendant cette période sont en dessous de 3 m/s (à savoir que la vitesse de déclenchement des turbines commerciales est d'environ 3,5 m/s) et aucune contribution d'énergie au réseau électrique n'a été constatée.

De ce fait, la variabilité de l'éolien nécessite une attention particulière dans la nouvelle gestion des réseaux électriques.

3.3.1.2 Prédiction de la production éolienne

Mais plus que la variabilité des sources intermittentes en elle-même, le problème qui se pose est plutôt lié à l'efficacité de la prédiction ou à l'erreur liée à l'incertitude de cette variabilité.

Ainsi, les gestionnaires du réseau continuent à investir fortement dans les outils de prévision pour l'estimation de la production des sources intermittentes.

Dans ce contexte, deux types de modèles de prévision se distinguent: les modèles statistiques et les modèles physiques. Les premières méthodes se basent sur un historique de données pour prédire les valeurs futures, à ces méthodes correspondent les séries temporelles et les réseaux de neurones [GIE-03]. La seconde catégorie de modèles, en revanche, se base sur des méthodes numériques de prévision météorologique principalement (en anglais « *Weather Numerical Predictions* » (NWP)) [LAN-03]. En général, ces dernières étant plus performantes pour des prévisions supérieures à 2-6 heures [LAN-03], [GIE-03]. Pour une littérature plus détaillée des différents modèles de prévision et leurs performances le lecteur peut consulter la référence [GIE-03]⁵⁶.

Dans l'étude des réseaux électriques, l'incertitude dans la prévision est aussi importante que le degré d'exactitude [HOL-07]. Cependant, pour la production éolienne le niveau d'exactitude ne sera pas aussi élevé que pour la charge/consommation. Si bien que la plupart du temps, il est possible de prévoir la forme de la production. À l'échelle hebdomadaire et mensuelle, la variabilité est très élevée et difficilement prévisible [FOX-07], [FRE-07]. Sur des estimations un jour à l'avance, la prévision est plus précise via la météo, mais avec un degré d'erreur moyen autour de 10% [EWEA-05], [GIE-03]. Mais l'expérience allemande montre que des prévisions à 72 heures sont assez difficiles, et que l'erreur sur des prévisions 24 heures à l'avance est en moyenne égale à 10% de la capacité installée et peut aller jusqu'à 50% [ACK-05]. Pour des prévisions 4 heures à l'avance, le taux d'erreur se trouve aux alentours de 4% [EWEA-05].

⁵⁶ La référence [GEI-03] "The State-Of-The-Art in Short-Term Prediction of Wind Power" est le résultat d'une étude dans le cadre du projet ANEMOS « Development of a Next Generation Wind Resource Forecasting System for the Large-Scale Integration of Onshore and Offshore Wind Farms ».

Par ailleurs, il est nécessaire de distinguer entre l'intermittence locale (celle d'une éolienne) et celle d'un parc géographiquement étendu, qui se réduit lorsque les régimes de vent sont divers (effet de foisonnement⁵⁷) [RUE-08], [FOC-02].

En effet, le vent a une qualité importante, il est «corrélé» à l'échelle géographique [PAP-07]. Cette caractéristique est très avantageuse puisqu'elle permet de réduire la variabilité globale de la production éolienne. Cela implique donc la corrélation de la sortie de puissance des différentes fermes éoliennes étendues le long d'une région. Ceci s'étend à l'échelle même d'un parc éolien.

Cependant dans une ferme éolienne, la distribution physique de l'ensemble des turbines permet d'atténuer ces variations ; c'est-à-dire que dans une telle ferme, la variabilité totale est plus faible que dans une turbine particulière⁵⁸. Autrement dit, la puissance de sortie de plusieurs turbines dans un même parc aura une moindre variabilité que celle d'une seule turbine. La variabilité de plusieurs parcs étalés dans une zone géographique sera par conséquent moindre que celle d'une seule ferme éolienne.

Enfin, la considération de la dispersion géographique de parcs éoliens dans un réseau électrique permet le lissage de la variabilité à court terme des éoliennes [SID-05]. Sur les échelles horaires et mêmes journalières, diverses études montrent les bénéfices de la dispersion géographique des fermes éoliennes dans une région spécifique [FRE-07], [SID-05], [EST-08]. [SID-05] montre la corrélation des vitesses de vents dans deux régions écartées et [EST-07] constate cette corrélation pour plusieurs parcs éoliens. Etant donné la répartition des gisements de la ressource éolienne, les éoliennes sont inévitablement installées dans une diversité de sites, ceci ayant des répercussions importantes sur la variabilité totale du système.

La Figure 3-6 ci-après présente la corrélation entre des paires de centrales éoliennes *on shore* comme une fonction de la distance entre les sites, au Royaume-Uni. Cette figure montre que des sites lointains présentent une corrélation plus faible. C'est-à-dire qu'à cause du foisonnement, la corrélation entre les profils de production éolienne dans différents sites décroît avec l'augmentation de la distance entre les sites. Ceci peut être bénéfique pour réduire la variabilité totale d'un *portefeuille* quand il est diversifié sur plusieurs sites de production éolienne.

⁵⁷ Focken [FOC-02] dans sa recherche a démontré que dans le cadre du foisonnement de fermes éoliennes le niveau de l'erreur dépend faiblement du nombre des centrales éoliennes mais principalement de la taille de la région (comme par exemple la zone rattachée à une entreprise de distribution d'électricité).

⁵⁸ Chaque turbine capture le vent avec des caractéristiques différentes selon son emplacement dans le parc éolien, permettant la corrélation de la puissance totale du parc éolien et l'atténuation d'un certain degré de variabilité individuelle.

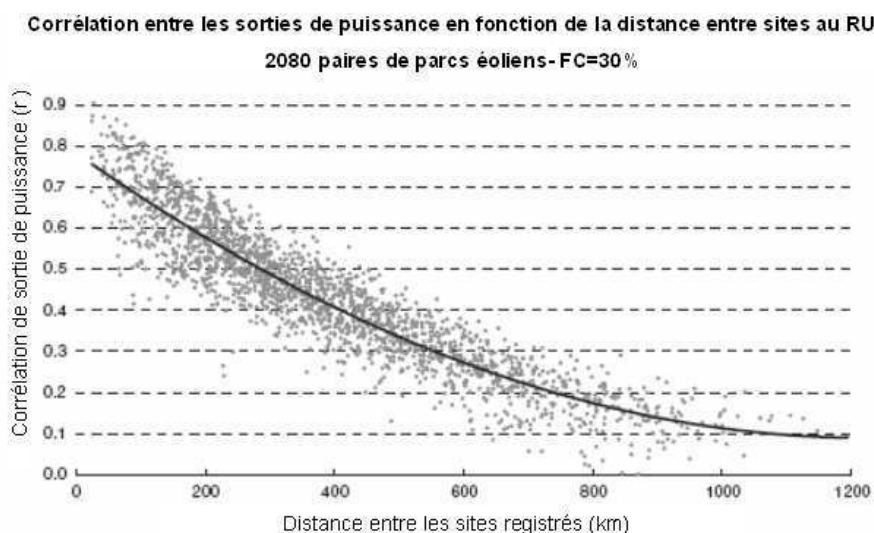


Figure 3-6 Corrélation de la production éolienne *on shore* au RU, *versus* distance entre sites sur la base de la moyenne à long terme au RU

Source : [SID-05], [FRE-07]
FC= Facteur de capacité

Cependant, ces fluctuations dépendent des sites et donc des régions ou pays. Par exemple, le Portugal et les Etats-Unis ont des profils qui montrent beaucoup plus de fluctuations que les pays nordiques [EST-07].

Dès lors que la vitesse du vent varie significativement dans la plupart des régions du monde, une caractéristique saisonnière est aussi considérée (les tendances de vitesse forte de vent en hiver par rapport à l'été sont une caractéristique typique de l'hémisphère nord), ainsi qu'une variabilité d'une année à l'autre.

Bien que certains facteurs intrinsèques au fonctionnement du système, comme le foisonnement, la diversité géographique et la corrélation entre la production et la consommation (ce qui n'est pas toujours le cas), puissent corriger moyennement les écarts existants, certaines situations comme l'absence totale de vent dans les moments de fortes demandes resteront toujours non contrôlables. Ne pas considérer ces phénomènes dans le fonctionnement des réseaux électriques engendrerait des conséquences économiques très importantes. Cela touche principalement l'estimation de la réserve nécessaire pour répondre à la variabilité totale de l'énergie éolienne injectée au réseau électrique comme nous le verrons dans la suite de ce chapitre.

3.3.2 Captation de l'énergie par une éolienne

L'aérogénérateur extrait l'énergie de la masse d'air qui traverse la surface balayée par le rotor de l'éolienne (Figure 3-7). [DUB-09]

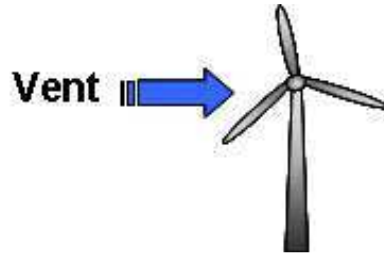


Figure 3-7 Eolienne à axe horizontal

La puissance du flux qui peut être obtenue d'une turbine éolienne est donnée par l'équation 3.1.

$$P = \frac{1}{2} \rho S V^3 C_p \quad \text{Équation 3-1}$$

Où : ρ Masse volumique de l'air (environ 1.225 kg/m³). S Surface balayée du rotor (m²) ;
 V Vitesse du vent (m/s); C_p Coefficient de puissance qui représente l'efficacité aérodynamique du rotor.

La relation mathématique précédente montre que la puissance disponible d'une turbine éolienne dépend principalement du vent à la puissance cubique. Le vent, ressource inépuisable à forte variabilité, est donc le facteur déterminant de l'énergie produite par la turbine éolienne. Par conséquent, la production de l'électricité d'une turbine va être soumise à l'aléa du vent. Pour déterminer cela, deux éléments sont indispensables : la distribution de probabilités de vitesse du vent dans un site donné et la courbe de puissance de la turbine éolienne.

La caractérisation de la vitesse de l'éolienne demande donc la connaissance du comportement du vent. Entre autre, le profil de vitesse, c'est-à-dire les tendances probabilistes de la vitesse et leur loi de répartition de probabilité, est parmi l'un des facteurs les plus importants.

Les vitesses du vent sont variables pour un site particulier tout au long d'une période donnée. En effet, cette caractéristique peut être représentée par une distribution de probabilités du vent. En général, la distribution de probabilités correspondant au mieux à la caractéristique du vent est la distribution de Weibull [FOX-07]. La Figure 3-8 illustre la fonction de probabilités appelée « la fonction de densité de probabilité » qui permet de décrire l'ensemble des données du vent dans une localité. Les deux paramètres qui permettent de caractériser une fonction de Weibull sont : K ou facteur de forme, et C ou facteur d'échelle lequel est étroitement lié à la vitesse moyenne à long terme du site.

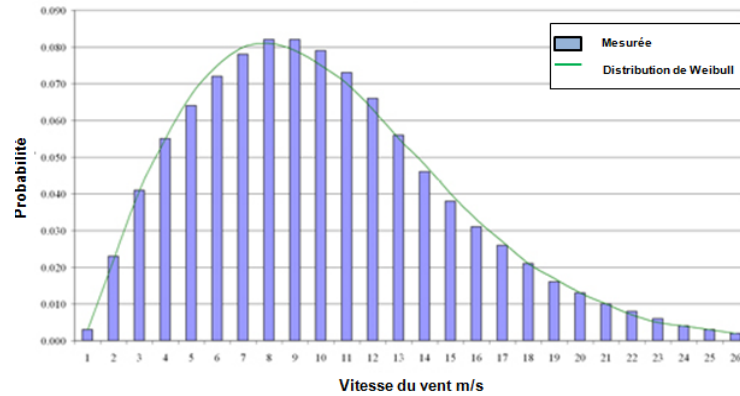


Figure 3-8 Distribution de probabilité d'occurrence de la vitesse du vent

La « courbe de puissance » d'une éolienne permet de déterminer sa performance ainsi que le rendement de l'aérogénérateur. Le fonctionnement d'une turbine est caractérisé par trois vitesses de vents différentes. En général, la machine est construite pour fonctionner dans une plage de vitesses bien établies, comme l'illustre la courbe de puissance typique d'une turbine éolienne de 2 MW dans la Figure Figure 3-9. Au-dessous de la limite inférieure ou vitesse de démarrage (ou déclenchement) (« *cut-in speeds* » en anglais) de 3.5 m/s, la turbine ne produira pas d'électricité car l'énergie disponible dans le vent n'est pas exploitable. Et au-dessus de la limite supérieure ou vitesse d'arrêt (« *cut-out speeds* » en anglais) de 25 m/s, la machine s'arrêtera grâce au système de protections (« *shutdown* ») de l'installation. Pour la turbine de la Figure 3-9, la vitesse nominale est acquise lorsque la vitesse du vent est à 13-15 m/s et à partir de cette vitesse elle produira toujours la puissance maximale de sortie de 2 MW.

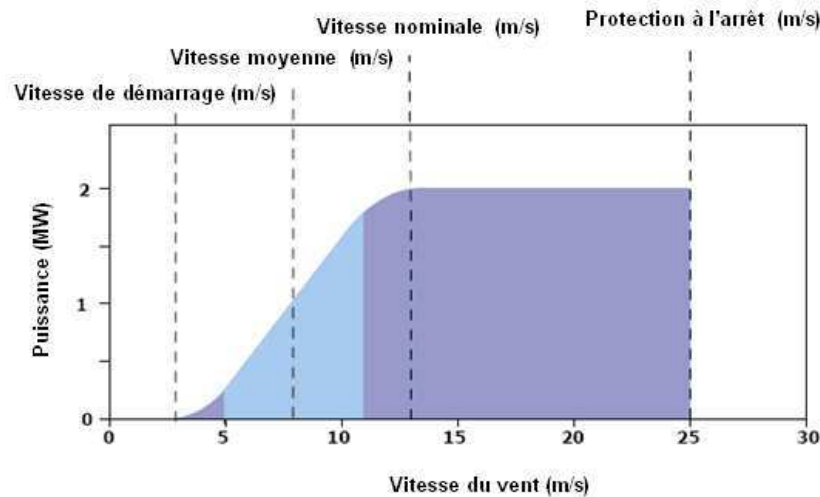


Figure 3-9 Courbe de puissance typique d'une turbine éolienne

Source : BWEA (British Wind Energy Association)

La courbe de puissance d'une turbine et la fonction de densité de probabilité de la vitesse du vent, peuvent donner la probabilité des différentes sorties de puissances. Généralement, cette information est donnée par le facteur de capacité ou le facteur de charge. En effet, le facteur de capacité d'une centrale de production d'électricité est le rapport entre la production moyenne et la production maximale possible sur

une période donnée⁵⁹ [WAN-93]. Le facteur de capacité est une mesure de la performance globale du parc éolien. Cette information est cependant très utile pour le choix de sites d'exploitation. Dans certains cas, le facteur de capacité est confondu avec les heures de fonctionnement des générateurs comme en [SIN-05]. Un parc éolien ayant un facteur de capacité de l'ordre de 30% peut produire de l'électricité pendant 80-85% du temps de l'année.

Néanmoins pour une éolienne, à cause de sa variabilité, il est plus important de connaître l'énergie extraite tout au long de l'année, plus connue comme la production annuelle. Celle-ci est calculée en multipliant le nombre d'heures pour chaque vitesse de vent moyenne par la valeur correspondante de la courbe de puissance.

La force des variations du vent et la valeur moyenne de la vitesse du vent pour une localisation donnée ne sont pas les seuls paramètres qui permettent d'indiquer la quantité d'énergie que la turbine produira. L'électricité produite par une centrale éolienne dépend donc de trois facteurs bien spécifiques comme cela a pu être présenté auparavant : 1) de la vitesse du vent, 2) de la disponibilité de la turbine éolienne (laquelle est d'environ 98% constatée selon les derniers progrès technologiques [NREL-04]) ; et 3) la distribution ou l'arrangement géographique des turbines éoliennes.

La vitesse du vent est obtenue grâce aux campagnes de mesures sur des mâts installées à cet effet. Une collecte de données est réalisée pendant une période d'une année dans la plupart des cas. Cela permet donc d'estimer la distribution de probabilités du vent sur le site et de choisir la technologie la plus optimale à implanter. Une prévision correcte des caractéristiques du site et le bon choix technologique permettront d'exploiter la ressource dans les meilleures conditions et d'obtenir le meilleur profit.

3.3.3 Technologies éoliennes

Le principe de fonctionnement d'une turbine-génératrice éolienne consiste donc à transformer l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Reprenons donc le modèle d'une éolienne pour la production d'électricité. Le système de conversion étant composé d'un aérogénérateur dont le rotor repose sur une nacelle. La plupart des turbines sont équipées de 2 ou 3 pales. L'ensemble reposant sur un mât installé aujourd'hui à des hauteurs supérieures à 120 m pour les éoliennes de plus grandes capacités (installées principalement en mer) qui atteignent aujourd'hui les 6 MW avec des diamètres du rotor d'environ 110m [FOX-07]. La taille et la hauteur d'une éolienne dépendent de la capacité de puissance installée.

La Figure 3-10 présente le schéma de base d'une éolienne connectée au réseau. Nous donnerons par la suite une brève explication de chacun de ses éléments.

⁵⁹ Le facteur de capacité est le rapport entre la production d'électricité d'une centrale au cours d'une période donnée et la sortie maximale possible si cela fonctionnait au long de toute la période donnée. Toutes les centrales de production d'électricité ont un facteur de capacité selon la ressource, la technologie en place et l'application. Par exemple le facteur de capacité d'une éolienne est de 20-40%, les centrales hydrauliques, au contraire, ont des facteurs de capacité de l'ordre de 30-80% et les centrales PV 12-15% [NREL-04].

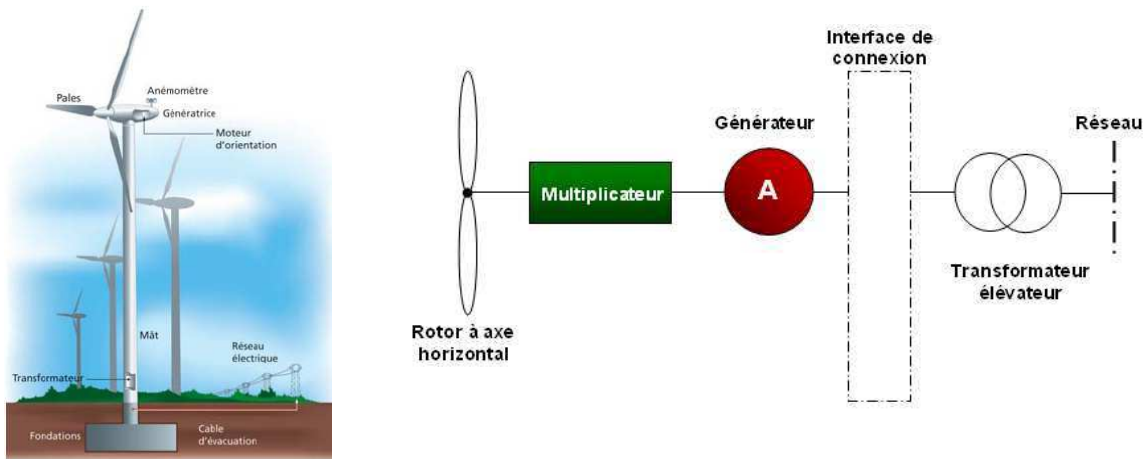


Figure 3-10 Schème de basse d'éolienne connecté au réseau
Source (figure à gauche EDF)

Deux technologies de turbines principales existent aujourd'hui pour l'exploitation de l'énergie provenant du vent. Les turbines à axe vertical et les turbines à axe horizontal. Les applications domestiques et à petites puissances privilégient la technologie des turbines à axe vertical. L'avantage de cette technologie est de mieux affronter les turbulences plus présentes dans le milieu urbain. Dans cette catégorie, les technologies les plus connues sont les turbines Darrieus et Savonius. La technologie la plus répandue à l'heure actuelle qui domine le marché est celle de l'éolienne à axe horizontal, munie de deux ou trois pales.

Des idées futuristes ou encore d'adaptabilité domestique sur l'exploitation de l'énergie du vent à travers des turbines à axe horizontal commencent à émerger dans le marché. L'objectif de ces technologies est de récupérer l'électricité grâce à la régularité de vents soufflants à quelques centaines de mètres d'altitude. A titre d'exemple, le générateur électrique volant développé par Sky WindPower et le ballon captif développé par la société Magenn sont présentés dans les Figure 3-11 et Figure 3-12 respectivement.

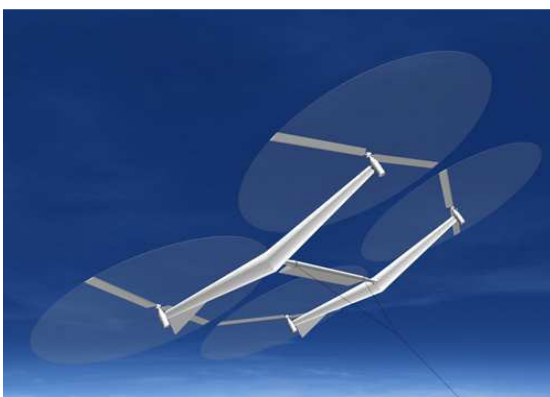


Figure 3-11 Sky Wind Power
Source: [Sky WindPower-Australie]



Figure 3-12 Ballon captif Magenn
Source: [Magenn]

Ces deux technologies, utilisant une turbine d'axe horizontal, peuvent atteindre des hauteurs permettant de capter quelques dizaines de MW dans le premier cas et quelques kW dans le cas du ballon

captif. Ces idées novatrices, en raison de leur récente apparition, ne sont pas encore au stade de l'industrialisation mais leur développement commercial commence déjà à s'annoncer.

Dans la chaîne de conversion de l'énergie éolienne, après la turbine se trouve le multiplicateur de vitesse qui permet la transmission de puissance débouchant sur le générateur électrique. Aujourd'hui le développement technologique permet l'entraînement direct (pas de multiplicateur).

Concernant la génératrice, deux technologies sont principalement répandues. Les génératrices à vitesse fixe et les génératrices à vitesse variable. La génératrice de la plupart des éoliennes est asynchrone fonctionnant à vitesse constante. Cependant, les éoliennes avec machines asynchrones à double alimentation (MASDA) fonctionnant à vitesse variable sont de plus en plus répandues [FOX-07]. Récemment, la technologie à base de machine synchrone « à aimants permanents » devient le cœur des innovations technologiques dans le secteur éolien.

Les machines synchrones à « vitesse variable » permettent de mieux exploiter la caractéristique variable du vent sur un site particulier et d'extraire la puissance maximale. Néanmoins, la chaîne de conversion électrique exige l'installation de convertisseurs de fréquence, permettant de satisfaire aux conditions de fréquences et d'amplitudes de tension imposées par le réseau électrique. Ces structures basées sur l'électronique de puissance servent d'interface de connexion au réseau électrique.

D'autre part, les éoliennes peuvent ou non être raccordées au réseau. Les éoliennes non reliées au réseau fonctionnent donc en mode autonome et font appel à des systèmes de stockage permettant de faire l'appoint dans l'absence de groupes électrogènes. Les éoliennes connectées au réseau utilisent un transformateur élévateur de tension.

Raccordés au réseau électrique, l'ensemble de ces éléments, le tout nommé « technologie éolienne », doivent entre autre respecter des engagements en termes de qualité de l'électricité débitée sur le réseau, et de contribuer à l'achèvement des objectifs de fiabilité de la production et de sûreté de fonctionnement en fonction du type du réseau électrique (de distribution et de transport). L'analyse portée dans cette thèse s'adresse particulièrement aux éoliennes fonctionnant en mode raccordé au réseau.

3.4 La problématique technique de l'insertion de l'éolien dans le réseau électrique

Avec les projections de croissance du taux de pénétration de la production éolienne et son intégration au réseau électrique, caractériser l'impact des fluctuations de la production éolienne, à diverses échelles, devient une nécessité pour les différents acteurs.

La Figure 3-13 révèle le résultat des travaux de [HOT-07] portant sur la classification de l'impact de la production éolienne sur le fonctionnement du système électrique, selon l'échelle temporelle ou spatiale. Dans le régime dynamique (plage des secondes jusqu'aux minutes), la question qui doit être traitée concerne la gestion des grandeurs électriques, notamment la régulation de fréquence, la tenue en tension et la qualité de l'énergie.

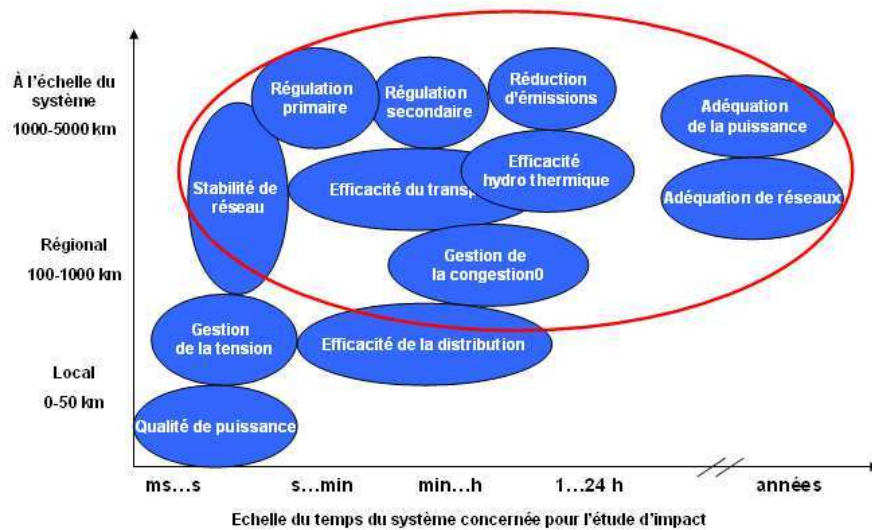


Figure 3-13 Impact technique de l'éolien selon l'échelle du temps

Dans la plage de quelques minutes à quelques heures, à l'échelle globale du réseau électrique, le gestionnaire du réseau doit faire appel aux services de régulation secondaire et des réserves tertiaires pour faire face à la variabilité de l'éolien. A plus long terme (plusieurs années), la question de l'impact de l'éolien ne s'adresse plus à la gestion des grandeurs électriques à court-terme des réseaux, mais à la planification et au développement de nouvelles infrastructures du réseau ainsi qu'à l'intégration de nouvelles capacités de production. Un changement de logique de développement du réseau est donc constaté face à l'insertion croissante de la production d'électricité d'origine éolienne. Les aspects d'intégration à long terme seront traités dans le chapitre 4.

Cette partie approfondira donc l'étude sur les divers effets de ce type de production intermittente sur le fonctionnement global du système, où trois aspects seront abordés principalement la gestion de la tension du réseau et les problèmes de fréquence en lien avec la stabilité des réseaux et la qualité de l'énergie électrique. Nous finirons la section avec une analyse de l'impact de l'éolien dans les coûts pour le maintien de l'équilibre production consommation et donc la gestion des réserves.

3.4.1 La régulation de la tension du réseau

En général, la tension en un point est fonction de la topologie du réseau et des changements de direction des flux de puissance imposée par l'interaction entre productions et charges [BOR-05] [FOX-07]. Néanmoins, la problématique de tension imposée par les parcs éoliens dépendra du type de réseau auquel le parc éolien est raccordé et de la technologie installée. Les effets seront donc différents selon que le parc éolien est connecté à un réseau de transport, à un réseau de répartition, à un réseau de distribution ou à des réseaux ruraux [FOX-07].

Le principal élément agissant sur le profil de tension du parc éolien est d'une part le transformateur élévateur de tension et la réactance de fuite⁶⁰ et d'autre part l'impédance de la ligne qui détermine le transfert de puissance affectant le profil de tension⁶¹ [FOX-07]. Dans le cas des lignes de distribution (qui ont un niveau d'impédance plus résistif), c'est le transfert de puissance active qui impactera le profil de tension. Par contre, dans un réseau de transport (système à haute tension), compte tenu de l'impédance fortement réactive des lignes aériennes, ce sera le transfert de puissance réactive qui impactera le profil de tension. Les grands parcs éoliens (de plusieurs centaines de MW) sont raccordés au niveau du réseau de transport favorisant les échanges de puissance active et permettant entre autres de limiter les chutes de tension et les pertes [FOX-07]. Puisque l'impédance de la ligne est principalement réactive, tout échange de puissance réactive entre le réseau et le parc éolien affectera le profil de tension. Il faut donc limiter les échanges de puissance réactive entre les grands parcs éoliens et le réseau et veiller à bien gérer la régulation de tension du réseau (même par des moyens supplémentaires : condensateurs, compensateurs synchrones, FACTS (de l'anglais « Flexible AC Transmission »), transformateurs avec prises réglables en charge, etc.).

En général, les réseaux de distribution n'ont pas été conçus pour recevoir des producteurs mais pour acheminer l'énergie électrique des réseaux de transport vers le consommateur final (flux d'énergie unidirectionnel). Leur logique de fonctionnement vient donc se modifier avec l'apparition (et augmentation successive) des producteurs d'énergie distribuée et des problèmes de tensions viennent s'ajouter à la gestion de ces sources. En effet, lorsque la production éolienne est intégrée directement au réseau de distribution, les variations de tension du côté réception sont produites par l'effet agrégé de la fluctuation de la charge et de la vitesse du vent. Dans le cas d'une forte intégration de la production éolienne, les effets seront dépendants du point de raccordement du parc éolien, de la puissance injectée et des caractéristiques du poste source (par exemple s'il s'agit d'un poste source dédié ou avec des clients raccordés).

Une attention particulière doit donc être portée sur la détermination du point d'injection des aérogénérateurs, de façon à bien veiller sur les performances des parcs éoliens afin de réduire les effets nuisibles sur le fonctionnement du réseau. En effet, lorsqu'un nouveau projet de raccordement (indépendamment du type de source de production) devient possible suite aux différentes démarches administratives (permis de construire, droit d'exploitation, etc.), les producteurs doivent contacter les différents gestionnaires du réseau (transport ou distribution) et faire une demande d'étude de raccordement. Le distributeur doit en réponse proposer au producteur la solution de raccordement à moindre coût et la plus optimale d'un point de vue technique.

Face à l'insertion grandissante de la production éolienne, les contraintes techniques de raccordement des parcs éoliens (et en générale de la production décentralisée) évoluent du point de vue technique dans la perspective de préserver le bon fonctionnement des réseaux électriques. En France, par exemple, depuis peu, le gestionnaire demande aux installations (à partir d'un niveau donné de puissance

⁶⁰ Laquelle se représente comme l'inductance en série dans chaque bobinage du transformateur.

⁶¹ Pour une analyse détaillée des réseaux électriques, le lecteur peut s'adresser à [BOR-05].

installée) une attestation de la tenue en régime perturbé [ERDF-08]. Cette attestation déclare l'aptitude de l'installation de production à rester en fonctionnement lorsque la tension et la fréquence du réseau électrique atteint des valeurs exceptionnelles pendant des durées limitées.

L'intégration croissante de l'éolien et la transformation du paysage du réseau électrique exigent donc l'évolution simultanée des normes de raccordement d'une part et l'évolution des systèmes d'exploitation et de conduite du réseau d'autre part (afin de garantir la commandabilité et l'observabilité de la production décentralisée)⁶². Ces normes doivent tenir compte également des effets de l'éolien à divers taux de pénétration.

3.4.2 La problématique de la fréquence

Le contrôle de la puissance active des groupes de production est lié étroitement au réglage de la fréquence. De la même façon que la tension, dans des conditions normales de fonctionnement du réseau électrique, la fréquence doit rester dans une plage ne s'écartant pas de la fréquence contractuelle (+/- 0,5 Hz autour de 50 Hz pour le réseau interconnecté européen). En général, la fréquence de fonctionnement des réseaux électriques varie faiblement avec des fluctuations de l'ordre de 1%. Une perte importante de production ou une augmentation soudaine de la demande peuvent, cependant, exiger un fonctionnement au-delà du seuil de +/- 0.5 Hz de la fréquence nominale.

Dans ce contexte, l'impact de l'intégration de l'éolien sur la fréquence du réseau électrique doit être étudié principalement sur deux aspects. Tout d'abord par rapport à la capacité des technologies éoliennes à répondre aux variations de fréquence du réseau et deuxièmement par rapport à la participation au réglage de la fréquence de cette technologie de production à caractère intermittente.

Par rapport à la première question, aujourd'hui la plupart des règles de raccordement exigent un fonctionnement pour une certaine plage de fréquences. Autrement dit, il faut maintenir une connexion stable pendant des périodes de temps déterminés sur la plage de fréquence établie. La figure ci-après résume les conditions de maintien de fréquence en fonction du temps selon les codes de raccordement allemand, danois, irlandais et français.

⁶² Quelques exemples d'évolution des stratégies de conduite et d'exploitation des réseaux électriques: le déploiement du Dispositif d'Echange d'Informations d'Exploitation (DEIE) par ERDF en France, le centre de conduite des énergies renouvelables en Espagne, etc.

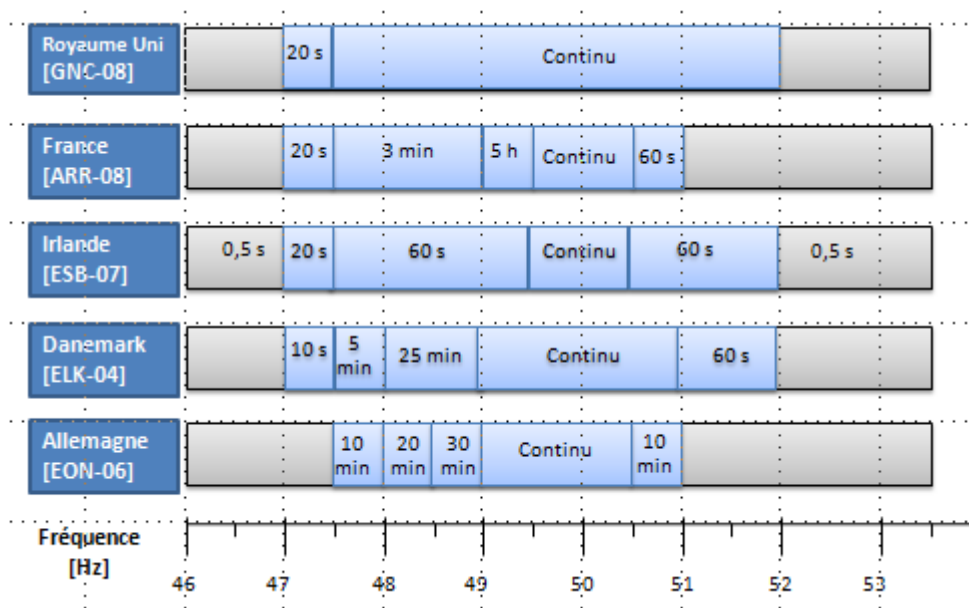


Figure 3-14 Exigences des règles de raccordement aux réseaux électriques en matière de fonctionnement à des fréquences non nominales

Comme indiquée sur la Figure 3-14, les limites de fréquence extrêmes sont de 47 Hz et 53 Hz. Dans des pays comme l'Irlande, caractérisé par un réseau électrique insulaire, avec une capacité d'interconnexion insuffisante, la plage de fréquence est plus large [ISB-07]. En général, les différentes technologies éoliennes répandues dans le marché présentent des caractéristiques de tenue aux variations de fréquence qui répondent aux contraintes imposées par les différents opérateurs du réseau [TEN-09].

D'autre part, pour apporter une contribution au maintien de la fréquence, les installations éoliennes devront disposer des équipements nécessaires afin de régler la puissance, en réponse à la variation de fréquence, à travers une régulation en fonction d'un statisme⁶³ réglable [EDF-08]. Les aérogénérateurs doivent donc répondre à un déficit d'énergie et doivent éviter la baisse de fréquence en augmentant la puissance produite, dans le but de rétablir l'équilibre production-consommation. En revanche, lors d'un excès de production dans le réseau, les aérogénérateurs devront réduire leur production pour rétablir les consignes de fonctionnement du réseau en affectant même leurs revenus. Le système doit donc être capable de répondre en temps réel à la demande de décrémentation ou d'incrément de puissance alors que la production d'un parc éolien dépend du vent, ce dernier ne peut être possible qu'en fonctionnant en dessous de la puissance disponible.

Plusieurs études montrent que ce type de fonctionnement est techniquement faisable et très avantageux pour le réseau électrique avec les technologies dont nous disposons actuellement [LAL-05], [LAV-05], [TEN-09]. D'ailleurs ce mode de contrôle de la production des fermes éoliennes est préconisé au Danemark depuis 2004. En effet, l'opérateur pour le réseau de transport Energinet (pour les réseaux à tension égal ou supérieur à 100 KV) exige l'opérabilité des fonctions de régulation de puissance (limitation

⁶³ Le statisme permanent permet de caractériser l'asservissement de la puissance d'un groupe à la valeur de la fréquence. Dans ce contexte, le « statisme global » correspond à une variation de puissance de la pleine charge à la marche à vide [EDF-08], [FOX-07].

de la production, contrôle de la production pour l'équilibrage, approvisionnement d'une réserve de puissance, etc.) [ELT-04] pour les centrales éoliennes tels que présentées dans la Figure 3-15.

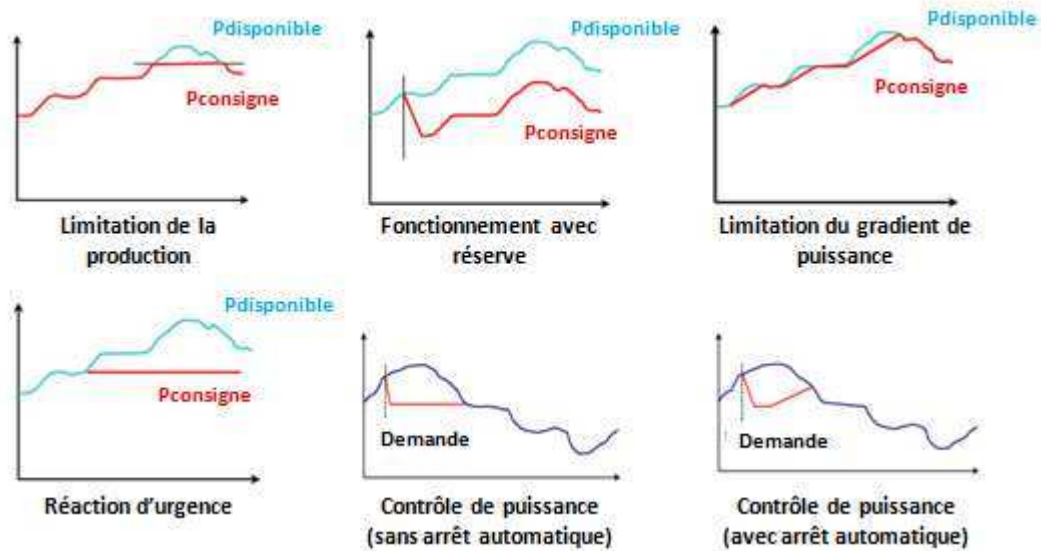


Figure 3-15 Fonctions de régulation de puissance des fermes éoliennes au Danemark pour le réseau électrique à tension > 100KV [ELT-04]

3.4.3 La qualité de l'énergie du réseau

Dès que les puissances installées des éoliennes deviennent importantes, il est impératif que celles-ci assurent des performances techniques de qualité d'énergie (voir définition plus bas) similaires à celles des centrales de production classique.

Des dispositions en ce sens sont prévues dans les textes réglementaires de chaque pays pour toutes les éoliennes, qu'elles soient raccordées aux réseaux de transport ou aux réseaux de distribution. D'autre part, la mise en place de mesures permettant de contourner les effets sur la qualité de l'énergie et de garantir un fonctionnement efficace des parcs éoliens, des turbines, voire de leur fonctionnement lors des défaillances du réseau, est cruciale afin de favoriser l'intégration au réseau de la production éolienne.

Ces aspects ont suscité la première initiative pour établir le développement du premier standard IEC 61400-21 Eoliennes-Partie 21. Celui-ci définit la mesure et l'évaluation des caractéristiques de qualité de l'énergie apporté par les éoliennes connectées au réseau. Dans ce standard, les fluctuations de la production éolienne sont adressées en premier lieu et finalement quantifiées en fonction de l'importance de certains événements affectant la qualité de l'onde de tension, tels que :

- ✓ Les creux de tension
- ✓ Les harmoniques
- ✓ Les papillotements

En premier lieu, les creux de tension dans les réseaux où il y a des éoliennes sont dus principalement à la variabilité du vent et à moindre mesure aux conditions de démarrage. Le creux de tension, selon le gestionnaire du transport d'électricité Français, RTE, correspond à « une variation brusque temporaire de la tension de fourniture à une valeur inférieure à 90% de la tension d'alimentation déclarée » [RTE-09]. Un creux de tension peut être caractérisé par 2 paramètres : sa durée totale et sa tension résiduelle minimale atteinte pendant toute la durée de la perturbation. Les caractéristiques d'un creux de tension sont illustrées sur la Figure 3-16.

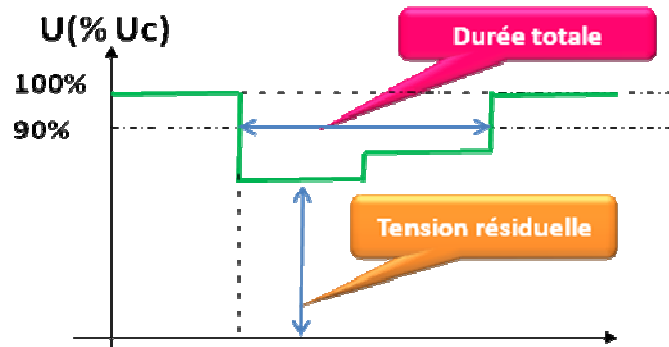


Figure 3-16 Caractéristique d'un creux de tension

Source : [RTE-09]

Des déclenchements simultanés d'éoliennes suite à un creux de tension peuvent nuire à la sûreté du système électrique. Ce sont des perturbations qui peuvent être ressenties sur des zones géographiques de la taille d'un département ou d'une région, ou sur l'ensemble du réseau européen interconnecté [RTE-09] (voir §1.6.1).

Ces dernières années, les gestionnaires de réseaux ont fait des efforts en matière de réglementation afin de définir les seuils tolérés par les réseaux en présence de creux de tensions. Il était donc nécessaire de caractériser la qualité de la production éolienne, afin de paramétrer les effets de l'agrégation de turbines sur ces paramètres pour développer des expressions (mathématiques ou statistiques) qui montrent le comportement du parc éolien. Ce standard établit les divers tests à mettre en place dans le but de comparer les turbines de différents types et les prérequis de connexion au réseau électrique.

La problématique de la tension du réseau est traitée d'abord d'un point de vue accès au réseau et est donc liée à la réglementation correspondante, aux paramètres de connexion et enfin au fonctionnement.

A titre d'exemple, les producteurs rattachés au régime spécial espagnol doivent s'adapter à une stricte réglementation d'accès au réseau. La procédure opérationnelle (P.O) sur la réponse des aérogénérateurs aux creux de tension a été établie dans la réglementation **P.O 12.3 Réponse des parcs éoliens aux creux de tension** [P.O 12.3]. L'installation éolienne ainsi que ses équipements doivent être capables de supporter sans déconnexion les creux de tension dans le nœud de connexion au réseau

électrique, lors des courts-circuits triphasés, biphasés et monophasés. Les profils de tension et durées pendant, durant et après le défaut sont montrés sur les Figure 3-17 et Figure 3-18. Ainsi, pendant la période de maintien du défaut comme pendant la durée de récupération de tension après l'élimination du défaut, il ne pourra pas y avoir de consommation de la puissance active dans le nœud de connexion au réseau.

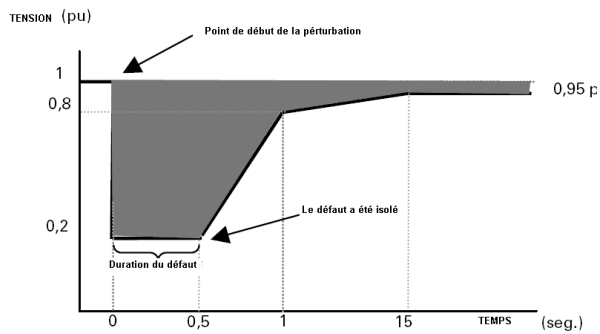


Figure 3-17 Zone de fonctionnement pendant le court-circuit

Source : [P.O 12.3]

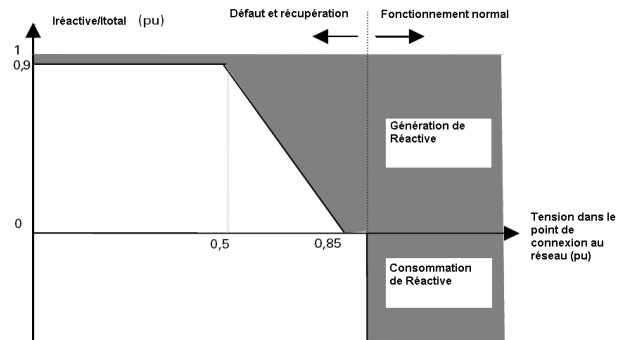


Figure 3-18 Zone de fonctionnement admissible pendant les périodes de défaut et de récupération, par rapport à la tension du réseau

Source : [P.O 12.3]

Au Danemark, le profil de tension pour le maintien de l'alimentation en cas de défaillance, pour les centrales éoliennes, est présenté dans la réglementation [ELT-04] « Régulation TF 3.2.5 ». Cette réglementation précise les données techniques sur les propriétés et sur la régulation des turbines éoliennes connectées au niveau de tension en dessous de 100 kV (TF 3.2.6 expose les règles de raccordement de turbines éoliennes au niveau de tension inférieur à 100 kV [ELT-03]). Cette réglementation permet au gestionnaire du réseau une gestion optimale de la production éolienne ainsi que le maintien de la qualité technique de l'énergie et une meilleure gestion de l'équilibre production consommation. L'essor de l'éolien au Danemark a exigé la définition d'un cadre réglementaire strict de connexion des parcs éoliens comme nous avons pu le voir pour la surveillance des grandeurs comme la fréquence et la tension dans les sections précédentes.

En général, comme il a été vu pour le cas espagnol et danois, la réglementation d'accès au réseau impose un profil de tension et de récupération d'énergie après un défaut dans le système. D'autres exemples de la réglementation technique exposant les conditions du maintien de l'alimentation lors de creux de tension dans différents pays sont présentés dans la Figure 3-19.

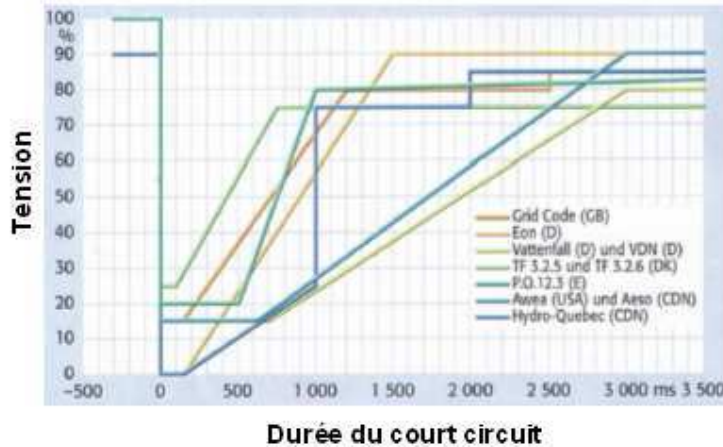


Figure 3-19 Comparaison des spécifications de conditions de maintien de la continuité d'alimentation lors de creux de tension dans des différents réseaux

Source : Wind Task 25 [HOL-08]

La Figure 3-19 montre la diversité de réglementations sur l'intégration de la production éolienne, par rapport à la tenue au creux de tension, au sein des systèmes et mix de production existant. Cela dépend effectivement de la structure du réseau électrique et de la composition du parc de production. La figure illustre, par exemple, la souplesse du réseau géré par le gestionnaire allemand Vattenfall à supporter le creux de tension, en termes de temps de récupération. Les réseaux danois et espagnol sont les plus exigeants en termes de temps de récupération et de tension résiduelle. On pourrait dire « à priori » que les conditions du maintien de la continuité de l'alimentation de parcs éoliens en cas de défaut continueront à évoluer en fonction du taux de pénétration de l'éolien. La réglementation technique devrait être revue d'autant plus que le taux de pénétration de l'éolien augmente, comme c'est le cas dans le réseau danois et espagnol avec 20% et 12% de pénétration de l'éolien respectivement.

Un autre aspect de qualité d'énergie contraignant pour l'insertion de l'éolien dans le réseau est l'injection d'harmoniques au réseau électrique. En effet, les systèmes d'électronique de puissance présents dans les parcs éoliens, notamment au niveau de la conversion des niveaux de fréquence, sont les principales causes de la distorsion de la forme d'onde de tension et donc des harmoniques. Les harmoniques peuvent être décrits comme des sources polluantes du profil de tension du réseau électrique. L'intensité des harmoniques dus à l'insertion de l'éolien dépend de la technologie utilisée et des algorithmes de contrôle commande des convertisseurs de puissance du parc éolien. Les règles de raccordement de réseau imposent, dans certains cas, des limites de distorsion harmonique totale de la courbe de tension et des limitations sur des harmoniques spécifiques.

Enfin, l'autre phénomène affectant la qualité de l'énergie est celui du papillotement. Dans certains parcs éoliens, il a été constaté une oscillation de puissance égale à 3 fois la vitesse de rotation des pales (de l'ordre de 1 Hertz) [BEN-07] [FOX-07]. Ce phénomène est connu sous le nom de 3P. Il entraîne des fluctuations de tension très rapides connues sous le nom de papillotement (« flickers » en anglais), principalement dans les réseaux les plus faibles et les réseaux ruraux. Ce phénomène limite donc la contribution de l'éolien dans les réseaux électriques. Ce problème est principalement constaté dans les

machines synchrones. La technologie à vitesse variable, comme dans le cas des MASDAs (Machines Asynchrones à Double Alimentation), permet cependant d'atténuer l'effet de papillotement par rapport aux systèmes éoliens à base de générateurs à induction et obtient une meilleure performance en termes de qualité d'énergie.

3.4.4 Impact de l'éolien sur le coût du maintien de l'équilibre production consommation

L'insertion de la production intermittente dans le réseau introduit un aléa supplémentaire dans le système dès qu'elle n'est plus marginale et dès qu'elle doit être considérée dans l'apport à la consommation. Il s'ajoute à la responsabilité du GRT de garantir la stabilité du système et l'équilibre entre la production et la consommation à tout moment. De plus, le taux d'indisponibilité⁶⁴ global du parc risque d'augmenter avec l'apport significatif des sources intermittentes (l'éolien et le PV) compte tenu de la variabilité intrinsèque de ces sources de production.

Etant donné la difficulté à prédire la production éolienne comparée à la production conventionnelle, l'équilibre du système aura plus besoin de réglage primaire voire secondaire de fréquence (mais aussi tertiaire, n'oublions pas les conditions d'absence totale du vent). En général, les besoins de réponse (et donc de réglage) dépendront de l'inertie des générateurs en marche dans le système. [STR-02]. L'inertie du système se définit dans ce sens comme la capacité de réponse de l'ensemble des générateurs suite aux variations rapides de fréquence engendrées par une perturbation, par exemple, une perte non anticipée d'un moyen de production⁶⁵ [STR-02]. La quantité de réglages incrémentera proportionnellement avec l'augmentation de l'apport de la production intermittente dans les réseaux électriques. Ces besoins supplémentaires de réglage (par exemple en augmentant la contractualisation de la « **réponse en fréquence** ») engendrent un coût additionnel à la production intermittente.

Cette condition peut devenir également une problématique d'un point de vue des économies attendues du coût de combustible et de la réduction des émissions de CO₂. En effet, cet aspect est considéré comme une des grandes polémiques dans le développement des énergies renouvelables dès lors qu'il est couramment attribué à l'éolien la propriété de permettre de faire des économies de combustible. Cependant dans le calcul du coût de production de l'énergie éolienne, les coûts supplémentaires de réserves tournantes (normalement de centrales thermiques) à mettre en marche, pour pallier la variabilité de la production éolienne, ne sont pas pris en compte.

A titre d'exemple, au Royaume Uni, l'analyse des besoins supplémentaires de réponse et de réserve dans [STR-02] est réalisée dans des horizons de temps de 0,5 heures et 4 heures respectivement. A partir de 4h, ces variations sont gérées par le démarrage d'autres centrales, de technologies turbines à gaz

⁶⁴ Le taux d'indisponibilité du parc doit se comprendre comme la probabilité de perte (ou l'indisponibilité) de la production pour un niveau de demande donnée

⁶⁵ Les machines tournantes apportent du stockage d'énergie dans les rotors des générateurs. Lors d'une perturbation, l'énergie stockée est apportée au système pour pallier les variations de fréquence.

principalement. Dans cet horizon de temps, le maximum de variation de la production éolienne peut être entre 25% et 30% de la capacité installée au Royaume Uni [STR-02]. Cette condition est particulière au cas anglais mais l'évaluation des coûts de besoins du réglage devient de plus en plus importante pour optimiser l'insertion de l'éolien dans le réseau.

Dans la section suivante, nous approfondirons l'analyse du coût de l'intermittence à court terme.

3.4.4.1 Un aperçu sur les coûts du réglage primaire

En général, les coûts du réglage (*«cost of frequency response»*) sont assez élevés car ceux-ci obligent souvent les générateurs à fonctionner en dehors de leur rendement optimal que ce soit technique (forte sollicitation et fatigue des équipements) ou économique (pour le réglage à la hausse, ils doivent fonctionner en dessous de leur capacité maximale de production) avec des capacités de réponse relativement rapides (*ramp up/ramp down*). Dans ces conditions, cela peut être considéré comme un coût d'opportunité très important.

Ainsi, il est important de déterminer comment sont calculés les coûts d'énergie du réglage lorsque l'éolien est présent sur le réseau et comment ses coûts évolueront. L'état de l'art sur ce sujet montre que la plupart des travaux dans ce domaine [STR-02], [DAL-04], [STR-07], ne présentent pas une méthode détaillée de ce type de calcul lorsque l'on intègre la production éolienne. Traditionnellement, ils présentent les coûts de réponse et de réserve comme une seule catégorie de coûts et ne permettent pas de les différencier. Il est toutefois intéressant d'explorer la source des coûts de réponse et d'identifier la variation de ces coûts au fur et à mesure que le taux de pénétration de l'éolien augmente. Cette question est toutefois liée à la composition du parc de réserves pour affronter la variabilité de la production intermittente. Ce point sera traité ultérieurement.

La référence [STR-07] présente une estimation des coûts de réglage primaire illustrée dans les graphiques ci-dessus pour différentes capacités éoliennes dans le réseau électrique du Royaume-Uni. Pour une capacité éolienne installée de 5GW, entre 34 et 54MW sont nécessaires pour pallier les petites variations (environ 1% de la capacité éolienne installée). Pour une capacité éolienne de 25 GW, le pourcentage requis en capacité supplémentaire est de 3% ce qui représente entre 585 et 827 MW. Les coûts de cette fonctionnalité augmentent de manière importante. Ils sont en dessous de £0,02/MWh dans le cas d'une basse pénétration (5GW) et entre £0,077/MWh-£0,15/MWh pour le scénario de 25GW d'éolien. Les résultats de l'étude [STR-07] sont illustrés dans les figures Figure 3-20 et Figure 3-21

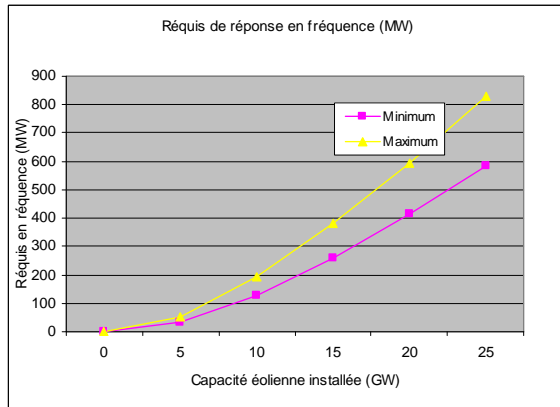


Figure 3-20 Besoin de réponse en fréquence en fonction de la capacité éolienne installée
Source : [STR-07]

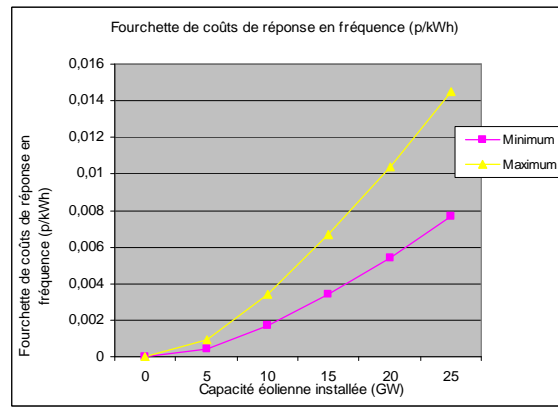


Figure 3-21 Coût du requis de régulation primaire en fonction de la capacité éolienne installée
Source : [STR-07]

La méthode utilisée par [STR-07] analyse l'erreur de la sortie agrégée (demande+production conventionnelle+ production intermittente). Cet incrément de l'erreur de dispatching doit être atténuée par les régulateurs de puissance des générateurs (« *automatic governors actions* ») avec des contrats de participation au réglage de fréquence primaire.

En effet, parmi les composants de coûts d'énergie de réglage primaire, les plus importants sont les coûts de contrat de fonctionnement des centrales conventionnelles à charge réduite (« *part loading conventionnel plant* »). Ceux-ci pour la provision de réponse et de réserve s'estiment entre £1/ MW/h et £3/ MW/h pour chaque MW (et heure) de réduction de charge [STR-02] [NGC-04].

De [STR-07], on peut s'apercevoir que l'étude est très limitée et ne permet pas d'établir une généralité qui reflète la globalité du parc de production d'électricité. Cette étude considère un scénario où le facteur de capacité de l'éolien est de 35% donc 26 GW de capacité éolienne pour une production de 80TWh, soit 20% de la demande annuelle d'électricité au Royaume Uni (400TWh). Une grande partie de l'étude a été consacrée au calcul des coûts de réserve et de capacité supplémentaire et ne laisse pas dévoiler la démarche suivie pour le calcul des coûts supplémentaires de fourniture d'énergie du réglage de fréquence primaire.

Dans l'étude ILEX, [STR-02] présente une analyse des différents scénarios du parc de production d'électricité pour des pénétrations de l'éolien de 20% et 30% en 2020 et 2030 respectivement (le scénario de base tient compte d'une pénétration de 10% de l'éolien). Dans cette étude, les coûts d'équilibrage sont entièrement divisés en 5 catégories (voir Figure 3-22) : réponse dynamique de fréquence, effacements des éoliennes, démarrage (start-up), réserve synchronisée et réserve permanente.

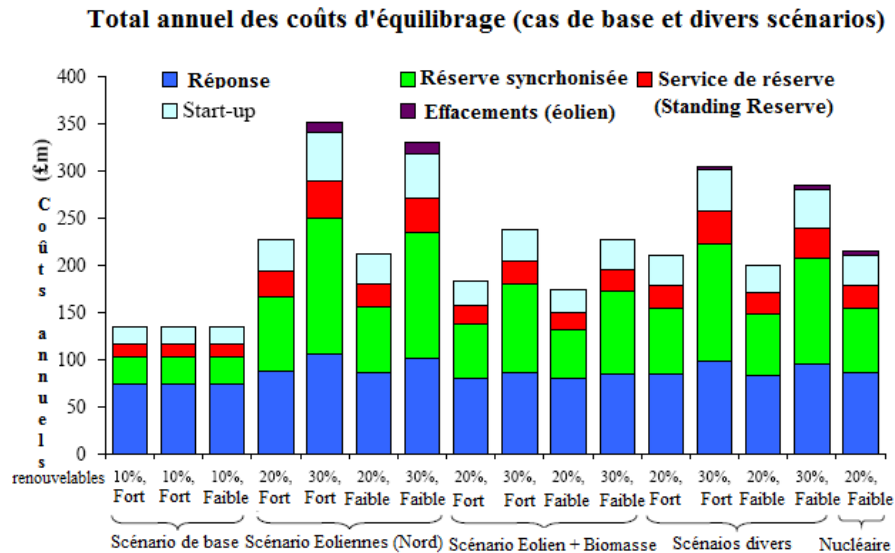


Figure 3-22 Composition de coûts annuels pour chaque scénario dans l'étude [ILEX-02] [STR-02]

Cette identification des coûts permet de constater que dans la plupart des scénarios 2020/2030, les coûts du réglage de fréquence primaire supplémentaire représentent environ 13 à 15% du coût total d'équilibrage du système. Ce résultat est déjà intéressant puisque par rapport au scénario de référence «*Baselines*», les coûts de réglage primaires représentent plus de 50 % du coût total d'équilibrage. (Figure 3-22 (portion en bleu)).

3.4.4.2 Analyses des coûts d'équilibrage de l'éolien : une comparaison des systèmes

La Figure 3-23 illustre la fourchette de coûts d'équilibrages en fonction du taux d'insertion de l'éolien pour différents systèmes électriques [GRE-07]. Ces résultats sont basées sur la comparaison des systèmes avec (ou sans) l'intégration de la production éolienne, dont l'augmentation du besoin de réserves évaluée par des méthodes statistiques que combinent la variabilité de la production éolienne et celle de la charge.

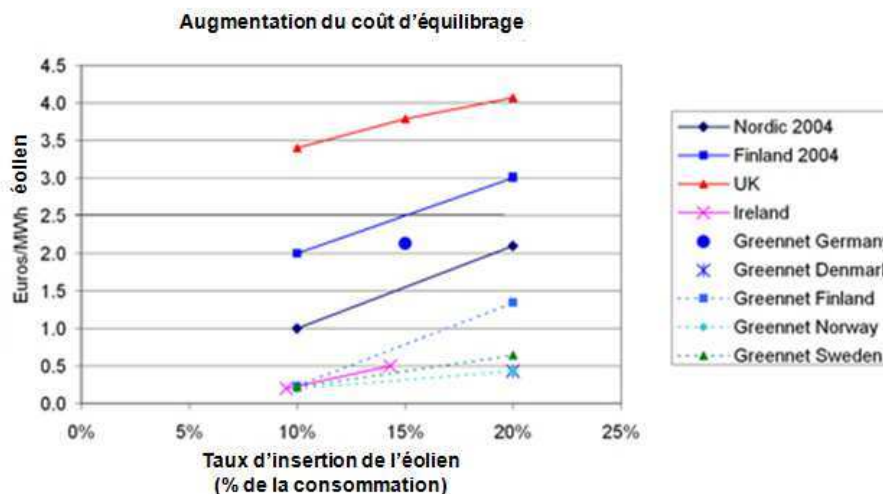


Figure 3-23 Coûts de l'intermittence selon diverses études réalisées par pays
Source [GRE-07]

D'après cette figure, on peut remarquer des caractéristiques importantes. Premièrement, ces coûts augmentent au fur et à mesure que le taux de pénétration devient plus important dans le système. Deuxièmement, les coûts se trouvent dans des plages diverses pour chaque étude.

Pour des taux de pénétration supérieures à 20% de la demande, les coûts de fonctionnement du système croissent avec l'augmentation de la variabilité et de l'incertitude de la production éolienne, à savoir environ 1 à 4 €/MWh [HOL-07]. Ceci correspond à 10% au moins du coût de la production éolienne. Cependant, comme il est montré dans les courbes de la Figure 3-23, il y a une différence considérable entre les pays.

En premier lieu, les méthodologies mises en œuvre pour chaque étude sont différentes. Et pour chaque étude, les horizons de temps sont considérés en fonction de la structure des marchés de l'électricité (« Marché en J-1 » des prévisions). Certaines études considèrent non seulement les coûts de fonctionnement, mais aussi les investissements en nouvelles réserves. D'autres études incluent aussi les capacités de transit de puissance avec les autres pays afin de pallier les effets de l'intermittence dans la production éolienne [HOL-07].

Un autre point important qui intervient dans le calcul de ces coûts concerne la diversité des parcs de production d'électricité (parcs de forte production nucléaire ou d'hydroélectricité) de chaque système, et donc aux réserves tournantes disponibles. Sur la Figure 3-23, il peut être constaté que les coûts sont plus faibles pour des pays comme la Norvège, la Finlande et la Suède lesquels comptent avec un parc de production d'électricité fortement hydraulique que pour les pays qui ont un parc de production principalement thermique.

Le foisonnement géographique permet de réduire la variabilité globale, dans ce cas, les coûts totaux se réduisent [HOL-07]. De plus, grâce au fait que les régimes de vent varient d'un site à l'autre, l'absence de vent sur un site pourrait se compenser par la présence de vent sur un autre, ce qui améliorerait les performances opérationnelles du système.

D'autre part, lorsqu'il est permis d'utiliser les capacités transfrontalières pour des échanges de puissance afin de maintenir l'équilibre du système, les coûts se réduisent également. Le contrôle ou la gestion de la puissance des éoliennes est possible à travers des centres de conduite dédiés. Ces derniers permettent de gérer la production des éoliennes ou de maintenir leurs valeurs de sortie à certains niveaux.

En Espagne, à partir de l'année 2006, REE (Red Electrica de España) a mis en place un centre de contrôle pour la surveillance de la production à partir des sources d'énergie.

Le gestionnaire du transport français (RTE) a engagé plusieurs types de travaux pour mieux intégrer les énergies renouvelables intermittentes (éolien et PV) dans le système électrique, en installant dans les *dispatchings* (centres d'exploitation du réseau de transport) une première plate-forme pour visualiser les données de production éolienne. Fin 2008, les mesures d'environ 80% de la production éolienne française ont été rapatriées vers cette plate-forme.

3.5 La problématique de l'intermittence et l'intégration de l'éolien dans le marché

Les différentes sources d'énergie sont appelées à participer à la satisfaction de la demande par ordre croissant de coût (ou du prix). La plupart des énergies renouvelables sont très chères en coût de capital mais leurs coûts de fonctionnement et de maintenance (éolien, PV, hydro principalement) sont faibles. Le déploiement de ces énergies change la structure de la courbe d'approvisionnement « *power supply* » et réduit le prix marginal de l'électricité grâce à l'augmentation de la production à faibles coûts d'exploitation.

Lorsque l'énergie éolienne participe au marché de l'électricité grâce à son coût marginal de production, elle entre dans la courbe de mérite au plus bas de l'échelle soit au même niveau que l'énergie nucléaire (Figure 3-24). Ceci déplace la courbe de demande à droite et provoque une réduction du prix d'électricité en plaçant des énergies plus chères hors de l'intersection entre offre et demande. C'est cette intersection qui définit le prix du marché.

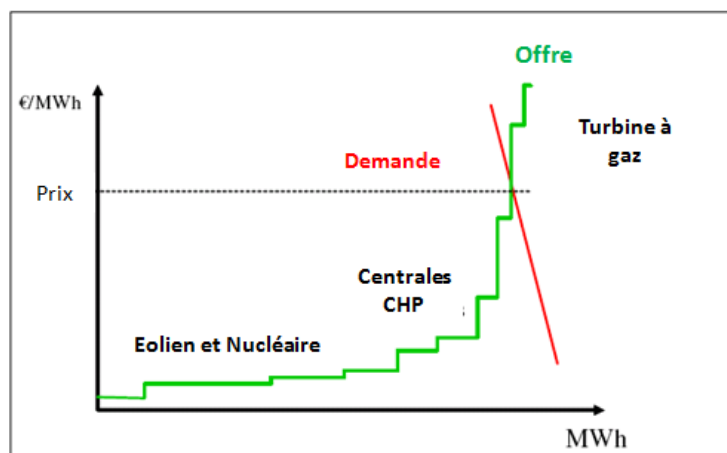


Figure 3-24 Courbe de demande et offre dans le « Nord Pool » WINDTRADE [WOY-07]

Cet impact dépend aussi de la composition du parc de production d'électricité. Dans un mix de production d'électricité principalement thermique (cas de l'Allemagne et du Danemark par exemple), les effets de l'intégration de l'éolien dans le prix de l'électricité peuvent être plus importants que dans un système caractérisé par un apport important d'énergie nucléaire ou hydraulique (comme en France). Ceux-ci ont des coûts marginaux plus bas. La diminution des prix peut être plus ou moins bénéfique selon le cas particulier de chaque pays (si obligation de participation dans le marché de l'électricité en place).

Bien que l'électricité éolienne ait des coûts variables assez faibles et que de nouvelles possibilités de transactions financières sont envisageables dans le marché, les problèmes techniques de gestion de l'intermittence se posent à l'insertion de grandes quantités d'énergie éolienne dans le marché de l'électricité. Ces problèmes sont liés à l'organisation du marché en lui-même et à la gestion de la variabilité de l'éolien dans ce marché.

Comme nous l'avions indiqué précédemment, l'énergie éolienne affecte le fonctionnement du système électrique ainsi que celui du marché d'électricité. Mais c'est sur le marché d'équilibrage que la variabilité à court terme a un impact financier important. Le coût ainsi que sa gestion optimale seront donc étroitement liés à la façon de traiter les écarts de la prévision de l'éolien.

Dans ce paragraphe, nous reviendrons tout d'abord à une brève description sur l'organisation du marché de l'électricité qui nous permettra de mettre en évidence l'impact de l'éolien sur les différentes échelles de fonctionnement du marché. Etant donnée la variabilité de l'éolien à court terme, une attention particulière sera accordée au traitement de l'éolien dans le marché d'équilibrage. Nous nous appuierons ensuite sur les expériences de divers pays pour analyser la stratégie la plus optimale pour augmenter la part de l'éolien dans le mix de production de l'électricité (soit l'éolien participe dans le marché soit l'éolien ne participe pas). On s'interrogera enfin, sur l'interaction et les performances des politiques de soutien évoquées dans le chapitre précédent par rapport aux stratégies du marché d'équilibrage.

3.5.1 Les étapes du marché de l'électricité

Le marché de l'électricité peut être aussi divisé en plusieurs étapes où les flux financiers sont effectués. La Figure 3-25 illustre les différentes étapes du marché de l'électricité.

Dans les étapes du marché de l'électricité, tout d'abord le marché J-1 ou « *day-ahead market* » a lieu la veille de la livraison de l'électricité.

Lors du marché J-1, les premières offres de production et de demande sont faites. Cela permet la coordination de ressources (détermination du volume) et la fixation du prix de vente de l'électricité pour chaque heure (ou demie heure) du lendemain (jour J) [KIE-06]. Les offres sont basées sur la disponibilité des centrales de production d'électricité en tenant compte des prévisions météorologiques, de la disponibilité des matières premières, la maintenance des centrales, etc. Parallèlement, la demande est basée sur la prévision de la consommation en J-1. Dans la plupart des cas, ce marché a lieu entre 12 et 36 heures avant l'heure de livraison en jour J, connu sous le nom de guichet ou « *gate closure* ». Les offres sont donc choisies en fonction de leur prix (suivant la courbe d'ordre de mérite) afin de satisfaire la demande.

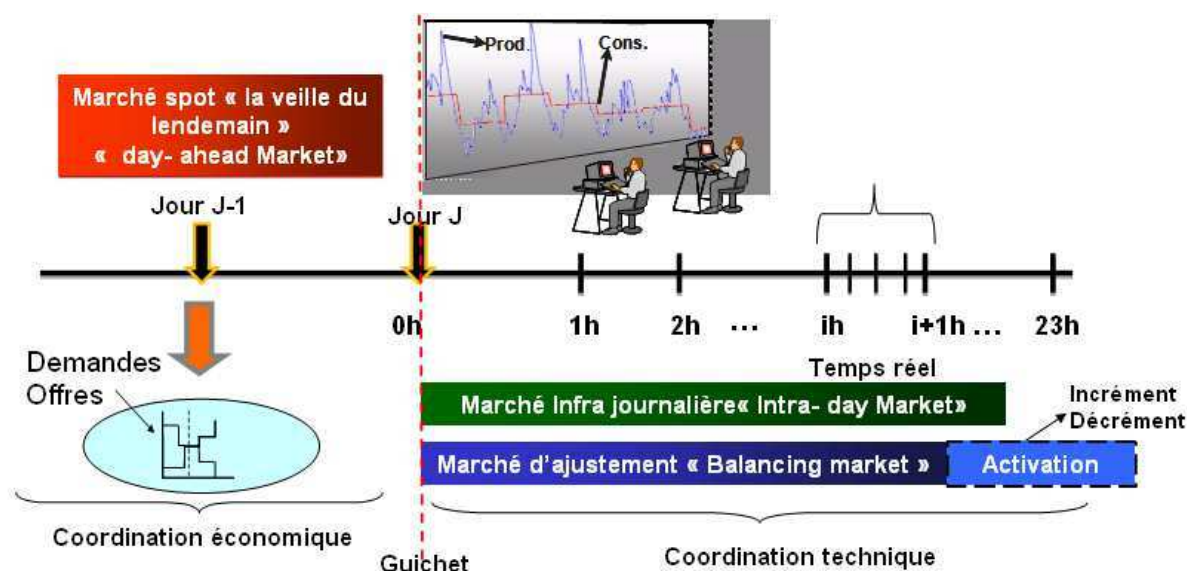


Figure 3-25 Fonctionnement des bourses de l'électricité

Compte tenu des aléas dans la programmation en J-1, des écarts (injections-soutirages) sont possibles entre les quantités prévues le jour J-1 et au fur et à mesure que l'heure de la livraison s'approche au cours de la journée. Ces marchés ont lieu normalement entre 4h, 2h et jusqu'à 1h (voir 1/2 heure sur le marché anglais) avant la livraison à l'heure i . Ces marchés, appelés « infrajournaliers » permettent de modifier la programmation des centrales pour tenir compte de la sensibilité de la prévision. Les producteurs peuvent modifier leur programmation en fonction des changements aperçus dans la demande et émettre de nouvelles offres dans le but de régler les futurs écarts. De la même manière, le profil de la consommation pour chaque heure est actualisé.

Enfin, en temps réel, des écarts entre la production et la consommation sont toujours constatés. Certains écarts sont compensés grâce à la régulation automatique (régulation primaire) et aux services systèmes. Ces derniers permettent l'activation de services de réglage de fréquence, de tension, de puissance réactive, etc. comme évoqué dans les sections précédentes.

Les écarts n'ayant pas de compensation sont réglés dans le marché d'équilibrage. Le marché d'équilibrage a en effet une opération en temps réel, exigeant l'activation de réserves disponibles de production ou d'effacement de telle sorte à maintenir l'équilibre entre la production et la demande. Cela est fait sur la base d'offres à la hausse et à la baisse, faites pour les acteurs pour une activation par le gestionnaire du réseau de transport en temps réel. La soumission des offres est faite en J-1 (et peuvent continuer au cours du jour J)

C'est à court terme, à l'échelle du marché d'équilibrage, que la variabilité de l'éolien devient une voie importante d'investigation.

L'intérêt de la section suivante est porté sur la gestion de l'éolien dans le marché d'équilibrage.

3.5.2 L'impact de l'éolien dans le marché d'équilibrage

Pour comprendre le fonctionnement du marché d'équilibrage, nous allons évoquer les principes fondamentaux des transactions ayant lieu dans ce marché. Compte tenu des écarts entre la production et la demande, il sera nécessaire en temps réel d'affiner les prédictions et ensuite de mettre les moyens de production les plus optimaux d'un point de vue économique et technique pour pallier les différences entre la production et la consommation.

Dans ce contexte, il faut tenir compte des situations de déséquilibre possibles pour un producteur donné dans le marché d'équilibrage. Dès que des erreurs dans les prédictions sont possibles tantôt dans la demande tantôt dans la production, la position d'un producteur ou d'un consommateur peut différer par rapport à l'écart global du système. L'écart global du système est ici défini comme l'écart entre la production (P) et la consommation (C), l'écart global du système est positif si $P > D$ dans le cas contraire l'écart est dit négatif.

Il faut identifier certains éléments importants dans la logique organisationnelle du marché d'équilibrage. Au niveau technique, le gestionnaire du réseau devra faire appel aux Entités d'ajustement (EDA)⁶⁶ permettant d'activer leurs réserves à court terme.

Deux types de situations sont possibles. Premièrement, une situation de sous-production exige de faire appel aux réserves ou aux centrales en service pour augmenter leur production. Cette situation est dite tendance d'ajustement à la hausse (« *up-regulation* »). Le deuxième cas correspond donc à une situation de surproduction. Le gestionnaire du réseau doit demander l'effacement d'un certain niveau de production. Celle-ci est connue sous le nom de tendance d'ajustement à la baisse (« *down-regulation* »).

Si les besoins de régulation montrent une tendance à la hausse, le GRT doit rémunérer l'entité qui produit la puissance. Si les besoins de régulation montrent une tendance à la baisse, généralement l'entité qui ne produit pas la puissance initialement prévue devra rémunérer le GRT.

D'autre part, chaque acteur du marché doit choisir un acteur Responsable d'Equilibre (RE) (« *Balance Responsible Player (BRP)* »). Le responsable d'équilibre est une personne morale qui s'oblige envers le GRT, par un contrat de responsable d'équilibre, à régler pour un ou plusieurs utilisateurs du réseau (rattachés à sa responsabilité), le coût des écarts constatés a posteriori. Il est financièrement responsable de régler les écarts entre la production et la consommation.

Si l'on définit les écarts du RE comme :

$$\text{Ecart} = \text{Production}_{\text{Programmée}} - \text{Production}_{\text{Réelle}}$$

Équation 3-2

⁶⁶ L'acteur d'ajustement est une personne morale qui communique au GRT les conditions techniques et financières pour lesquelles les GRT peuvent modifier ses programmes de production, de consommation ou d'échanges.

Si l'écart est positif, le Responsable d'Equilibre est responsable pour un excès de production. Si l'écart est négatif, le Responsable d'Equilibre est responsable pour un déficit de production. Selon le type de régulation et la tendance de l'écart, le RE rémunère le GRT ou est rémunéré par le GRT⁶⁷.

Dans ce contexte, la situation d'un producteur éolien particulier devra être analysée pour mieux comprendre le fonctionnement du marché d'équilibrage et la responsabilité financière engagée par le producteur éolien. La situation du producteur éolien étant comparable à celle de n'importe quel producteur participant au marché d'équilibrage.

A titre d'exemple, supposons donc un producteur d'électricité éolienne dit **Producteur A** (P_A) qui participe au marché de l'électricité. Dans une situation où le système est en surproduction (excès de production et donc écart global du système positif), $P > D$, si la prévision de production du producteur A (P_{PA}) est en dessous de la puissance réelle injectée (P_{RA}), ces erreurs peuvent contribuer à augmenter l'écart global du système. En revanche, si la puissance prévue est supérieure à celle injectée au réseau ($P_{PA} > P_{RA}$), les erreurs de prévision du producteur A permettront de réduire l'écart global du système. La même analyse peut être élargie pour une situation où le système a un manque de production, c'est-à-dire $P < D$. A titre indicatif, la table ci-dessous présente les situations possibles.

Cas	Situation globale du système	Situation du producteur A	Description
1	$P > D$	$P_{PA} < P_{RA}$	P_A contribue à augmenter l'écart global
2		$P_{PA} > P_{RA}$	P_A permet de réduire l'écart global
3	$P < D$	$P_{PA} < P_{RA}$	P_A permet de réduire l'écart global
4		$P_{PA} > P_{RA}$	P_A contribue à augmenter l'écart global

Tableau 3-1 Tendances d'un producteur par rapport à la situation du déséquilibre du système

Il peut être donc constaté que lorsque le système a un déficit ou un excès de production, la position du producteur A, devant l'écart global du système, dépendra des erreurs de prévision de sa production par rapport à la production réelle injectée (idem pour les autres producteurs et consommateurs participant dans le marché d'équilibrage). Compte tenu de la variabilité intrinsèque à la production éolienne, la participation de l'éolien dans le marché d'équilibrage reste un élément clé dans l'intégration de l'éolien dans le système électrique.

Le prix du règlement des écarts est fixé sur la base du prix du marché spot et sur le prix des offres à la hausse et à la baisse. Ceci varie en accord avec la structure organisationnelle de ce marché dans chaque pays. Selon le rapport [ETSO-03], et d'autres études qui permettent de comparer les stratégies mises en

⁶⁷ Selon le type de régulation et la tendance de l'écart, le RE distribue les coûts ou les revenus parmi les acteurs rattachés à son périmètre de responsabilité.

place dans le marché d'ajustements (ou équilibrage) pour le règlement des écarts [MEI-03], [HOL-05], [BAR-08], [HEL-10] il y a deux mécanismes de prix de règlement des écarts (« *Imbalance price Mechanisms* »)

- Le prix unique des écarts (« *Single Imbalance Pricing* ») : un prix unique de déséquilibre est appliqué (chaque heure) pour les écarts indépendamment de si cela contribue à augmenter ou réduire le déséquilibre net du système
- Le prix double des écarts (« *Dual Imbalance Pricing* ») où un prix différent est appliqué pour les déséquilibres (écarts) positifs et pour les déséquilibres négatifs si les écarts sont dans le même sens que le déséquilibre net du système

Dans le premier cas, un prix est attribué/ou chargé aux acteurs pour tout déséquilibre (indépendamment de la tendance de ses écarts) pendant l'heure « h » (de notre exemple précédent cela correspond aux situations 1 à 4). Autrement dit, pendant les heures où la production est supérieure à la prévision, le producteur sera rémunéré au prix d'équilibrage (donné par le système), lequel est généralement plus faible quand le système a un excès de production et élevé quand le système est en déficit de production [BAR-08]. En revanche, lorsque la production est en dessous de la prévision, ce manque de production doit être rémunéré au GRT au prix du déséquilibre du système (prix d'ajustement à la hausse). Ce manque de production, indépendamment de la tendance du système, représente une pénalité qui réduira les revenus du producteur éolien. Le Tableau 3-2 illustre comment les revenus de la production éolienne sont affectés en fonction de la situation de déséquilibre globale du système pour le système au prix unique des écarts.

Situation globale du système	Tendance du producteur	Revenu net du producteur éolien
Ecart positif $P > D$	$P_P < P_R$	$P_P * P_{Spot} + (P_R - P_P) * P_{ajB}$
	$P_P > P_R$	$P_P * P_{Spot} - (P_P - P_R) * P_{ajH}$
Ecart négatif $P < D$	$P_P < P_R$	$P_P * P_{Spot} + (P_R - P_P) * P_{ajB}$
	$P_P > P_R$	$P_P * P_{Spot} - (P_P - P_R) * P_{ajH}$

Tableau 3-2 Tendances d'un producteur par rapport à la situation du déséquilibre du système et revenu net dans le système de règlements des écarts à prix unique

Un autre type de marché, fait émerger deux prix de référence pour le règlement des écarts, à la hausse et à la baisse, pour chaque heure. Cette stratégie se conçoit dans le cadre du mécanisme d'ajustement des écarts à prix asymétrique (ou double prix) en place dans le marché d'équilibrage danois et anglais.

La figure ci-après permet d'illustrer la logique de la position du producteur éolien participant au marché d'équilibrage face aux situations de déséquilibre du système et dans le cadre de la stratégie à double prix.

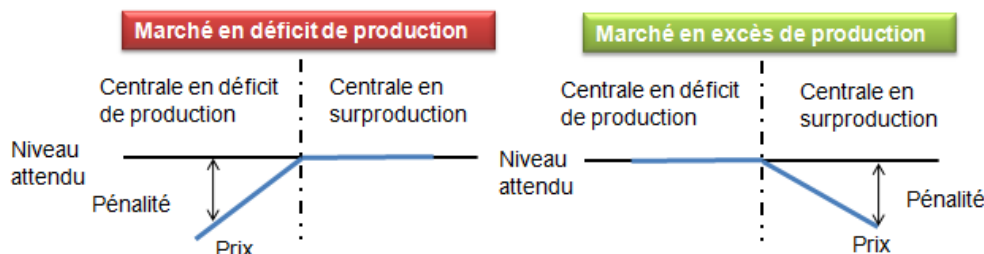


Figure 3-26 Fonctionnement du marché d'équilibrage/ « balancing market » Source : RISO DTU

Dans un cas de déficit global de production, le producteur éolien qui est aussi en déficit recevra un prix plus bas que celui du marché spot. En effet, il devra payer une pénalité pour l'énergie du réglage à la hausse (laquelle est plus élevée que le prix du marché spot) [HEL-10]. Si le producteur est en superproduction alors que le système est en déficit, il recevra le prix total du marché spot pour sa production.

Par contre, dans une situation de surplus de production, le producteur éolien ayant la même tendance de l'écart globale du système, sera rémunéré au prix du réglage à la baisse, lequel est inférieur au prix du marché spot (cela représente théoriquement une pénalité sur le prix de l'énergie produite). Le producteur en déficit de production, qui permet d'éliminer l'écart global, ne recevra aucune pénalité et sera payé au prix du marché spot. Les revenus du producteur éolien en fonction de son déséquilibre par rapport au déséquilibre du système est illustré dans le Tableau 3-3.

Situation globale du système	Tendance	Revenu net du producteur éolien
Ecart positif $P > D$	$P_P > P_R$	$P_P * P_{Spot} + (P_R - P_P) * P_{Spot} = P_R * P_{Spot}$
	$P_P < P_R$	$P_P * P_{Spot} + (P_R - P_P) * P_{ajB}$
Ecart négatif $P < D$	$P_P > P_R$	$P_P * P_{Spot} - (P_P - P_R) * P_{ajH}$
	$P_P < P_R$	$P_P * P_{Spot} + (P_R - P_P) * P_{Spot} = P_R * P_{Spot}$

Tableau 3-3 Tendances d'un producteur par rapport à la situation du déséquilibre du système

Source : [HOL-05]

Le revenu net du producteur est affecté lorsque son écart contribue à aggraver le déséquilibre global du système (situations 2 et 3 du Tableau 3-1). Les écarts contribuant à augmenter le déficit du système sont pénalisés par le biais d'un prix d'équilibre ou une pénalité. En général, dans le système à double prix, pour les situations 1 et 4, le producteur sera rémunéré au prix du marché spot [HOL-05].

A cause de la nature fluctuante de la puissance du vent, le producteur éolien ne peut pas offrir un service d'équilibrage. Cependant, le déficit ou le surplus de production affectera l'écart global du système et cela devra être pris en compte pour le règlement de la puissance à rémunérer. En effet, c'est le marché d'équilibrage et par la suite l'imposition de pénalités aux producteurs qui aggravent la tendance globale du système, la principale source de diminution des revenus des producteurs.

Dans cette perspective, la question qui peut naturellement être posée, compte tenu de l'insertion de l'éolien dans les réseaux électriques et dans le marché de l'électricité, concerne la performance de la stratégie implémentée qui permet de mieux gérer les écarts.

Dans ce sens, nous allons proposer une analyse simple qui permet de mettre au clair les enjeux du marché d'équilibrage vis-à-vis de la participation du producteur éolien. Nous voudrions connaître donc, dans les conditions données par l'étude, quelle stratégie conduirait le producteur à assumer une position incitative pour régler son écart et pour améliorer ses outils de prévision.

Il sera intéressant de voir comment chaque stratégie impacte les revenus des producteurs intermittents à travers un exemple simple. L'exemple ci-dessous permet d'évaluer ceci. Pour cette analyse, les hypothèses suivantes seront retenues, sachant que ces hypothèses ne correspondent pas à la réalité et aux enjeux du marché mais à une position de déséquilibre quelconque pour une heure donnée

1. Distribution de l'écart globale du système : 50% d'écart positif $P > D$ et 50% d'écart négatif $P < D$ ⁶⁸
2. Distribution de l'erreur du producteur éolien : 50% $P_{PA} < P_{RA}$ et 50% $P_{PA} > P_{RA}$
3. Prix spot P_{Spot}
4. Le prix d'ajustement à la hausse est de : P_{ajH}
5. Le prix d'ajustement à la baisse est de : P_{ajB}
6. Ecart du producteur $\Delta = P_p - P_R$; ($P_p =$ Production programmée ; $P_R =$ Production injectée)

Sur ces conditions pour une période d'une heure, il peut être vérifié que le revenu du producteur éolien pour sa participation dans un marché à double prix peut être exprimé de la façon suivante:

$$\begin{aligned}
 & 0,5 * (0,5 * (P_p * P_{Spot} - \Delta * P_{Spot}) + 0,5 * (P_p * P_{Spot} + \Delta * P_{AjB})) + \\
 & 0,5 * (0,5 * (P_p * P_{Spot} - \Delta * P_{ajH}) + 0,5 * (P_p * P_{Spot} + \Delta * P_{Spot})) \qquad \text{Équation 3-3} \\
 & == P_p * P_{Spot} + 0,25 * \Delta * P_{ajB} - 0,25 * \Delta * P_{ajH}
 \end{aligned}$$

Dans le marché à double prix (ou prix asymétrique) le prix des ajustement à la hausse est plus élevé que celui des ajustement à la baisse $P_{ajB} < P_{ajH}$ comme montré par plusieurs travaux de recherche [MEI-03], [HOL-05], [HEL-10]. Dans ces conditions le producteur éolien est fortement pénalisé et cela

⁶⁸ En [HEL-09] l'auteur étudie le marché de l'électricité finlandais: en 2004 par exemple le volume de régulation à la hausse dans l'année à été de 78% et de 59% en 2005.

constitue une incitation pour mettre en place un système de prévisions plus performant, un développement de nouvelles technologies de prédiction⁶⁹, voire une diversification de son portefeuille de production. Les prix de règlement des écarts peuvent en général être affectés en fonction du prix des offres d'ajustement à la hausse ou à la baisse.

Dans les mêmes conditions, pour une période d'une heure il peut être vérifié que le revenu du producteur éolien, pour sa participation dans un marché à prix simple, sera de:

$$\begin{aligned} & 0,5 * (0,5 * (P_p * P_{Spot} - \Delta * P_{ajB}) + 0,5 * (P_p * P_{Spot} + \Delta * P_{ajB})) + \\ & 0,5 * (0,5 * (P_p * P_{Spot} - \Delta * P_{ajH}) + 0,5 * (P_p * P_{Spot} + \Delta * P_{ajH})) \end{aligned} \quad \text{Équation 3-4}$$
$$= P_p * P_{Spot}$$

En effet, pour le deuxième cas, pour une situation donnée de déficit ou d'excès de production dans le système, si les écarts du producteur sont distribués 50% du temps en déficit et 50% en excès, les écarts s'annulent compte tenu de sa distribution et du prix d'ajustement (à la hausse ou à la baisse en fonction de l'écart globale du système). Cela montre de façon claire que si le prix de règlement des écarts est symétrique, le producteur n'aura aucune incitation à améliorer ses prévisions puisque la pénalité symétrique n'affecte pas de façon considérable ses revenus.⁷⁰

Si l'allocation de l'équilibrage de la production est accordée aux producteurs éoliens plusieurs remarques peuvent être relevées : soit le producteur éolien doit avoir la capacité de participer au marché d'équilibrage et avoir la faculté d'acheter de la puissance de réglage (pour le règlement de ses écarts) comme les autres acteurs, soit le producteur éolien paie les producteurs ou les consommateurs pour la puissance de réglage via des contrats bilatéraux, soit il s'approvisionne en moyens de stockage qui lui permettent de disposer d'une puissance de réglage supplémentaire.

Nous avons montré dans le chapitre précédent que selon le système d'incitation mis en place, les producteurs éoliens ne sont pas toujours obligés à participer au marché de l'électricité. Les producteurs éoliens sont, dans ce cas (notamment les mécanismes de prix garanti mis en place en Allemagne et en France), déconnectés des signaux tarifaires du marché qui pénalisent le caractère intermittent de l'éolien. Le contraire est observé pour les dispositifs prenant en compte une composante marché comme le système Premium en Espagne ou le Système de Quotas échangeables au Royaume Uni.

Dans ce qui suit, nous donnons un aperçu du fonctionnement des marchés d'équilibrage dans le cas de quelques pays choisis pour notre étude. Cela nous permettra par la suite de mener une analyse qualitative sur le traitement de l'intermittence dans le marché d'équilibrage et les performances de ces stratégies pour intégrer la production intermittente dans leur « ordre de mérite ».

⁶⁹ Le pourcentage d'erreur dans la prévision n'a pas été pris en compte pour cet exemple. Pour une étude comparative de l'impact de l'éolien dans les stratégies du marché d'équilibrage le lecteur peut se référer à [HEL-09].

⁷⁰ Une étude plus détaillée sur la tendance globale des écarts sur dans un marché d'équilibrage par rapport à celle du producteur éolien permettrait d'approfondir les conclusions citées dans ce paragraphe.

3.5.3 Cas d'étude de la gestion de l'éolien dans le marché de l'équilibrage

3.5.3.1 Le marché d'équilibrage espagnol

En Espagne, la gestion technique du système électrique est la responsabilité du gestionnaire du réseau « *Red Eléctrica España* » (REE). REE a la responsabilité de gérer toutes les opérations des services systèmes et les questions concernant le marché de l'électricité. La gestion des marchés J-1 et le marché intrajournalier est sous la responsabilité de l'opérateur du marché « *Operador del Ibérico de la Energía-Polo Español* » (OMEI).

Le marché J-1 ferme les offres à 10h00 pour définir le schéma de production/consommation journalière du lendemain. Le marché intrajournalier est essentiellement un marché d'ajustement : l'opérateur du marché (OMEI) surveille les offres de production et consommation afin de maintenir l'équilibre nécessaire pour assurer la couverture de la demande et réaliser les ajustements nécessaires des déséquilibres résultants du marché en J-1. Les transactions sont réalisées dans 6 sessions consécutives (16h, 21h, 1h, 4h, 8h et 12h).

Les producteurs éoliens soumis au Régime Spécial Espagnol DR667/2007, bien qu'ils puissent être empêchés d'injecter leur production au réseau pour des raisons techniques, sont responsables de la gestion de leurs prévisions et des coûts de déséquilibre associés à leur erreur de prédiction de la production. Ils sont les Responsables de leur Equilibre. Ils sont pénalisés au-delà d'un écart. En général, l'écart peut être défini comme :

$$\text{écart} = \text{Abs}(\text{Energie}_{\text{programmée}} - \text{Energie}_{\text{injectée}}) \quad \text{Équation 3-5}$$

Dans le passé, les producteurs profitant d'un tarif d'achat au prix garanti n'étaient pas pénalisés par les écarts dans leur programmation. Aujourd'hui, les producteurs sous le régime du tarif réglementé sont obligés de présenter leur programme de production pour chaque heure de la livraison le lendemain. Une pénalisation des écarts dans la production est donc établie entre la puissance programmée et la puissance réelle injectée au réseau électrique comme c'est le cas pour les autres technologies. Si le représentant du producteur éolien est le fournisseur d'électricité, une tolérance de 5% sans agrégation est permise. Si une autre entité joue le Rôle du représentant, il n'y a pas de seuil de tolérance et une pénalité est imposée. Le coût de la pénalité est déterminé selon les offres du marché [ENDESA-07]. Pour les producteurs éoliens sous le système de Premium, la pénalité imposée par les écarts entre l'énergie programmée et l'énergie réelle est appliqué pour tous les parcs éoliens indépendamment de la puissance installée. Il n'y a pas de tolérance admise. Le coût de la pénalité pour les producteurs sous le système Premium peut cependant réduire l'agrégation de fermes éoliennes par la voie d'une entité représentant le producteur grâce aux effets de foisonnement. [ENDESA-07].

Les coûts des écarts (« *coste de los desvíos* ») imposés à la production éolienne a été de 1,715€/MWh en 2007 et 1,837€/MWh en 2008 [ENDESA-07].

La problématique d'incertitude sur la prédiction de la production éolienne espagnole est atténuée en agrégeant différentes fermes éoliennes pour la même offre de production dans le marché. En raison de son intermittence et de la contribution importante de l'éolien dans la consommation d'électricité, la production éolienne doit être prise en compte dans la gestion de l'équilibre offre/demande.

3.5.3.2 *Le marché d'ajustement Danois*

La gestion de l'intermittence au Danemark est un des exemples très intéressants à aborder. Selon le rapport de [AUE-06], environ 93% de la production éolienne est injectée dans le réseau de distribution. Les fermes éoliennes en Danemark sont des petites centrales de 10-20 MW dispersées dans le pays, ce qui diminue la volatilité de la production et réduit les coûts d'équilibrage.

Les producteurs participant au marché d'équilibrage proposent leurs offres entre 1 à 2h avant l'heure de livraison, et la production doit être disponible dans les 15 minutes après l'émission de l'ordre d'activation (décrément ou incrément). Dans ce contexte, seule la réserve rapide (« *fast-response* ») peut être activée. [EWEA-09]

Jusqu'à la fin 2002, chaque pays qui participe au marché NordPool avait un marché de régulation (« *balancing market* ») différent pour la gestion des écarts. Un marché commun existe depuis 2003 auquel participent les deux zones danoises. En Norvège, Suède et Finlande, tous les participants au marché de régulation reçoivent le prix marginal pour leurs offres à l'heure donnée. Au Danemark, tous les participants reçoivent les prix de leurs offres dans le marché de régulation (« *pay as bid* »). S'il n'y a pas de congestion dans le réseau de transport, le prix est le même dans toutes les zones. S'il y a congestion, les offres des zones en congestion ne sont pas prises en compte dans la formation de prix pour le reste du système. Le prix de régulation dans la zone en congestion différera du prix de régulation du système.

Les producteurs éoliens danois sont pénalisés s'ils ne complètent pas leurs offres dans le marché spot en J-1 au marché (*day-ahead*). Mais le niveau de la pénalité dépend des besoins du système : Si le système requiert **un réglage avec une tendance à la hausse** (*up-regulation*) et que le producteur est en dessous de l'offre qu'il a proposée, il sera pénalisé par le coût de l'équilibrage. Dans le cas où le producteur est au-dessus de l'offre de production prévue, il ne sera pas pénalisé mais recevra le prix spot du marché pour le surplus de production. Cette même méthode est également appliquée quand le système a besoin d'**un réglage avec tendance à la baisse** (*down-regulation*). En Norvège, au contraire, il n'y a qu'un prix utilisé pour l'achat et pour la vente à l'heure où les déséquilibres sont calculés pour chaque participant individuel. Cela signifie que tous les participants contribuant à éliminer le déséquilibre sont rémunérés même s'ils ne complètent pas leurs offres. A titre d'exemple, si le système est en déficit de production, un producteur éolien en excès d'offre recevra pour son surplus le prix de la pénalité payée par les producteurs en déficit [FRE-07].

En 2005, les coûts moyens d'équilibrage dans le système Danois ont été d'environ 0,7c€/MWh par *up-regulation* et 0,8c€/MWh par *down-regulation* [WOY-07]. Au Danemark, les 2/3 de la production

éolienne environ sont en conformité avec les prévisions et les besoins de régulation [AUE-06]. De plus, le coût moyen de la régulation par kWh d'électricité éolienne produite a été estimé à 0,257c€/kWh.

Le Danemark fait aussi appel à l'importation d'électricité pour gérer l'intermittence de son parc éolien dont la contribution à la satisfaction des besoins du pays peut varier de 0 à 100% selon les jours [RUE-08]. Au Danemark, où l'éolien atteint 20% de la capacité installée, c'est l'hydroélectricité de la Norvège qui assure la stabilité du réseau et la continuité de la production.

De plus le déploiement des systèmes de cogénération (à grande et petite échelle) participe de manière importante à atténuer la variabilité de l'éolien et permette une meilleur souplesse au marché d'équilibrage.

3.5.3.3 Le mécanisme d'équilibrage du gestionnaire Allemand

En général, le système d'équilibrage en Allemagne est basé sur une responsabilité distribuée d'ajustement sous la forme de Responsables d'Equilibre (*Responsible Balancing Parties* (RBP)). Les déséquilibres sont établis 15 minutes avant le moment de livraison et les prix d'ajustement positifs ou négatifs sont symétriques : une centrale avec un surplus de production recevra la même compensation par MWh que le RBP avec un déficit doit payer, indépendamment de la situation global de la zone de contrôle.

Dans la structure organisationnelle du marché de l'électricité allemand, les gestionnaires du réseau sont obligés d'acheter et transporter l'électricité produite par les producteurs d'énergies renouvelables au tarif fixé par la loi. A savoir qu'en Allemagne il y a quatre GRT différents pour gérer le réseau allemand : EnBW Transportnetze AG, E.ON Netz GmbH, REW Transportnetz Strom GmbH et Vattenfall Europe Transmission. Le GRT de chaque zone de contrôle est le responsable de la gestion de la production renouvelable et donc de l'intermittence associée à l'éolien par le groupe d'ajustement (*Balancing Group* BG) à travers une technique de lissage du profil de la production des centrales éoliennes. Cette stratégie de lissage a lieu en deux temps. Premièrement les GRT participent chaque jour dans le marché de l'électricité Day-ahead (ou marché J-1) dans le but de faire l'ajustement sur la base de la différence entre les prévisions de la production éolienne et le profil de production lissé souhaité. Deuxièmement, dans le but de corriger les écarts de la prévision dans le marché J-1, les GRT participent dans le marché intrajournalière ou en se procurant de la régulation à partir des centrales de réserve (régulation secondaire et réserves tertiaires).

La Figure 3-27 illustre le principe des opérations d'échange financières et de volumes d'électricité dans le système Allemand.

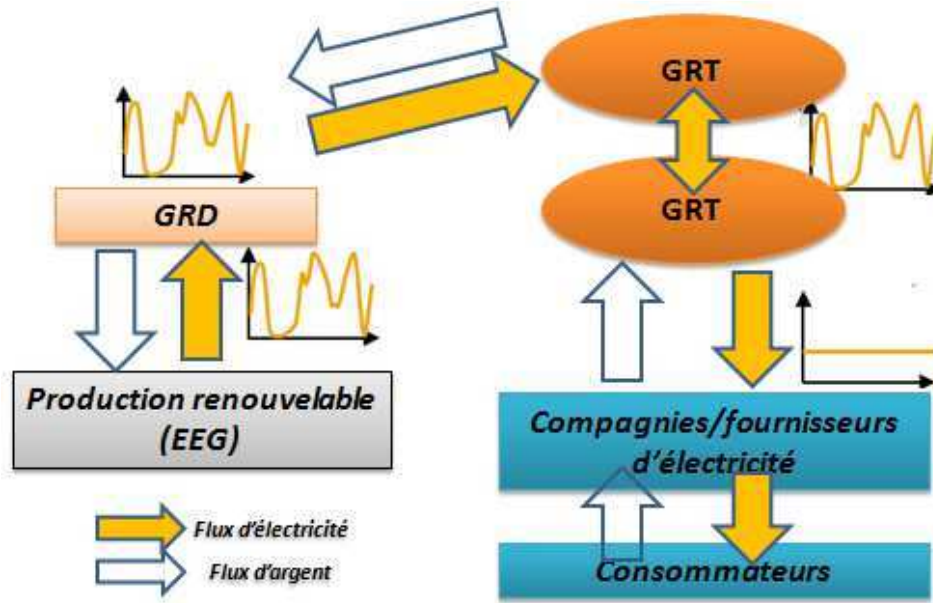


Figure 3-27 Logique de transaction du volume d'électricité de l'éolien dans le système allemand

Sur cette organisation et jusqu'à fin 2009, les GRT, en fonction de l'écart de la production éolienne prévue, achetaient l'électricité qui leur manquait ou vendaient leur surplus d'électricité pour atteindre le profil de production souhaité. Enfin, les GRT étaient rémunérés par les compagnies de commercialisation d'électricité, et donc finalement par les consommateurs, pour les coûts de leur activité. Les coûts d'équilibrage de l'éolien, évalués par [KLO-06], ont été les plus importants à environ 7€/MWh.

Depuis le 1^{er} janvier 2010, les GRT allemands vendent la totalité de leur production d'électricité d'origine renouvelable sur le marché Day-Ahead (sur la base de la prévision de production disponible en J-1)⁷¹. Les GRT compensent les écarts entre le volume contractuel sur le marché (nommé « *fixing* ») et l'énergie réellement produite sur le marché intrajournalier. Une contribution fixe est prélevée sur les consommateurs grâce à un système national de compensation permettant l'équilibrage des profits et des pertes. Cette compensation prend en compte le différentiel de prix entre le tarif au prix de rachat et le prix du marché, en incluant les coûts supportés par les GRT pour l'activité de gestion de la production renouvelable.

Selon le rapport de l'opérateur du marché EPEX à propos de l'impact de la loi « EEG » sur les transactions dans le marché [EPEX-09], il a été annoncé que la loi « EEG » entraînerait plus de volatilité et des prix fortement négatifs et donc un risque financier très important. Cette volatilité est tout d'abord dû à l'influx de la production intermittente mais aussi à la difficulté d'anticiper la réaction des autres acteurs devant ces situations. D'autre part, ce système sépare les producteurs éoliens du marché de l'électricité et responsabilise les GRT à la gestion des déséquilibres sans inciter le producteur à améliorer ses prévisions.

⁷¹ Les prévisions concernant la production d'électricité d'origine éolienne et photovoltaïque pour le jour suivant sont publiées chaque jour à 18h par chaque GRT sur la plateforme électronique d'EPEX.

3.5.3.4 Le mécanisme d'ajustement Français

A partir de 2003, le GRT français RTE a mis en place une stratégie d'ajustement pour la compensation des écarts résultants des différents aléas en temps réel entre la production et la consommation. Cette stratégie est connue sous le nom de « mécanisme d'ajustement » (MA). RTE dispose en temps réel d'une réserve d'énergie et grâce au MA, il fait appel aux entités d'ajustement EDA (producteurs ou consommateurs) pour qu'ils modifient leur programme de fonctionnement prédéfini. Dans ce contexte, divers éléments doivent être évoqués. Premièrement, un périmètre d'équilibre doit être établi. Cela correspond à une zone du réseau, où producteurs et consommateurs sont raccordés. Un responsable d'équilibre est chargé de gérer un périmètre d'équilibre donné. Le responsable d'équilibre doit déclarer à RTE (et le cas échéant aux GRD) les moyens d'injection et les éléments de soutirage qui composent son périmètre d'équilibre. Il doit également compenser financièrement les écarts négatifs dans son périmètre d'équilibre. En revanche, RTE rémunère les écarts positifs au Responsable d'équilibre [RTE-04].

Le prix de Règlement des Ecart est établi selon la structure du Tableau 3-4. Si la tendance globale du système est opposée au bilan du Responsable d'équilibre, le Prix Moyen d'Ajustement à la Hausse PmPh est appliqué pour les Ecart Négatifs et le Prix Moyen d'Ajustement à la Baisse PmPb est appliqué pour les Ecart Positifs. Ces quantités sont corrigées par un facteur K+1 (où K est un coefficient de pondération fixé égal à 0,12). Dans le cas où la tendance du Responsable d'Equilibre est la même que la situation globale du système, le prix qui s'applique est le prix du marché EPEX.

Situation globale du système	Tendance d'ajustement à la hausse	Tendance d'ajustement à la baisse
Ecart positif $P > D$ Le gestionnaire rémunère le producteur	Prix spot EPEX	PMPb / (1+K)*
Ecart négatif $P < D$ Le producteur rémunère le gestionnaire	PMPb x(1+K) **	Prix spot EPEX

Tableau 3-4 Règlement des écarts selon la tendance de l'ajustement

K=Coefficient de pondération fixé égal à 0.12 (à partir du 20 avril 2010)
* Plafonné au prix spot EPEX, ** Plafonné au prix spot EPEX [RTE-10b]

Le prix de règlement des écarts négatifs (PmPh) est en général plus significatif que le prix des écarts positifs (PmPb). En effet, l'ajustement à la hausse exige des réserves supplémentaires, dans la plupart de cas, avec un délai de mobilisation important (plus de 30 minutes pour le top 5 des EDA les plus sollicités) et fait appel en moyenne à 80% de la production thermique et hydraulique⁷². Par contre, l'ajustement à la baisse demande une réactivité plus importante faisant donc appel aux centrales

⁷² Ces données sont extraites d'après une étude des mois de janvier, février, mars et avril du 2010 à partir des données disponibles sur le site RTE.

hydrauliques à environ 65% des volumes d'ajustement à la baisse. La figure 3.28 peut illustrer cette situation pour la journée du 3 juin 2010.

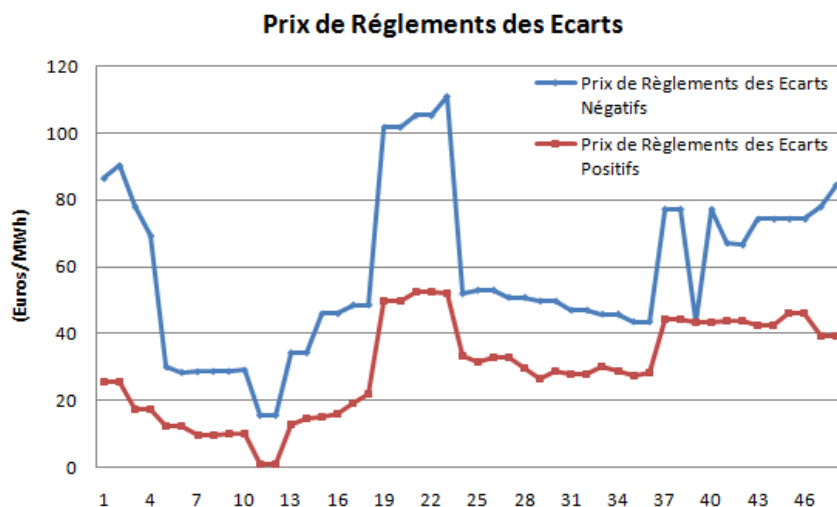


Figure 3-28 Prix de règlements des écarts comme conséquence du mécanisme d'ajustement pour la journée du 3 juin 2010

Source [RTE]

Afin de réduire son risque financier, le Responsable d'Equilibre doit donc concevoir un portefeuille diversifié (d'achats et de ventes). En 2009, RTE comptait avec presque 145 Responsables d'équilibre [RTE].

Dans ce scénario, le taux actuel d'insertion de l'éolien est très marginal en France pour pouvoir tirer des conclusions à propos de la gestion de l'intermittence et des coûts de déséquilibre. D'ailleurs, la logique de traitement de la variabilité de l'éolien dans le réseau électrique français est bien différente de celle mise en place en Espagne mais elle est néanmoins semblable à celle du contexte Allemand.

Compte tenu du régime incitatif mis en place, la production éolienne profite de la priorité d'accès et d'injection de l'électricité produite au réseau électrique. L'opérateur classique EDF est obligé de racheter l'électricité fournie par les producteurs éoliens. Lorsqu'il s'agit du traitement de la variabilité de l'éolien, le producteur éolien n'a aucune participation dans le marché d'électricité ni dans la gestion des déséquilibres. Dans ce contexte, le GRT est responsable de la gestion de la prévision de la production éolienne et le Responsable d'Equilibre fait face au règlement financier résultant des écarts.

Le régime incitatif et l'interaction avec le marché de l'électricité ainsi mis en place déconnecte le producteur éolien des signaux du marché et n'encourage pas l'amélioration des outils de prévision de la part des producteurs indépendants.

3.5.3.5 Le système à double prix Britannique

Le Royaume Uni est un des pays pionnier dans la dérégulation du marché de l'électricité en Europe. De plus, les incitations politiques de développement des énergies renouvelables montrent une forte volonté à l'introduction des énergies renouvelables à travers une participation au marché de

l'électricité. Dans ce contexte, c'est la Compagnie Nationale de Réseau Electrique NGC (« *National Grid Company* ») qui joue le rôle d'opérateur du réseau de transport et gère les échanges de production et consommation entre les différents acteurs du système.

Les nouvelles dispositions concernant le marché de l'électricité (NETA -*New Electricity Trading Arrangement*) permettent aux producteurs d'électricité d'établir leurs offres et aux fournisseurs de prévoir leur demande. Au Royaume Uni, 90% des transactions d'énergie sont faites par des contrats bilatéraux. Les offres sont connues au moins une heure avant le temps réel.

En temps réel, le marché d'équilibrage a lieu. Au Royaume Uni, les producteurs font leurs offres d'achat pour réduire leur production et leurs offres de vente pour augmenter la production. Ces offres sont réalisées au travers d'un mécanisme d'enchères. Parallèlement, les fournisseurs font leurs offres d'achat pour réduire la consommation et leurs offres de vente pour l'augmenter. La valeur du prix d'achat qui permet à l'opérateur de retrouver l'équilibre donne le prix de vente du réseau (ou SSP pour *System Sell Price*) et la valeur du prix de vente donne le prix d'achat (ou SBP pour *System Buy Price*). Sur la structure de cette fixation de prix, tout producteur en déséquilibre devra donc payer à l'opérateur du réseau pour tout déficit dans son plan de production au prix d'achat au réseau (SBP) et devront être rémunérés pour tout excès au prix de vente donné (SSP).

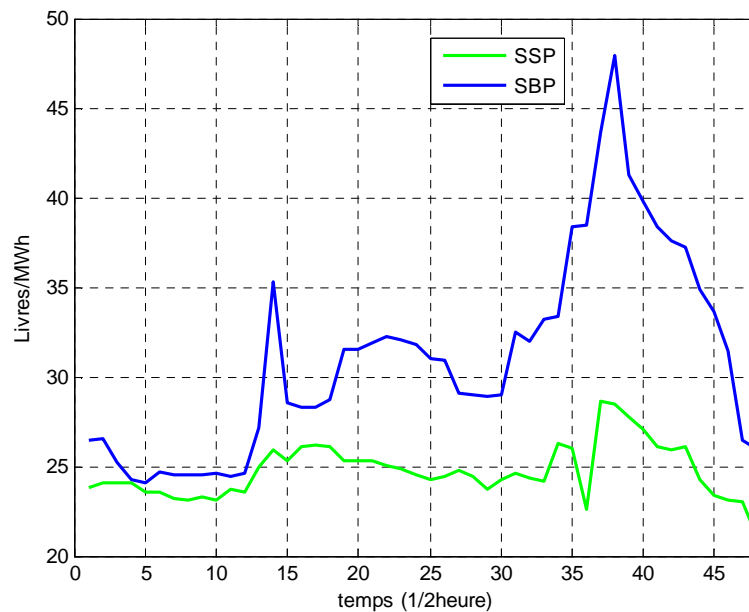


Figure 3-29 Différence entre le prix de vente (SSP) et le prix d'achat moyen (SBP) au cours d'une journée de mars de 2009

Source : [BM Reports]

Le prix de vente du réseau (SSP) est en général plus faible que le prix d'achat au réseau (SBP). La figure 3.29 illustre la différence entre le SSP et le SBP au cours d'une journée du mois de mars en 2009.

Puisque le système de Quotas échangeables/Marché de CV pour le développement des énergies renouvelables au Royaume Uni a introduit les producteurs éoliens directement sur le marché de l'électricité, ils sont donc soumis au système de pénalités des écarts cités précédemment. Cela permet de constater qu'il y a une vraie incitation pour l'amélioration des outils de prévision aussi bien pour les

fournisseurs que pour les producteurs intermittents. La dissymétrie dans le prix fait que le prix de la pénalité soit plus élevé que le vrai coût d'équilibrage lié au processus de SSP et SBP. En effet, chaque producteur en déséquilibre (vu comme une entité individuelle) devra payer une pénalité même si le déséquilibre global est annulé. D'autre part, cela pourrait éventuellement inciter le rassemblement de producteurs par le biais d'une entité sous la forme d'un agrégateur pour profiter du foisonnement.

3.5.4 Interaction entre les politiques d'incitation et la gestion des déséquilibres dans le marché d'ajustement

Aujourd'hui, les coûts de l'intermittence ne sont pas une barrière pour les taux de pénétration de l'éolien dans les réseaux comme montré dans la section 3.5. Mais, en tenant compte des objectifs d'intégration des énergies renouvelables de 20% en Allemagne, en France et au RU en 2020, cette intégration peut devenir plus complexe puisque la plupart de ces pourcentages seront apporté par l'éolien (on-shore et off-shore). Les stratégies pour gérer l'intermittence devront être adaptées afin de garantir à tout moment la sécurité du réseau.

Selon les cas d'étude analysés : l'allocation des coûts d'ajustement de l'énergie éolienne peut se faire selon deux méthodes : soit les coûts sont gérés et supportés par l'opérateur de système qui les répercute sur le tarif du réseau (et finalement sont payés par le consommateur) soit les coûts sont gérés par l'opérateur du système qui les transfère ensuite aux Responsables d'Equilibre. Dans ce cas, l'opérateur gère les ajustements mais facture les responsables d'équilibre pour les écarts constatés a posteriori.

Le Responsable d'Equilibre et ensuite du mécanisme d'ajustement apparaît donc comme une entité pour faire face aux aléas de la prévision de la production. Dans ce contexte, la gestion de l'intermittence et plus exactement les écarts des prévisions affectant la programmation journalière des moyens de production est résolue soit par la voie des pénalités soit directement par le recours à des mécanismes d'ajustement.

Le tableau 3-5 présente un aperçu des différents cas d'étude précédemment analysés. Nous allons mettre en évidence l'interaction des politiques de soutien dans la gestion de l'intermittence de l'éolien dans le court terme. Nous constatons que la participation de l'éolien dans le marché de l'électricité est soumise à la stratégie économique de développement en place. Notamment, le système sous le régime de tarif de rachat dédouane les producteurs de toute responsabilité économique sur règlement des écarts.

Pays	Allemagne	France	Espagne	UK	Danemark
Politique d'incitation	Tarif de rachat	Tarif de rachat	Système Premium	Obligation Renouvelable	Système Premium
Le producteur éolien participe au marché de l'électricité?	Non	Non	Oui	Oui	Oui
Le producteur éolien est-il pénalisé par les erreurs de la prévision?	Non	Non	Oui (Tarif de rachat tolérance 5 %)	Oui	Oui
Qui est le Responsable d'Equilibre de la production éolienne?	GRT	GRT	Producteur éolien	Producteur éolien	Producteur éolien
Comment sont alloués les coûts?	Mutualisation (Tarif du réseau /consommateur)	Mutualisation (Tarif du réseau /consommateur)	-----	Double Prix (SSP, SBP)	Prix unique
Coûts d'équilibrage (résultats pour différents taux de pénétration de l'éolien)	+++ (observé)	(Taux d'éolien marginal)	+ (observé)	(Taux d'éolien marginal)	- (observé)

Tableau 3-5 Benchmarking de pays et leur système de gestion de l'équilibre de l'éolien

En Allemagne, les producteurs éoliens profitent de la priorité d'injection de l'électricité au réseau et n'ont pas de responsabilité dans le déséquilibre causé au système par les écarts dans leurs prévisions. Les coûts d'équilibrage dans le marché d'électricité allemand sont socialisés dans les tarifs de transport et les producteurs ne reçoivent aucune pénalité. Cette situation encourage les investissements et l'augmentation de la capacité éolienne installée mais les producteurs ne sont pas incités à améliorer leurs outils de prédiction. Le responsable de la gestion complète de la production éolienne (et intermittente) du réseau allemand est le gestionnaire du réseau ; les coûts constatés y sont les plus élevés. De la même façon, en France le producteur éolien n'est pas Responsable de l'Equilibre et n'est pas soumis aux charges de règlement des écarts.

Au contraire, les producteurs au Royaume Uni dans le système d'Obligation Renouvelable ou dans le système premium Espagnol sont responsables de leurs erreurs dans leurs prévisions et paient des pénalités en cas d'écarts. Ces pénalités réduisent fortement leurs revenus et incitent les producteurs à améliorer l'exactitude de leurs prévisions ce qui améliore le fonctionnement du système et facilite l'intégration de l'énergie éolienne.

Le système de tarif de rachat au prix garanti limite le risque pour les producteurs éoliens et conduit aussi à de nouveaux investissements. Mais, l'opérateur du système affrontera de nouveaux coûts à cause des déséquilibres et de la gestion de l'intermittence. Les producteurs éoliens ne reçoivent aucun signal qui les incite à réduire leurs déséquilibres.

Au contraire, le mécanisme de quotas oblige le producteur à assumer le coût complet de son déséquilibre (par la voie d'un système de double prix de règlement des écarts) et se constitue comme une incitation à investir dans les outils de prévision (modèles de prédiction) et réduit les déséquilibres (mutualisation, centrale Virtuelle). Cependant, ce mécanisme n'a pas eu les résultats du tarif de rachat en

termes de capacité installée et comme montré dans le chapitre 2, le RU a mis en place une transition vers un tarif de rachat au prix fixe pour l'éolien.

Le Système de tarif premium pourrait être une très bonne solution pour concilier les avantages des deux systèmes. On profite de l'avantage du mécanisme de tarif de rachat au prix garanti mais on impose des pénalités qui encouragent les producteurs à gérer la question de l'intermittence. Ce système facilite d'ailleurs l'intégration de l'énergie éolienne dans le marché ainsi que dans le système électrique, système dans lequel l'éolien jouera un rôle important dans les années à venir.

3.6 Conclusions

Dans ce chapitre, il a été présenté un analyse sur les problèmes techniques posés par l'insertion de l'éolien dans les réseaux électriques et dans le marché de l'électricité. Cette analyse nous exige une observation approfondie sur les différentes échelles de temps du fonctionnement de réseaux électriques: le court-terme et le long-terme.

Dans un premier temps, nous avons mis en évidence qu'il est important que les centrales de production puissent y participer, comme les autres moyens de production d'électricité, au maintien de bonnes conditions d'exploitation du réseau. Cela se répercute, dans le très court-terme, sur la gestion des indicateurs de l'équilibre du réseau donc de la fréquence et de la tension.

Face à cette condition, aujourd'hui, les centrales éoliennes offrent une large possibilité de réglage de puissance et de tension permettant de s'adapter à la panoplie des exigences de la réglementation technique du réseau pour les différents systèmes électriques. Cependant, le besoin d'une harmonisation de la réglementation permettant de gérer l'ensemble du réseau européen, face à l'insertion grandissante de la production éolienne, s'impose de façon incontestable.

Dans ce contexte, afin d'assurer des fonctions de sécurité et sûreté indispensables, l'harmonisation de la réglementation du réseau doit s'orienter à veiller sur les exigences techniques nécessaires pour que ces nouvelles formes de production puissent s'intégrer correctement dans le parc de production d'électricité, à savoir: la tenue au creux de tension, la qualité de l'énergie, les seuils de tension et fréquence. Ce projet de « Harmonisation » est poursuivi actuellement par ENTSO-E dans le cadre de l'interconnexion européenne et de la mutualisation de la capacité global de production du réseau.

Au phénomène de court-terme dans la gestion technique du réseau électrique, vient s'ajouter les effets de la variabilité intrinsèque de la production éolienne et les limitations posées par l'incertitude de la prédiction de la production. Nous avons vu que les erreurs de prédiction, bien qu'elles aient été amélioré grâce à l'investissement scientifique dans des nouvelles techniques de prévision, continue à être un point bloquant dans la gestion de la production éolienne.

Pour un niveau marginal de l'éolien dans le réseau électrique, les fluctuations de la production éolienne peuvent être absorbées avec celles de la demande et ne posent pas de problèmes majeures à la

gestion du réseau. Sur une vision à moyen terme accompagnée d'une évolution de la contribution de la production éolienne à la consommation, la réflexion continue. Cette variabilité est accompagnée d'un besoin grandissant de réglage en fréquence (principalement du réglage secondaire et tertiaire) comme nous l'avons évoqué. Parallèlement, l'éolien doit également offrir la possibilité de participer au réglage de la fréquence comme montré par le retour d'expériences au Danemark. Cela renforce l'idée que les éoliennes devront évoluer vers un fonctionnement rapproché des centrales de production classique, c'est à dire répondre aux contraintes du réseau et être capable d'apporter un service de réglage de la puissance. Ceci laisse une voie ouverte à de nouvelles formes de rémunération sur la capacité par rapport à la priorité d'évacuation de la production renouvelable. En même temps, les évolutions du réseau doivent considérer l'impact des moments dont l'absence du vent efface la contribution de l'éolien pour la couverture de la demande.

Deuxièmement, nous avons vu que cette intermittence de l'éolien introduit une nouvelle dimension technique au fonctionnement du marché de l'électricité. Bien qu'une réduction des prix spot soit constaté lorsque la contribution de l'éolien devient significative sur le réseau, l'impact de l'éolien sur le marché d'équilibrage nous a permis, une nouvelle fois, de constater que l'incertitude de la prévision pose ses limites et exige l'appel d'une régulation en puissance. Deux concepts ont attiré notre attention: la méthode pour le règlement des écarts et la responsabilité de l'équilibrage. D'une part, deux stratégies du marché sont répandues pour le règlement des écarts: soit par la voie d'un prix unique soit par la voie d'un double prix en fonction du besoin d'ajustement. D'autre part, la responsabilité de l'équilibre peut être accordé sur des acteurs différents pour chaque type de marché: le gestionnaire du réseau de transport, le responsable d'équilibre et le producteur (ou le cas échéant une entité représentative de celui-ci).

Pour l'éolien en particulier, cette gestion des écarts est traitée différemment selon les systèmes électriques. Dans ce chapitre, nous avons mis en avant l'interaction entre les politiques d'incitation mises en place pour le développement de l'éolien et la gestion de l'intermittence dans le marché.

Par exemple, lorsque nous avons étudié l'intégration de l'éolien dans les différents marchés d'équilibrage, nous observons une large gamme de possibilités sur la responsabilité d'équilibre. Pour une politique de tarif de rachat, la responsabilité de l'équilibre est accordée soit au gestionnaire du réseau soit au responsable d'équilibre sous la forme d'une entité indépendante. Le producteur éolien est en revanche soit épargné de la responsabilité soit pénalisée. Lorsque l'éolien participe au marché, système de quota ou de Premium, la responsabilité de la régulation est attachée à celui qui la produit (par conséquent «de producteur éolien») par la voie d'un mécanisme de prix unique ou double.

L'intégration de l'éolien directement dans le marché (ou tacitement par la considération du volume de la production éolienne) exige, dans sa globalité, des efforts en matière d'adaptation de la structure du marché pour minimiser l'impact de l'intermittence. Par exemple, grâce à la réduction des guichets des marchés infra-journalières, l'impact de l'incertitude peut être diminué. D'ailleurs, le mécanisme de pénalisation des écarts doit inciter également à réduire les écarts de prévision. Étant donné que cette

participation dans le marché (tacite ou indirecte) représente une source de réduction des revenus pour le producteur éolien et donc un risque dans son plan d'investissements, cette pénalisation doit refléter le vrai coût de l'équilibrage en permettant de profiter du foisonnement de la production intermittente à l'échelle du territoire.

In fine, nous constatons que le succès de la politique pour le développement de l'éolien ne dépend pas que de l'efficacité des mécanismes d'incitation mais aussi de la dynamique de fonctionnement du marché de l'électricité et de l'intégration dans le réseau électrique. Dans le court-terme, ces aspects ne peuvent pas être négligés et exigent encore une quantification pour divers taux de pénétration de l'éolien.

Pour répondre à la question du long terme, nous nous consacrerons dans le chapitre suivant à la vision à long terme de l'intermittence par l'étude du crédit de capacité de l'éolien. C'est dans ce cas que les politiques de soutien ne peuvent se contenter d'atteindre des objectifs qu'en termes de capacité mais doivent également maintenir la sûreté du réseau.

Chapitre IV

**La problématique de l'insertion de l'éolien
dans le long terme : « le crédit de capacité »**

Chapitre IV

La problématique de l'insertion de l'éolien dans le long terme: « le crédit de capacité »

Résumé

Le potentiel de bénéfice de l'éolien est mesuré en fonction de sa capacité à remplacer le parc de production thermique d'un mix de production d'électricité, recourant principalement aux combustibles fossiles très émetteurs de gaz à effet de serre (GES). Dans quelle mesure l'éolien peut remplacer la capacité conventionnelle existante et avec quel niveau de sécurité? Compte tenu du caractère intermittent du vent, la puissance éolienne ne peut pas être garantie à tout moment. Cela entraînera le besoin d'une capacité supplémentaire à activer lors de l'indisponibilité de l'éolien. Cette situation exige une évaluation du profil de l'éolien à long terme et une estimation de l'impact possible de l'éolien sur la sûreté de fonctionnement du système. Les réponses à ces questions passe par l'étude du crédit de capacité de l'éolien.

4.1 Introduction

Il est important d'étudier l'impact de la contribution des énergies renouvelables à long terme en tenant compte des objectifs établis dans la politique de promotion des énergies renouvelables en 2020 et au-delà pour mieux adapter le système à l'arrivée de ces nouvelles capacités.

Nous avons observé dans le chapitre précédent que l'intégration de l'éolien à court terme pouvait impacter le l'équilibre entre la production et la consommation. A long terme cependant, l'impact de l'éolien s'inscrit dans la perspective du développement des réseaux électriques. Le caractère aléatoire de la production éolienne pourrait également impacter dans le long terme la sûreté de fonctionnement du système. La sûreté de fonctionnement est considérée dans ce cas comme la faculté du système à faire face aux multiples aléas susceptibles de perturber son fonctionnement et à limiter les conséquences de ces perturbations [BIL-96],[BAS-99], [RTE-04].

Au vu de cette situation, nous nous sommes intéressés à l'étude de l'impact de la production intermittente (limitée ici à l'éolien) dans le long terme. Jusqu'à quel niveau, en terme de capacité et de flexibilité, l'éolien peut-il remplacer les centrales actuelles conventionnelles ? Pour répondre à cette question, nous utiliserons le concept de Crédit de capacité de l'éolien (CC_E) qui peut être défini comme la part de la capacité éolienne installée qui peut être substituée à des moyens de production classiques sans mettre en danger la sûreté de fonctionnement (SF) du réseau.

La production éolienne n'étant pas disponible à 100% pendant toute l'année, un faible crédit de capacité est donc généralement accordé à l'éolien. Une capacité supplémentaire peut être nécessaire pour compenser l'indisponibilité du vent ce qui impose un coût additionnel au système pour préserver la marge de sécurité. On peut alors définir les coûts de l'intermittence comme « les coûts additionnels de la capacité de substitution qui sont nécessaires pour maintenir la sûreté de fonctionnement du système (SFS), c'est-à-dire, sans modifier le risque de défaillance et qui apparaissent comme résultat du faible crédit de capacité de l'éolien (CC_E) ». En effet, pour le calcul de coûts, on compare l'éolien avec une source de référence qui devra couvrir le manque de production pour garder la marge de sécurité du système.

L'analyse de ce crédit de capacité de l'éolien est donc très importante pour mieux appréhender l'impact technico économique de l'éolien, à long terme, sur les réseaux électriques.

Ce chapitre est organisé en deux temps. Dans un premier temps nous proposons une analyse bibliographique de la sûreté de fonctionnement des réseaux électriques. Puis, sur la base des méthodes étudiées dans la littérature, nous proposons une étude de la fiabilité des réseaux en présence de la production intermittente. L'analyse est réalisée sur des réseaux de tests avec un parc de production d'électricité diversifié intégrant la production éolienne. Nous effectuons différentes études de sensibilité pour estimer l'impact de la modification de certaines variables comme le taux d'insertion de l'éolien (TIE), la sûreté de fonctionnement (SF) des réseaux et le crédit de capacité de l'éolien (CC_E) sur la fiabilité des réseaux électriques. Enfin, nous nous intéressons aux conséquences économiques de l'introduction de

sources intermittentes avec une présentation des méthodes permettant d'estimer le surcoût qu'impose la préservation de la garantie de fonctionnement du réseau. Ces résultats sont comparés avec les estimations déjà existantes dans la littérature. Une discussion à propos du débat de crédit de capacité conclut l'étude.

4.2 Etude de la fiabilité des réseaux électriques

L'objectif d'un système électrique est double. Tout d'abord, il consiste à satisfaire la demande à coût raisonnable et à garantir avec *sécurité* la continuité et la qualité du service [BIL-89]. La détermination d'un critère de sécurité s'inscrit couramment dans les études de la sûreté de fonctionnement, à savoir la fiabilité des réseaux électriques. Le terme fiabilité désigne donc l'aptitude d'un système à accomplir une fonction requise, dans le cas des réseaux électriques la fonction primaire est l'approvisionnement d'électricité des centres de production jusqu'au consommateur final [BIL-96], [ALL-00].

Dans notre étude, nous nous intéressons à la sécurité et intrinsèquement à la fiabilité en termes d'« **adéquation des systèmes** ». Comprendons par *adéquation*, la disponibilité d'une capacité de production d'électricité à satisfaire tant la demande que les contraintes de fonctionnement du système [BIL-96].

Les calculs de fiabilité tiennent compte, de ce fait, de divers aspects du réseau. Tout d'abord, ils se fondent sur les trois zones de base du fonctionnement des réseaux électriques qui sont respectivement la production, le transport et la distribution. Ensuite, des niveaux de hiérarchies (**NH**) sont établis. Ils se composent du niveau de hiérarchie I (**NHI**) visant seulement la ressource disponible pour la production d'électricité c'est-à-dire la totalité du parc de production disponible. Cela permet donc d'estimer la capacité de production du système à satisfaire la demande. Ensuite, le **NHII** concerne l'ensemble production-transport pour répondre à la demande de pointe. Enfin, le **NHIII** porte sur les deux zones déjà citées précédemment et examine la capacité du système à satisfaire les exigences des clients. [BIL-89], [BIL-96].

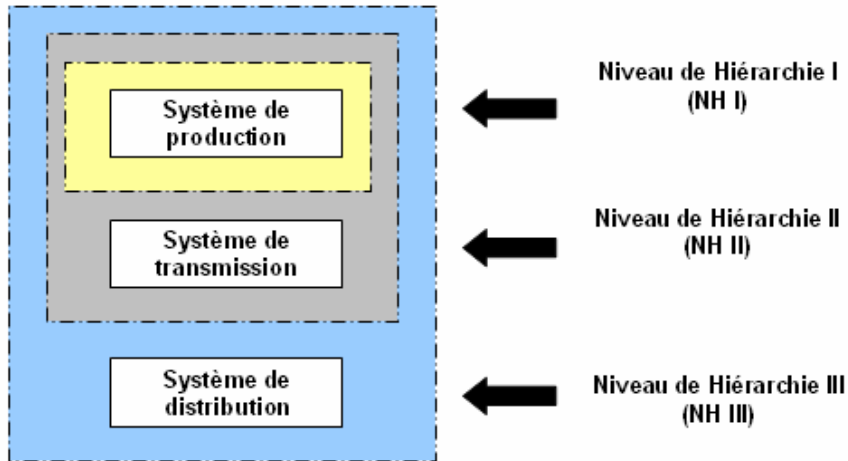


Figure 4-1 Niveaux de hiérarchie

Source: [BIL-93]

La capacité d'un système à répondre aux conditions établies dans chacun des niveaux de hiérarchie est quantifiée par divers critères appelés « **indices de fiabilité** ». Dans la littérature scientifique, deux méthodes sont principalement évoquées. Il s'agit de l'approche analytique et de la simulation. La méthode analytique est la plus répandue et la plus utilisée dans la planification des réseaux électriques car elle a moins de contraintes informatiques et elle est plus rapide lors de son exécution. Cette approche analytique sera retenue pour notre étude.

Dans cette section, nous nous intéressons à l'analyse de la fiabilité des systèmes électriques au niveau de hiérarchie I. En effet, nous nous intéressons à l'impact de la production de l'éolien dans l'ensemble des parcs de production. Dans un premier temps, l'étude porte sur les systèmes de production classique et dans un second temps la présence de la production intermittente est étudiée.

4.2.1 Principes de l'étude de Fiabilité NH I des systèmes conventionnels

L'approche classique qui permet d'évaluer l'adéquation d'un système particulier de production est la même pour toutes les techniques que ce soit la méthode analytique comme la méthode de simulation. Elle est composée de trois parties comme indiqué sur la Figure 4-2. [BIL-96].

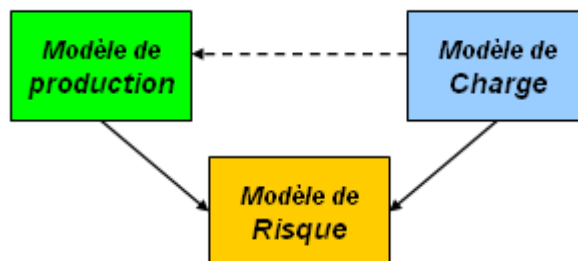


Figure 4-2 Modèle d'évaluation de l'adéquation des systèmes de production d'électricité

La combinaison du modèle de production et de charge de la Figure 4-2 à travers un modèle de risque permet de déterminer le degré de sécurité d'un système particulier [BIL-96]. La représentation du système d'étude conventionnel est illustrée en Figure 4-3.

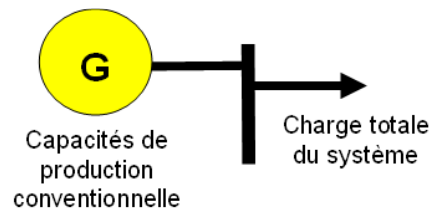


Figure 4-3 Modèle du système conventionnel

La détermination du modèle de risque consiste à calculer l'indice de fiabilité pour couvrir la demande (ou la charge) totale du système. En effet les calculs de fiabilité se basent sur le calcul d'indicateurs probabilistes au moment de la demande de pointe. Ces indicateurs, au nombre de trois, indiquent le niveau de perte de la production pour couvrir la demande, ceux sont les indices de type **LOL** (« *Loss Of Load* » en anglais).

Tout d'abord, le critère **LOLP** (« *Loss of Load Probability* ») est l'indice de fiabilité le plus ancien. Il représente la **probabilité** que la consommation puisse excéder la production à un moment donné. La limitation de ce critère se base sur le fait qu'il ne donne pas d'information à propos du degré de sévérité de la probabilité de défaillance.

Le critère de défaillance le plus largement utilisé pour la planification de la production et le choix des capacités futures pour le système est l'indice **LOLE** (« *Loss of Load Expectation* »). Il peut être décrit comme l'espérance mathématique du nombre d'heures de défaillance pendant lesquelles la demande de pointe peut excéder la capacité de production disponible. Cet indicateur donne aussi la quantité de jours (ou heures) pendant laquelle la perte de charge ou la défaillance peut avoir lieu.

Enfin, le critère **LOEE** (« *Loss of Energy Expectation* ») représente la quantité d'énergie qui ne pourra pas être délivrée à cause de la défaillance (lorsque la demande excède la production $\text{Demande} > \text{Production}$). On peut dire que cet indicateur est plus performant que LOLE en termes d'analyse de défaillance puisqu'il apporte une notion de limitation d'énergie. D'ailleurs, ce critère est plus efficace pour refléter le risque. En tenant compte des politiques de réduction des énergies primaires et des réglementations environnementales, ce critère a tendance à être de plus en plus utilisé car les réseaux électriques deviennent de plus en plus limités en énergie. LOEE apporte des informations semblables à celles des critères d'énergie non distribuée « **END** » (« *EENS : Energy Not Supplied* ») ou (« *EUES : Expected Unserviced Energy* ») et tout autre critère intégrant la notion d'énergie.

Dans ce qui suit, nous traitons chacun des aspects du modèle d'évaluation de l'adéquation des systèmes de production d'électricité.

4.2.1.1 *Modèle du parc de production*

Le modèle du système de production est défini comme étant l'ensemble des unités de production d'électricité disponibles dans un parc de production. Chaque unité est caractérisée par un taux de défaillance qui lui est propre. Le taux d'indisponibilité, appelé en anglais « *Forced Outage Rate* » (FOR) est la probabilité qu'une unité soit indisponible à un instant donné.

Pour bien comprendre, il est important d'illustrer ces concepts de disponibilité et d'indisponibilité (ou défaillance) d'une unité de production. Une unité de production a deux états possibles de fonctionnement auxquels sont associées des probabilités :

- unité en fonctionnement normal,
- unité à l'arrêt (à cause des opérations de maintenance, réparation, panne, etc.)

Les taux de disponibilité et d'indisponibilité d'une centrale sont présentés dans les équations ci-dessous.

$$\text{Indisponibilité (FOR)} = U = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad \text{Équation 4-1}$$

$$\text{Disponibilité} = A = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad \text{Équation 4-2}$$

Dans les Équation 4-1 et Équation 4-2 les paramètres λ et μ représentent les taux de défaillance et de réparation respectivement. Ces paramètres sont associés à la loi de probabilité de fonctionnement de la centrale.

Le caractère d'indisponibilité d'une centrale dépend de son cycle de fonctionnement dans le système. En effet, une centrale de production électrique peut fonctionner en base, semi-base, pointe et extrême pointe. L'information fournie par le taux d'indisponibilité (FOR) dans le cas d'une centrale de base (qui demande un long cycle de fonctionnement) n'est pas la même pour une centrale de semi-base ou de pointe dont les démarrages sont plus fréquents et risqués.

A partir de l'information des taux d'indisponibilité de chacune des centrales, nous pouvons construire un tableau de défaillance du parc de production. Ce tableau est principalement un tableau de probabilités qui synthétise la probabilité d'indisponibilité d'une certaine capacité de production dans le système. Le modèle final est construit grâce à une technique récursive simple qui élargit les concepts basiques de probabilité et permet l'addition séquentielle des unités dans le système.

Prenons à titre d'exemple un système électrique composé de deux unités de production thermique de 2 et 3 MW avec des taux de défaillance respectivement de 0.02 et 0.015 [BIL-93], [BIL-96]. Considérons dans un premier temps, que la première unité peut exister dans deux états :

- en service avec une probabilité de $1-0.02=0.98$
- ou à l'arrêt avec une probabilité de 0.02.

En intégrant la deuxième centrale nous avons donc 4 états possibles : les deux centrales sont à l'arrêt (état 1), seule la centrale de 2 MW est à l'arrêt (état 2), seule la centrale de 3 MW est à l'arrêt (état 3) et les deux centrales sont en fonctionnement (état 4). La construction du tableau (Tableau 4.1) d'indisponibilité pour l'exemple précédent donne les résultats ci-dessous.

Etat	Capacité Hors service (MW)	Probabilité
1	5	(0.02)*(0.015)=0.0003
2	2	(0.02)*(0.985)=0.0197
3	3	(0.98)*(0.015)=0.0147
4	0	(0.98)*(0.985)=0.9653
		----- 1

Tableau 4.1 Tableau d'indisponibilité pour l'exemple. Source : [BIL-93], [BIL-96]

Pour des études plus étendues (avec un grand nombre de centrales), la technique récursive (évoquée précédemment et réputée très puissante) est fréquemment utilisée pour la construction du modèle de production. Cette technique met en place un algorithme qui peut être aussi utilisé par des modèles qui intègrent des capacités multi-états, mais nous y reviendrons plus tard.

En tenant compte de cette technique, la probabilité cumulative de défaillance d'un état de capacité X après l'addition d'une unité de capacité C présentant un taux de défaillance U est donnée par :

$$P(X) = (1 - U)P'(X) + (U)P'(X - C) \quad (\text{Unités à deux états}) \quad \text{Équation 4-3}$$

$P(X)$ et $P'(X)$ représentent les probabilités cumulatives de l'état de panne de X avant et après l'addition de C . (Les expressions sont initialisées à $P'(X) = 1$ pour $X \leq 0$ et $P(X) = 0$ dans les autres cas).

Nous pouvons généraliser la formulation pour intégrer des capacités multi-état (équation 4.4).

$$P(X) = \sum_{i=1}^n p_i P'(X - C_i) \quad (\text{Unités multi- états}) \quad \text{Équation 4-4}$$

Où n = Nombre d'états de la centrale

C_i = Capacité pour l'état i de l'unité étant intégrée dans le système

p_i = probabilité de l'état i

Pou le cas $n=2$, on vérifie que l'équation est équivalente à l'équation 4.3

La technique récursive citée ci-dessus sera mise en place pour notre analyse ultérieure de fiabilité.

4.2.1.2 Modèle de la demande

Le modèle de charge s'acquiert lors de la construction de la monotone de consommation (ou modèle cumulatif de charge) pour une période donnée correspondant à une année (8760 h ou 365 jours).

La méthode de construction du modèle cumulatif de charge est assez simple. A partir de l'information de consommation horaire ou journalière d'un système particulier, le profil de consommation peut être élaboré. Ensuite, on procède au classement des données de consommation pour chaque heure (ou pour chaque jour) par ordre décroissant. Parallèlement, les poids de chaque état de consommation pendant la période de l'étude peuvent être calculés. La première donnée de cet arrangement donne la valeur de la demande de pointe ainsi que sa durée au cours de la période d'analyse.

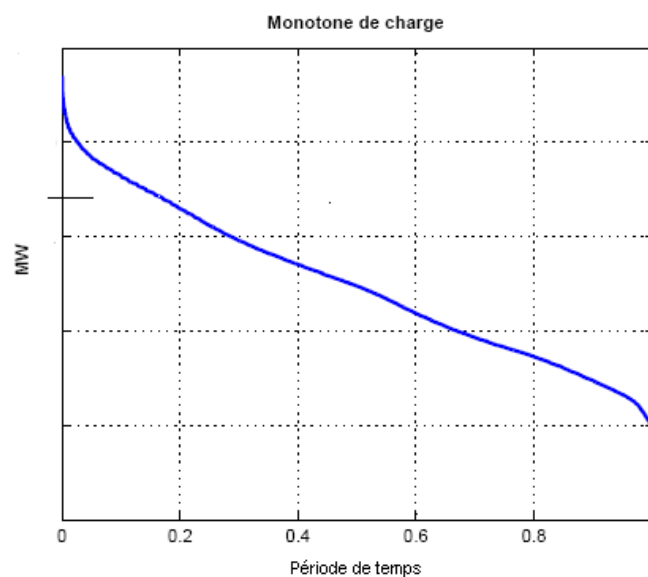


Figure 4-4 Forme de la monotone de consommation pour des données de consommation

Le profil de consommation tient compte de la saisonnalité des données. Cette caractéristique est intrinsèquement présente dans la monotone de consommation.

Le modèle de charge ainsi établi permet d'identifier les exigences de la demande ou de la charge du système, c'est-à-dire, qu'il est possible de déterminer chaque état de charge à respecter afin de maintenir les conditions de fournitures favorables.

4.2.1.3 Modèle de risque

Jusqu'à ici, nous avons présenté et élaboré un modèle de production et un modèle de charge. L'étape suivante, dans la méthodologie générale d'une étude de sûreté, consiste à faire la convolution entre ces deux variables à travers un modèle de risque qui permet de quantifier le risque du système. L'application de la méthode, permet par la suite d'obtenir les indices de sûreté de fonctionnement, c'est-à-dire le risque de perte de charge « *Loss of load* » qui a été cité précédemment (voir § 4.2.1).

[BIL-93] précise la différence entre les concepts de **capacité en panne** et de **perte de charge**. Le terme capacité en panne indique la perte des capacités de production quel que soit le niveau de charge. Ceci dépend de la capacité de réserve existante et du niveau de consommation du système. **La perte de charge intervient lorsque la capacité de production en service est dépassée par le niveau de consommation du système.**

Différents indices de fiabilité qui permettent d'évaluer l'adéquation des systèmes ont été présentés précédemment (voir § 4.2.1). Nous avons choisi de retenir le critère « *Loss of Load Expectation* » (LOLE) ou l'espérance mathématique du nombre d'heures de défaillance, c'est-à-dire, le nombre d'heures par an durant lesquelles la ressource de production disponible n'est pas suffisant pour couvrir l'ensemble de la demande [BIL-96].

Cette espérance mathématique de défaillance peut être représentée de la façon suivante :

$$LOLE = \sum_{i=1}^n P_i(C_i - L_i) \quad \text{Équation 4-5}$$

Où C_i = Capacité disponible pour le jour/heure i

L_i = Prévission de la consommation pour le jour/heure i

$P_i(C_i - L_i)$ = Probabilité de la perte de charge « loss of load » pour le jour i .

En reprenant l'explication évoquée par [BIL-96], sur la Figure 4-5, la courbe bleue représente le modèle de consommation du système. La défaillance d'une capacité donnée O_k contribuera au LOLE du système dans une proportion égale au produit de la probabilité de défaillance p_k de cet état de capacité et le nombre d'unités dans le temps t_k dont la défaillance d'une valeur O_k produira une perte de charge.

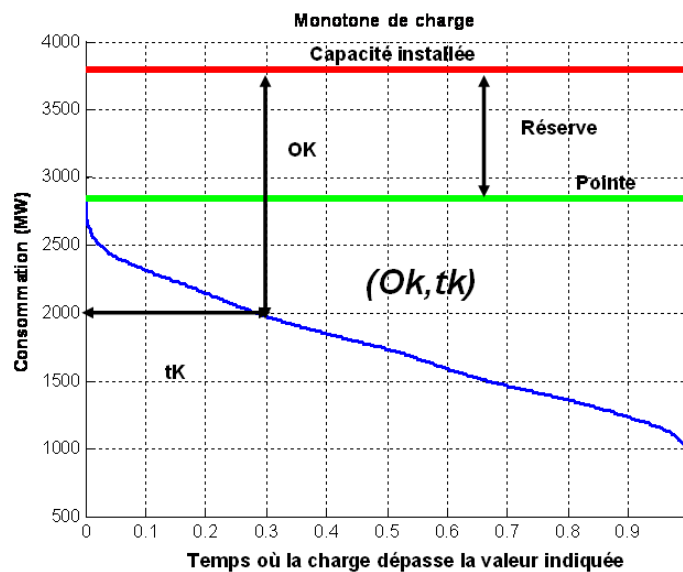


Figure 4-5 Relation entre la charge, la capacité et la réserve

O_k Valeur du $k^{\text{ème}}$ état de panne dans le tableau de défaillance du système de production

t_k Nombre d'unités de temps dans l'étude dont la défaillance d'une valeur O_k produira une perte de charge.

Ceci est représenté sous forme mathématique par :

$$LOLE = \sum_{k=1}^n p_k t_k \quad \text{Équation 4-6}$$

L'équation 4.6 peut être modifiée dans le but d'utiliser le tableau de probabilités cumulatives.

$$LOLE = \sum_{k=1}^n P_k (t_k - t_{k-1}) \quad \text{Équation 4-7}$$

p_k = probabilité individuelle associée à l'état de défaillance d'une capacité donnée

P_k = Probabilité cumulative de panne pour l'état de capacité O_k

Le LOLE est largement utilisé pour déterminer les capacités de production requises dans l'horizon du moyen et long terme. A titre d'exemple, le critère retenu par RTE pour le bilan prévisionnel 2006-2015, en accord avec la DGEMP (Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières), est le suivant : on renforce le parc de production, pour ne pas dépasser une espérance mathématique de durée de défaillance annuelle égale à trois heures [RTE-07]. LOLE est donc égal à 3 heures. Compte tenu de la structure du système électrique français, cela équivaut à n'accepter que 10% de cas de défaillance dans les scénarios d'étude d'évolution de l'offre-demande pour la période 2006-2015 (ou autrement dit, à n'accepter de risque de défaillance qu'une année sur dix)⁷³.

Aujourd'hui un nouveau défi se révèle face aux études de fiabilité. En présence d'un important taux d'insertion de l'éolien, ces études ne pourront pas être menées de façon classique (méthode présentée précédemment). L'énergie du vent, à cause de sa nature intermittente, aura un traitement plus particulier surtout pour des taux d'insertion de l'éolien élevés (20-30%). Ces nouveaux éléments sont abordés dans le paragraphe suivant.

4.2.2 Etude de fiabilité en présence de la production intermittente

Les statistiques montrent que dans de nombreux pays l'énergie éolienne occupe une place très importante dans le bouquet des énergies vertes. L'éolien s'impose dans les mix de production d'électricité de certains pays de l'Union Européenne (l'Allemagne, l'Espagne, la Danemark ont été cités à plusieurs reprises dans cette thèse).

⁷³ Le gestionnaire du réseau de transport Français RTE (Réseaux de transport d'électricité), par exemple, présente chaque année lors de son bilan prévisionnel les besoins en capacité de production pour répondre aux conditions de croissance de la demande, à la dérogation des centrales à charbon, le démantèlement de vieilles centrales, etc.

De ce fait, il semble très important de considérer l'apport de l'éolien dans la quantification de la sûreté de fonctionnement d'un système donné. Le modèle conventionnel de la Figure 4-3 est modifié afin d'intégrer le module éolien (voir § 4.2.1). Une nouvelle représentation du modèle d'étude de sûreté est présentée sur la Figure 4-6

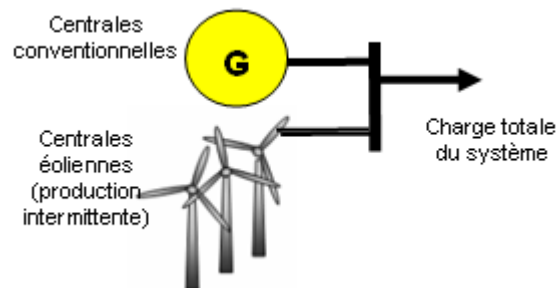


Figure 4-6 Modèle du système en présence de la production intermittente

Le graphique ci-dessous permet d'illustrer la méthode de construction du tableau d'indisponibilité du parc de production en présence de la production intermittente.

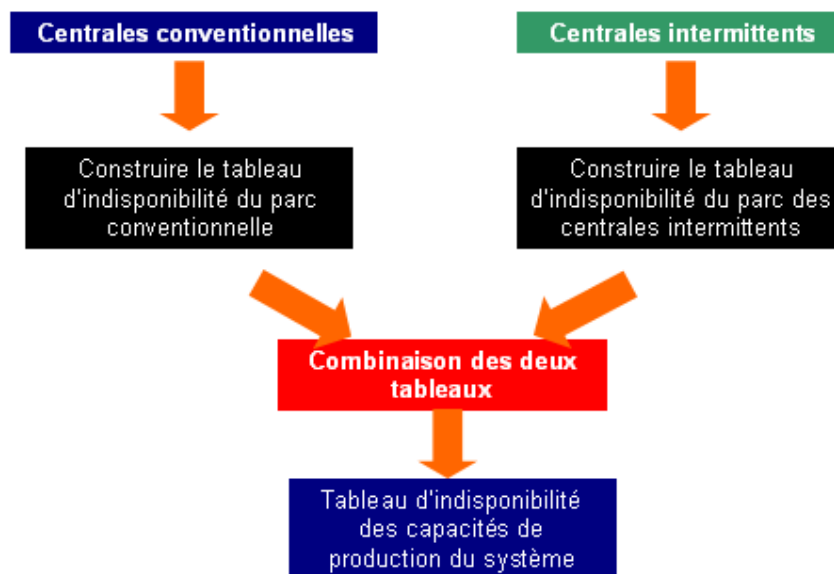


Figure 4-7 Stratégie de construction du tableau d'indisponibilité en présence de la production intermittente

Dans un premier temps, il est nécessaire de constituer le tableau d'indisponibilité de la production intermittente. Ensuite, le modèle d'indisponibilité de la production intermittente doit être intégré dans le tableau d'indisponibilité du modèle de production conventionnelle. Ceci permet par la suite de réaliser la convolution entre le modèle de production et le modèle cumulatif de charge et ainsi de déterminer le niveau de risque du système.

Afin de constituer le tableau d'indisponibilité de la production intermittente, plusieurs étapes préalables sont nécessaires. Nous allons nous référer au cas particulier de la production éolienne exposé sur la Figure 4-8.

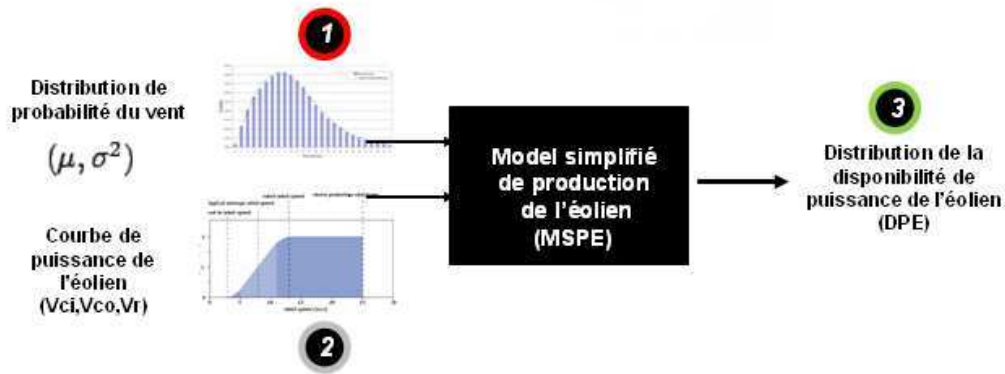


Figure 4-8 Modèle pour la construction du tableau de disponibilité de la puissance éolienne

Tout d'abord, il est indispensable de connaître la nature de la ressource vent (vitesse, vitesse moyenne, écart type, etc.) et de construire la distribution de probabilité associée aux sites d'exploitation (1). Ensuite, la connaissance de la courbe de puissance des turbines installées est nécessaire afin de connaître les conditions de production des machines (2). La combinaison de ces deux paramètres permet de calculer un modèle simplifié de la production de l'éolien (MSPE) lequel est représenté par la disponibilité de production de l'éolien (DPE) (3).

4.2.2.1 Distribution de la probabilité du vent

Aujourd'hui, les techniques de prévision (en anglais « *forecasting tools* ») permettent de simuler la vitesse du vent heure par heure pour une région spécifique avec une précision souvent satisfaisante. L'obtention d'une base de données de vitesses de vents réels étant très difficile, la répartition des vitesses de vent s'effectue à l'aide d'une distribution de type Weibull.

Les études de sûreté réalisées par [BIL-89] et [KAR-06] présentent l'utilisation d'un modèle de séries temporelles appelées Auto-Regressive Moyenne Glissante ou ARMA (« *Auto-Regressive Moving Average* ») pour prévoir une série de données de vitesse du vent dans une région particulière.

La vitesse du vent pour une localisation spécifique peut être simulée par :

$$VS_t = \mu_t + \sigma_t \cdot y_t \quad \text{Équation 4-8}$$

VS_t représente la vitesse du vent simulée pour une heure t en tenant compte de la moyenne théorique horaire μ_t et de l'écart type σ_t . Les valeurs horaires de y_t sont obtenues en utilisant l'Équation 4-9, où ϕ_i ($i = 1, \dots, n$) et θ_j ($j = 1, \dots, m$) sont les paramètres du modèle ARMA.

$$y_t = \phi_1 y_{t-1} + \phi_2 y_{t-2} + \dots + \phi_n y_{t-n} + \alpha_t - \theta_1 \alpha_{t-1} - \theta_2 \alpha_{t-2} - \dots - \theta_m \alpha_{t-m} \quad \text{Équation 4-9}$$

Où α_t est le bruit blanc normal du processus avec une moyenne zéro et une variance σ_a^2 ($\alpha_t \in NID(0, \sigma_a^2)$ ⁷⁴). L'ordre $[n, m]$ et les valeurs des paramètres du modèle ARMA présentés dans l'équation 4.9 sont obtenues à partir d'une base de données de vitesse du vent historique et de la méthode de régression non linéaire de moindres carrés.

Une fois le modèle des séries temporelles de la vitesse du vent établi, la simulation de la vitesse du vent peut être calculée grâce à l'Équation 4-8.

La plage de données simulée est ensuite divisée en N_{ai} intervalles, et la vitesse simulée au point central sera $VS_a(i=1, \dots, N_a)$. La probabilité P_{ai} d'une vitesse du vent dans un intervalle $VS_a(i=1, \dots, N_a)$ est alors obtenue selon l'Équation 4-10 en tenant compte du nombre $N_{ai}(i=1, \dots, N_a)$ de données de vitesse du vent simulées dans l'intervalle. [KAR-06]

$P_{ai} = N_{ai} / (8760 * N_y)$	Équation 4-10
----------------------------------	----------------------

Dans l'Équation 4-10, N_y représente le nombre d'années échantillonnées.

La démarche mathématique présentée ci-dessus est difficile à mettre en place si l'accès à une base de données complète de vitesse de vents d'un site particulier est impossible. Bien que la distribution Weibull soit largement utilisée pour caractériser la probabilité du vent dans un site particulier, dans certaines régions, la distribution de la vitesse du vent est proche d'une distribution normale. Le site peut donc être caractérisé avec une distribution normale par sa moyenne μ et son écart type σ annuels.

Les recherches effectuées à l'Université de Saskatchewan au Canada [BIL-96b] ,[KAR-06] ,[KAR-06b] ,[KAR-07] ,[KAR-08] proposent un modèle général de vitesses du vent à partir de la distribution normal de probabilité. Ceci peut être ultérieurement utilisé pour obtenir la sortie de puissance d'une turbine éolienne installée dans un site spécifique.

La démarche à suivre exige tout d'abord de connaître μ et σ annuels pour chaque localisation. La distribution de probabilité considère la vitesse du vent entre 0 et 10σ afin de tenir compte des valeurs extrêmes. La distribution est divisée par un nombre N_b de pas d'intervalles, chaque pas présente une longueur de $10\sigma / N_b$ et les valeurs du point central de chaque pas sont $VS_{bi}(i=1, \dots, N_b)$ (un des pas a une valeur du centre μ). [KAR-06]

Le calcul des pas de VS_{bi} est défini par l'Équation 4-11 et la probabilité de chaque pas est calculée selon l'Équation 4-12.

Le calcul de la distribution de probabilité pour une division de N_b pas est :

⁷⁴ NID dénote normalement et indépendamment distribué

$$\begin{aligned}
 VS_{bi} &= \mu + (10\sigma / Nb) * (i - 0.5 * Nb) && \text{Si } N_b \text{ par} \\
 &= \mu + (10\sigma / Nb) * (i - 0.5 * (Nb + 1)) && \text{Si } N_b \text{ impair}
 \end{aligned}
 \tag{Équation 4-11}$$

$$P_{bi} = N_{bi} / (8760 * N_y)
 \tag{Équation 4-12}$$

Où N_{bi} est le nombre d'échantillons de vitesse du vent simulée dans le pas VS_{bi} ($i = 1, \dots, N_b$).

L'avantage du modèle est de permettre d'établir un modèle commun de vitesse du vent pour différentes régions en agrégeant les différents profils de probabilité pour chaque site.

Karki présente en [KAR-06] le nombre de pas N_b minimal pour aboutir à un modèle à hautes performances. L'approche du modèle de vitesse du vent comme présentée par l'Équation 4-11 est simplifiée pour un $N_b = 6$. L'équation simplifiée est présentée ci-dessous.

$$VS_{bi} = \mu + (i - 3) * (5\sigma / 3) \text{ Pour } (i = 1, \dots, 6)
 \tag{Équation 4-13}$$

Selon les résultats évoqués en [KAR-06] et [KAR-06b], l'approche pour $N_b=6$ est suffisamment satisfaisante dans les calculs de fiabilité. Nous retiendrons cette approche dans la suite afin de simplifier les calculs.

Grâce à ces informations, il est possible de déterminer le tableau de probabilité de la vitesse du vent en tenant compte de la probabilité donnée pour chaque vitesse au centre de l'intervalle. Ces résultats doivent permettre de remplir le tableau montré dans la Figure 4-9.

Tableau		
Modèle du vitesse du vent à 6 pas pour le site X		
Vitesse du vent (μ et σ)	Vitesse du vent (Km/h)	Probabilité
$\mu - 2 * (5\sigma / 3)$		
...		
μ		
.....		
$\mu + 3 * (5\sigma / 3)$		

Figure 4-9 Tableau de probabilité de la vitesse du vent selon la distribution normal de probabilité (DPN)

4.2.2.2 Courbe de la puissance produite par l'éolienne

Il est impératif d'intégrer dans le modèle l'information technique relative à la production de puissance d'une turbine éolienne. C'est pour cette raison qu'il est nécessaire d'avoir la courbe de puissance de chaque turbine installée dans la centrale éolienne particulière. L'information apportée par la courbe de puissance est la puissance de sortie en fonction de la vitesse du vent. La puissance nominale P_r et les

vitesses V_{cut-in} (V_{ci}), V_{rated} (V_r), $V_{cut-off}$ (V_{co}) sont les paramètres caractéristiques de la courbe de puissance qui permettent ainsi de la reconstruire (Figure 4-10).

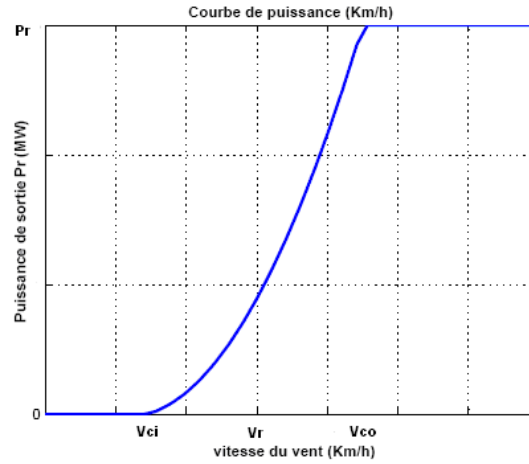


Figure 4-10 Courbe de puissance d'une turbine éolienne

Pour une vitesse du vent donnée v , nous pouvons donc calculer la puissance de sortie. Celle-ci est calculée grâce à la relation suivante:

$$P_{seol} \left\{ \begin{array}{ll} = 0 & 0 \leq v \leq v_{ci} \\ = (A+Bv+Cv^2)Pr & v_{ci} \leq v \leq v_r \\ = Pr & v_r \leq v \leq v_{co} \\ = 0 & v \geq v_{co} \end{array} \right. \quad \text{Équation 4-14}$$

Les constantes A, B et C peuvent être calculées à partir des équations suivantes [GIO-83] :

$$A = \frac{1}{v_{ci} - v_r} \left[v_{ci}(v_{ci} + v_r) - 4(v_{ci} * v_r) \left(\frac{v_{ci} + v_r}{2v_r} \right)^3 \right] \quad \text{Équation 4-15}$$

$$B = \frac{1}{(v_{ci} - v_r)^2} \left[4(v_{ci} + v_r) \left(\frac{v_{ci} + v_r}{2v_r} \right)^3 - 3(v_{ci} * v_r) \right] \quad \text{Équation 4-16}$$

$$C = \frac{1}{(v_{ci} - v_r)^2} \left[2 - 4 \left(\frac{v_{ci} + v_r}{2v_r} \right)^3 \right] \quad \text{Équation 4-17}$$

4.2.2.3 Modèle simplifié de la production éolienne

A ce niveau de l'étude, les informations concernant la distribution de probabilité de la vitesse du vent (1) et la courbe de puissance (2) sont disponibles. La construction du tableau de probabilité des puissances de sortie résulte de la combinaison de (1) avec (2).

Les vitesses du vent calculées en appliquant le modèle à 6 pas de vitesses de vent permettent donc d'estimer les probabilités de sortie de puissance. En utilisant les relations de 4.14 à 4.17, nous pouvons calculer pour une vitesse donnée, la puissance de sortie associée. Ensuite, pour chaque valeur de puissance, sa probabilité lui est associée.

Nous pouvons donc construire de cette façon le MSPE qui intègre le modèle de production pour l'analyse de sûreté. Dans ce MSPE, la centrale éolienne est modélisée comme étant une unité de production multi-état (expliqué dans le § 4.2.1.1 et formulé par l'Équation 4-4).

En tenant compte des aspects cités précédemment, une étude de fiabilité en présence de la production intermittente peut être effectuée. La section suivante aborde donc l'impact à long terme de la production éolienne dans les systèmes électriques, ce qui ne peut être possible qu'à partir d'une évaluation de l'impact de l'éolien sur la fiabilité du système.

La méthodologie de l'étude de sûreté en présence de la production éolienne, présentés ici, nous permettra par la suite d'estimer l'impact de l'éolien à long terme sur l'adéquation du parc de production pour satisfaire la demande. Cela sera achevé à partir de l'évaluation du CC_E .

4.3 Impact de l'éolien sur la sûreté du système électrique : le crédit de capacité

Le crédit de capacité (CC_E) mesure la possibilité (ou capacité) des centrales éoliennes à remplacer des capacités de production conventionnelles dans un système donné [CHE-98], [RUI-01]. Cette définition peut sembler incomplète car elle n'inclut pas l'impact de la production éolienne sur la sécurité du système. C'est pourquoi, nous reprenons la définition proposée par [KAR-06] en y ajoutant l'influence de l'intermittence de cette énergie sur la fiabilité du système. Ainsi, il est possible de définir le crédit de capacité comme étant le potentiel des centrales éoliennes à remplacer les centrales conventionnelles sans mettre en danger le système ou en dégrader la fiabilité.

La question qui est posée ici est celle de savoir si et dans quelle mesure des capacités éoliennes additionnelles peuvent se substituer à des capacités conventionnelles et comment ce taux de substitution évolue avec la pénétration de l'éolien dans le système. Si le crédit de capacité de l'éolien est faible et tend à diminuer avec l'augmentation de la capacité de production éolienne, des capacités de production conventionnelles supplémentaires devront être envisagées. On comprend bien que dans un contexte de développement rapide et massif de la production éolienne, le calcul du CC_E devient un problème particulièrement important.

L'objectif de cette section est donc d'analyser l'impact de l'éolien dans la sûreté d'un système électrique en accord avec un scénario d'insertion de l'éolien élevé. Pour répondre à cet objectif, nous étudierons dans un premier temps, la fiabilité des deux réseaux de tests proposés par l'IEEE en présence

de l'éolien. Ces études seront réalisées en tenant compte des divers critères : capacité de remplacement, taille du système, expansion de la demande, etc.

Une partie introductive est consacrée à la présentation de l'état de l'art des méthodes de calcul du crédit de capacité de l'éolien et les faits déjà constatés dans le scénario actuel du développement du parc éolien.

4.3.1 Etat de l'art des méthodes pour l'évaluation du CC_E

Le CC_E correspond à la capacité des centrales conventionnelles qui peuvent être remplacées par la production éolienne, toujours en gardant le même degré de sûreté du système.

Dès 1970, un grand nombre d'études ont conclu que :

- ✓ L'éolien a un crédit de capacité non nul malgré l'existence dans certaines régions de périodes de l'année sans vent
- ✓ Pour de faibles pénétrations de l'éolien, le CC_E est environ la moyenne de la production éolienne pendant l'année (« facteur de capacité ») [RUI-01], [GIE-05] et peut atteindre une valeur proche de la production éolienne minimale pour de forts taux d'insertion de l'éolien.

Pour le calcul du CC_E deux types d'approche sont couramment utilisées: les méthodes chronologiques [RUI-01] et les méthodes probabilistes [MIL-97], [CHE-98], [RUI-01], [VOO-06], [KAR-07] [WAN-08]. Ces dernières sont plus largement répandues et dernièrement intègrent des fonctions d'optimisation.

[RUI-01] propose une méthode chronologique de post-évaluation comparée à une méthode de post-évaluation probabiliste pour le calcul du crédit de capacité et présente un résultat très proche du facteur de capacité pour des périodes de pointe.

Pour la méthode chronologique, les performances des centrales éoliennes peuvent être analysées par rapport au facteur de charge. Le facteur de charge d'une centrale électrique est le rapport entre l'énergie électrique produite durant une période donnée et l'énergie qu'elle aurait produite si l'installation avait fonctionné à sa puissance nominale pendant la même période. Pour la production éolienne, la puissance fournie dépend de la puissance disponible en fonction des conditions du vent. En effet, le facteur de charge de l'éolien est situé entre 20% et 30% selon le site. C'est-à-dire qu'une éolienne ne tourne à sa puissance nominale que 20% à 30% du temps. Dans ce contexte, les résultats montrent que le « facteur de charge » est largement considéré comme une approche satisfaisante pour l'estimation du CC_E . [RUI-01] soutient d'autre part que la manière la plus performante d'évaluer le crédit de capacité c'est à travers des **méthodes probabilistes basées sur la monotone de charge**. Normalement ces méthodes tiennent compte des indices de fiabilité pour évaluer le crédit de capacité tels que : LOLE, LOLP, etc. Ces

méthodes exigent, cependant, des performances informatiques importantes et des modélisations complexes.

La méthode probabiliste proposée par [RUI-01] ressemble à celle présentée dans le § 4.2.2. La différence réside dans la représentation de la vitesse du vent pour une distribution de Weibull.

[CHE-98] utilise un modèle de simulation probabiliste pour calculer le crédit de capacité de l'éolien qui tient compte des effets de sillage des turbines et de la corrélation existante entre les turbines placées dans une même ferme éolienne. Ce modèle a l'avantage de pouvoir être utilisé pour des simulations probabilistes d'adéquation de la production ainsi que pour des calculs stochastiques de répartition de charge. Il est, cependant, difficile à mettre en place à cause des exigences informatiques élevées.

[VOO-06] propose une expression mathématique simple du CC_E . Cette fonction est basée sur le taux de pénétration de l'éolien, le facteur de capacité (ou l'utilisation annuelle des turbines éoliennes), le taux de défaillance des centrales conventionnelles et le foisonnement des centrales éoliennes. Cette expression simple du CC_E est expliquée dans l'annexe A.2.

L'expression du CC_E proposée par [VOO-06] a été adaptée pour couvrir la dispersion géographique des éoliennes dans le réseau électrique. Afin de tenir compte de divers niveaux de foisonnement des centrales éoliennes, [VOO-07] intègre donc un coefficient de dispersion classifié en faible dispersion, dispersion moyenne et dispersion élevée. Pour des faibles taux de pénétration de l'éolien, la valeur du CC_E est celle du facteur de capacité.

Dans [WAN-08], le calcul du CC_E est formulé comme un problème d'optimisation et utilise la méthode « *Particle Swarm Optimisation (PSO)*⁷⁵ » pour le calcul du CC_E de l'éolien. Cette méthode utilise également l'indicateur LOLE. D'autre part, [LUI-09] met en place des chaînes de Markov pour mettre en oeuvre la méthode de calcul du CC_E .

[KAR-07], sur la base des études classiques de sûreté, intègre l'éolien et analyse l'impact de certaines variables clés dans le système sur la fiabilité. Une approche générale du CC_E comme fonction du taux de pénétration de l'éolien est proposée. Ces études sont réalisées sur le réseau Canadien où le CWEA (Canadien Wind Energy Association) a comme objectif de promouvoir l'installation de 10GW de capacité éolien pour 2010, en fournissant 5% de la demande d'électricité au Canada.

[KAR-07] définit donc un indicateur quantitatif nommé ERC (*Expected Capacity Ratio*) présentant les mesures de capacité de crédit de l'éolien. L'indicateur ECR est le rapport entre la capacité conventionnelle et la capacité éolienne qui peut individuellement apporter le même degré de fiabilité au système. Le CC_E mesuré en terme d'ECR peut être zéro si la contribution de l'éolienne ne permet pas de

⁷⁵ PSO est une procédure d'optimisation stochastique basée sur une population sous certains critères de comportements sociaux de groupes d'oiseaux et de poissons. Tout d'abord une population de particules est produite de façon aléatoire avec des vitesses et positions déterminées. En utilisant la meilleure position trouvée par elle-même et ses voisins, chaque particule actualise sa position en fonction de ses propres expériences et de celles de ses compagnons. Dans cette méthode, chaque particule est un potentiel CCE et le groupe de particules constitue une population.

maintenir la fiabilité du système. L'étude est aussi faite pour le remplacement d'une centrale conventionnelle par plusieurs unités de production classique. Cette méthode est largement répandue et permet d'analyser efficacement l'impact d'un taux d'insertion important de l'éolien sur le réseau.

Nous avons présenté jusqu'ici un état de l'art de diverses méthodes disponibles dans la littérature pour la détermination du CC_E . Deux méthodes sont différenciées. L'approche du facteur de charge et les méthodes considérant la sûreté de fonctionnement et donc les indices de sûreté. Celles-ci adoptent une démarche probabiliste compte tenu de la nature de la méthodologie des études de sûreté. Comme il a pu être constaté, plusieurs stratégies peuvent être utilisées également à cette finalité sur deux types d'approche: l'approche chronologique et l'approche probabiliste.

Les résultats montrent que l'approche chronologique peut être très utile pour le gestionnaire du réseau alors que l'approche probabiliste est surtout intéressante pour la planification des réseaux. Les premières méthodes fournissent des informations à propos de la capacité de la ressource éolienne à couvrir la demande de pointe alors que les secondes méthodes apportent des informations sur le crédit de capacité espéré, obtenu par des calculs statistiques.

Ces études montrent d'autre part que le CC_E dépend fortement de l'infrastructure du système : la taille et la localisation des centrales éoliennes, la taille et la composition de la globalité du système, la taille et la composition des unités remplacées ou raccordées au système ainsi que le critère d'adéquation du système sont des variables clés dans l'étude.

Nous tacherons dans le paragraphe suivant à réaliser une étude du CC_E pour mettre en évidence l'impact de l'éolien à long terme et vérifier les résultats des études précédentes. La méthode choisie est celle proposée par [KAR-07]. Ce choix est fait en raison de la flexibilité de la méthode à intégrer les critères de fiabilité des réseaux et à analyser le comportement de différents paramètres du système.

4.3.2 Analyse du CCE : Étude de cas

4.3.2.1 Présentation du modèle pour l'étude de sûreté de fonctionnement

L'objectif de cette section est d'analyser l'impact de l'insertion de l'éolien sur les réseaux électriques. Dans ce but, les réseaux de test : Roy Billinton Test System (RBTS) [BIL-89] et Reliability Test System (RTS) [BIL-99] ont été implantés dans l'environnement *Matlab*.

Les modèles de charge, de production et de risque pour l'étude seront décrits par la suite.

4.3.2.1.1 Modèle de charge pour le réseau test

La demande de pointe du système RTS est de 2850 MW. Les données sur les profils de consommation horaires, journalière et hebdomadaire sont présentées en annexe A.3. L'information obtenue en [BIL-99] permet donc de construire le profil de consommation. Ce profil de charge est

illustré sur la figure 4.11 pour les 8760 heures de l'année. Le profil de consommation peut être récréé en fonction de la demande journalière pour chacun des 365 jours.

La méthode expliquée dans la section *Modèle de charge* du § 4.2.1.2 permet ensuite de définir la monotone de consommation (figure 4.12). Nous obtenons ainsi le modèle de charge pour notre étude de fiabilité.

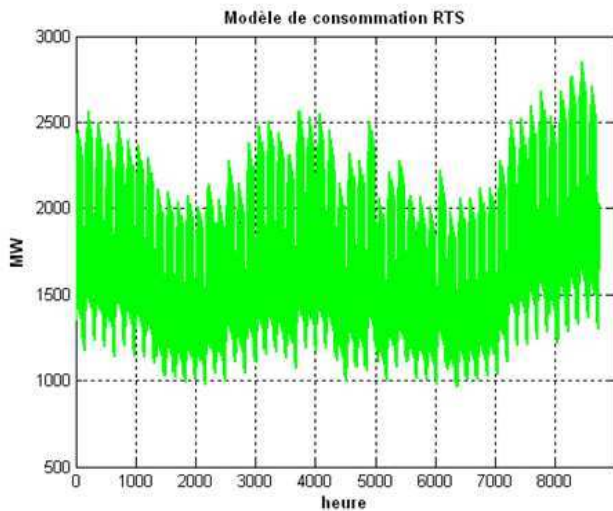


Figure 4-11 Profil de la consommation

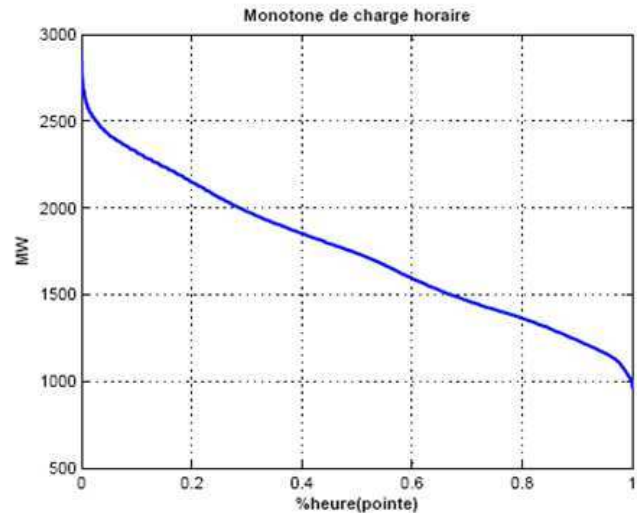


Figure 4-12 Monotone de consommation pour le profil de charge

Le pic de consommation du système RBTS est de 185 MW. Bien que la taille du modèle de consommation des deux réseaux de test soit bien différente, comme on le verra par la suite, les données implantées pour construire le modèle cumulatif de charge sont les mêmes.

4.3.2.1.2 Modèle de production

Avec une capacité installée de 3405 MW, le parc de production du réseau RTS est composé de 32 centrales de production comprenant des unités thermiques, hydrauliques et nucléaires.

L'information détaillée sur les capacités, nombre de centrales et taux de défaillance de chaque type d'unité est présentée en annexe A.3. Pour le système RBTS, les données concernant la composition du parc de production sont également présentées en annexe A.3.

A la différence du système RTS, le système RBTS, de moindre taille, offre une capacité installée de 240 MW repartis sur 11 centrales de production d'électricité : 54% de capacité hydraulique et 46% de capacité thermique.

4.3.2.1.2.1 Modèle de production conventionnelle

Pour la construction du tableau d'indisponibilité du modèle de capacité conventionnelle, un algorithme récursif « **tab_def_conv.m** » (présenté dans le § 4.2.1.1) a été mis en œuvre dans l'environnement de programmation Matlab.

Le tableau 4.2 présente une synthèse des résultats donnés par le programme « **tab_def_conv.m** » où les probabilités individuelles et cumulatives sont calculées pour chacun des états de défaillance⁷⁶. A titre d'exemple, la probabilité cumulative d'avoir 200MW de capacité sur l'ensemble des moyens de production indisponibles (c'est-à-dire hors service) est de 0.381. Les résultats du tableau 4.2 peuvent être constatés en [BIL-96], ceci valide la cohérence de l'algorithme mis en place.

État	Capacité en panne (MW)	Probabilité Individuelle	Probabilité Cumulative
1	0	0.2363	1
31	100	0.0299	0.547
90	200	0.0012	0.381
153	265	0.000013	0.335
288	400	0.0657	0.261
444	556	0.000003	0.084
488	600	0.00035	0.0621
838	950	0.00006	0.007
1088	1200	0.00002	0.0008
1388	1500	0.0000003	0.00004

Tableau 4-2

En suivant la même démarche, les différents tableaux de défaillances, pour chaque cas d'étude, ont aussi été obtenus pour les systèmes RTS et RBTS.

4.3.2.1.2.2 Modèle de production éolienne

Le modèle de production éolienne intégré à l'étude de fiabilité porte sur divers éléments. Premièrement l'approche de la distribution de probabilité normale a été retenue. Elle est caractérisée par $\mu = 19.53$ Km/h et $\sigma = 10.06$ Km/h de la vitesse du vent du site spécifique. Deuxièmement, pour définir la courbe de puissance, une turbine de référence de 1.5 MW a été choisie. Les données de la courbe de puissance ainsi que les paramètres du site de référence fixés pour l'étude sont affichés dans le tableau 4.3.

Paramètres	Valeur
V _{ci}	14.4 Km/h
V _r	45 Km/h
V _{co}	90 Km/h
P _r	1.5 MW
μ	19.53 Km/h
σ	10.06 Km/h
Nb	100

Tableau 4-3 Paramètre du modèle de vitesse du vent

⁷⁶ Dû à la longueur des chiffres décimaux, les calculs ont été tronqués à 10-8. Ainsi, seulement 1388 des 3840 états possibles ont été considérés.

Les résultats de la distribution du vent par l'approche normale et la courbe de puissance sont illustrés sur les figures 4.13 et 4.14 respectivement.

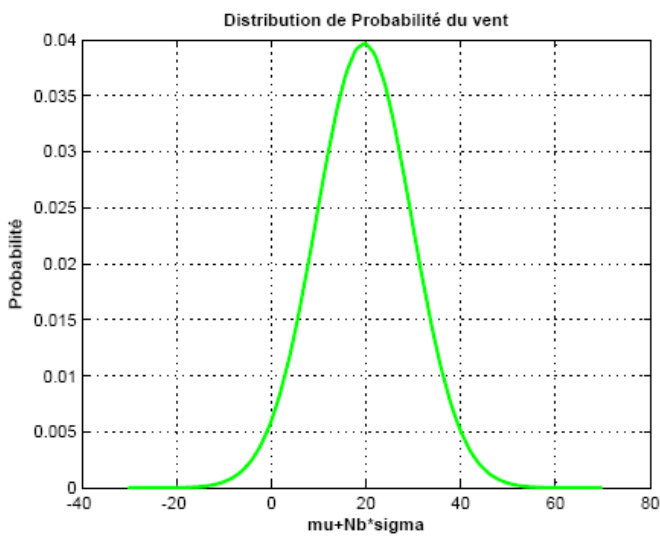


Figure 4-13 Distribution de probabilité du vent pour un μ et σ données

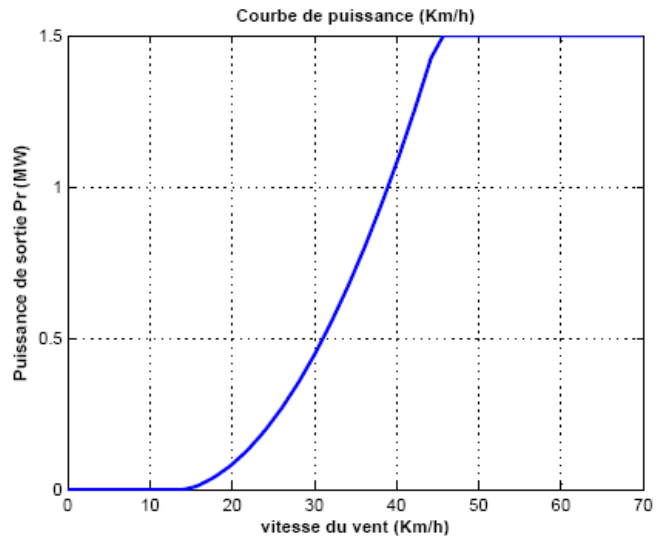


Figure 4-14. Courbe de puissance de l'éolien $P_r=1.5\text{MW}$

Le modèle simplifié de vitesse du vent à $N_b = 6$ [équation 4.13 section 4.2.1.1] a été mis en place et ceci a permis de calculer le tableau de probabilité de la vitesse du vent pour le site spécifique (les valeurs négatives n'ont pas de signification physique et ont été remplacées par zéro). La centrale de référence est composée de 18 turbines. Le tableau des probabilités de vitesse du vent est disponible en annexe A.3 [KAR-06].

La probabilité qu'une turbine de puissance nominale 1.5 MW, installée dans le site de référence, produise environ 814 KW est de 0.1796 comme indiqué dans le tableau 4.4. Nous pouvons aussi constater grâce à ce tableau que la probabilité pour que la puissance nominale soit disponible est très faible (0.0112).

Sortie de puissance (MW)	Probabilité
0.000	0.1971
0.0736	0.6120
0.8139	0.1796
1.5	0.0112

Tableau 4-4 Modèle simplifié de disponibilité de la production d'électricité de la turbine de référence pour le site de référence⁷⁷ (calculé sur la base de [KAR-06])

⁷⁷ D'un point de vue mécanique, les turbines éoliennes ont une disponibilité très élevée, normalement en dessus de 0.95. Le taux d'indisponibilité serait donc de 0.05. Cependant les turbines éoliennes peuvent seulement produire de l'électricité lorsque le vent est disponible. Lorsque ce dernier aspect est pris en compte le taux d'indisponibilité peut être dans la plage de 0.5 à 0.8. [MIL-97]. Pour les centrales conventionnelles le taux d'indisponibilité est dans la plage de 0.10-0.25 mais cela est lié à la disponibilité mécanique et non du vent.

A partir du raisonnement précédent, le tableau d'indisponibilité de production de la turbine éolienne peut être élaboré. Si la probabilité de sortie de puissance de 814 KW est de 0.1796, cette probabilité représente aussi l'indisponibilité de 686 KW pour une turbine de 1500 KW (814+686=1500) de puissance nominale. Ceci est reflété dans le tableau d'indisponibilité de puissance (Tableau 4.5).

Puissance indisponible (MW)	Probabilité
0.000	0.0112
0.6861	0.1796
1.426	0.6120
1.5	0.1971

Tableau 4-5 Modèle simplifié d'indisponibilité de puissance de la turbine de référence pour le site de référence (calculé sur la base de [KAR-06])

Ce tableau est combiné avec le tableau d'indisponibilité (résultat du modèle de production classique (tableau 4.2)). La production éolienne est prise en compte comme une unité multi-état (à 4 états) pour produire le tableau d'indisponibilité total du système de l'étude. Comme la turbine de référence a une capacité de 1.5MW, seul le nombre de turbines sera augmentée pour élargir le parc éolien. Pour une ferme éolienne composée de n_T turbines éoliennes, la puissance installée du parc sera $n_T * 1.5\text{MW}$ et le tableau de défaillance du parc éolien sera modifié uniquement par rapport à la puissance indisponible. Ceci est dû au fait que les turbines installées dans une même centrale sont affectés par les mêmes conditions de vent de la région (μ et σ).

4.3.2.1.3 Modèle de risque

En appliquant le modèle du risque exposé dans le § 4.2.1.3, le calcul d'indice de fiabilité **LOLE** pour les systèmes RTS et RBTS a été développé.

Dans le but de valider le programme « **calc_fiabilite.m** » les résultats de l'étude ont été comparés à ceux des références [BIL-90] et [BIL-86] pour le système RBTS et RTS respectivement.

Le tableau 4.6 montre les résultats des simulations implantées sur Matlab et des données théoriques publiées. Ce tableau permet de conclure sur les performances du programme « **calc_fiabilité.m** ».

L'écart entre les valeurs publiées et les valeurs de simulation est lié probablement à la méthode d'arrondissement des chiffres de l'outil informatique.

Système	LOLE (Exact)	LOLE (Simulation)	Écart
RTS	1,36886 (jour/an)	1,3807	1,184%
RTS	9,39418 heure/an	9,4171	2,292%
RBTS	0,14695 (jour/an)	0,147	0,005%
RBTS	1,09161 hr/yr	1,0916	0,001%
	LOEE (Exact)	LOEE (Simulation)	
RTS	9,83 MWh	9.8356 MWh	0,001%
RBTS	1,176 GWh	1,1762GWh	0,001%

Tableau 4-6 Comparaison entre les résultats théoriques de [BIL-86], [BIL-90], [BIL-96b] et la méthode mise en place

L'écart estimé permet de valider la performance de la méthode implantée.

4.3.2.2 Résultats de l'étude de sûreté sur les réseaux de test

Divers cas d'études ont été envisagés afin d'estimer le crédit de capacité de l'éolien. Il a été déjà annoncé que le crédit de capacité de l'éolien représente la proportion de puissance éolienne qui peut remplacer les exigences en capacité conventionnelle sans affecter la sécurité du système. Cette sécurité est prise en compte selon le critère de fiabilité établi pour le réseau.

Dans ce contexte, 3 paramètres sont susceptibles d'être étudiés :

Le premier est le taux d'insertion de l'éolien (*TIE*), lequel est défini comme le rapport entre la capacité éolienne installée et la capacité totale du système :

$$TIE = \frac{MW_{\text{éolien}}}{MW_{\text{Système}} + MW_{\text{éolien}}} \quad \text{Équation 4-18}$$

Le deuxième est la composition du parc de production classique qui peut être remplacé par l'éolien et le troisième est le niveau du modèle de consommation.

Ces trois paramètres peuvent être étudiés seulement lorsque le taux de défaillance du système est connu. Les résultats du tableau 4.6 ont été fixés comme les critères de fiabilité de base pour l'étude. Ainsi, le LOLE de 9.4 heures/an pour le système RTS et de 1.09 heures/an pour le système RBTS ont été retenus.

4.3.2.2.1 Analyse du CCE selon le critère de remplacement de la production thermique

L'impact de l'éolien sur la fiabilité du système sera abordé tout d'abord selon le critère de remplacement. Ceci signifie qu'une unité A de capacité X MW sera retirée du système. L'objectif est d'estimer quelle capacité minimale d'éoliennes peut être installée en gardant le même degré de fiabilité dans le système.

Cette démarche permet donc de calculer le CC_E et de répondre à la question suivante : quelle est la capacité éolienne équivalente à la capacité conventionnelle retirée qui permettrait de garder la même marge de sécurité ?

L'explication sous forme paramétrique est la suivante: lorsqu'une capacité de χ MW est retirée du système, le taux de sûreté $\tau_{original}$ (LOLE) sera affecté. Le nouveau taux de sûreté τ_x permettra de satisfaire les exigences du système et de couvrir la demande. Nous cherchons la capacité éolienne κ qui peut être installée pour atteindre le $\tau_{original}$. Un tableau semblable à celui présenté ci-dessous devra être rempli dans le but de calculer le crédit de capacité de l'éolien (CC_E).

Taux de fiabilité du système LOLE (heures/an)	Capacité thermique retirée (MW)	Capacité éolienne installée (MW)
τ_1	χ	$\kappa_1 = 0$
τ_2		κ_2
\vdots		\vdots
$\tau_{original}$		$\kappa_n = ?$

Tableau 4-7 Tableau d'estimation de la capacité éolienne équivalente

En conséquence, le crédit de capacité peut donc être calculé par l'expression suivante :

$$CC_E = \frac{\chi}{\kappa_n} * 100\% \quad \text{Équation 4-19}$$

L'équation 4.19 montre le rapport entre la capacité éolienne installée et la capacité thermique retirée qui peut être remplacée en gardant le même critère de fiabilité. Ce résultat correspond à la notion de CC_E .

Afin de systématiser ce calcul du CC_E , l'algorithme présenté sur la figure 4.15 a été mis en place sous Matlab.

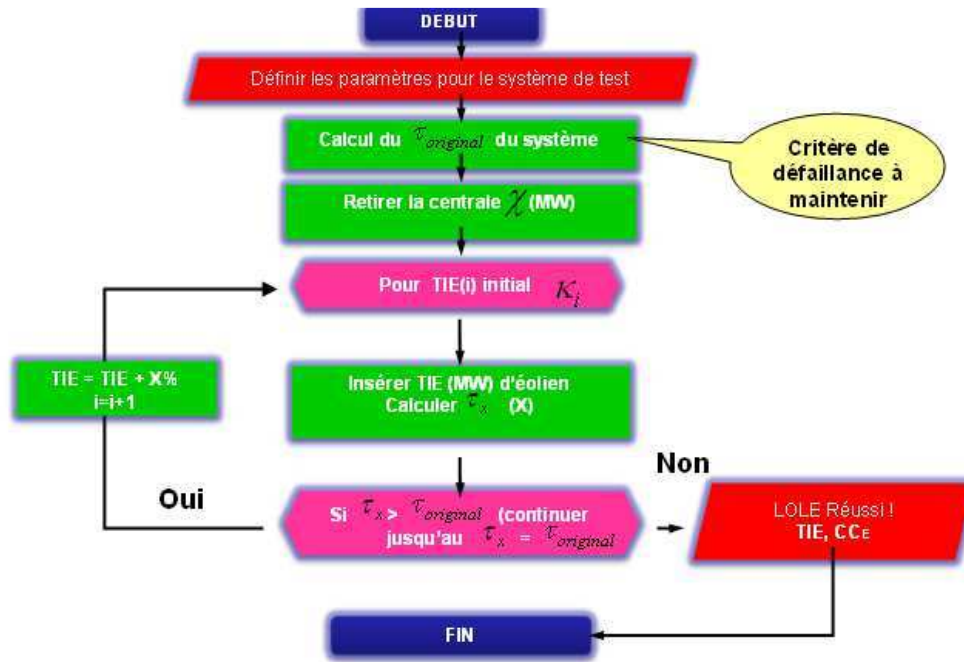


Figure 4-15 Algorithme implanté pour le calcul du crédit de capacité de l'éolien

Dans un premier test, une unité de 12 MW de centrales thermiques (turbines à vapeur) est retirée du système RTS. Le taux de fiabilité τ se détériore pour couvrir la demande en l'absence de ces 12 MW. Le nouveau τ , égal à 10.35 heures/an, indique que le système perd environ une heure de sûreté par rapport à la valeur initiale de 9.4 h/an.

Les turbines éoliennes sont insérées dans le système progressivement comme présenté dans l'algorithme de la figure 4.15. Le processus itératif est achevé lorsque le taux de sûreté original du système est récupéré. Dans ce cas présent, 70 turbines éoliennes devront être installées. Elles correspondent à une capacité installée de 106.5 MW. La figure 4.16 montre ces résultats.

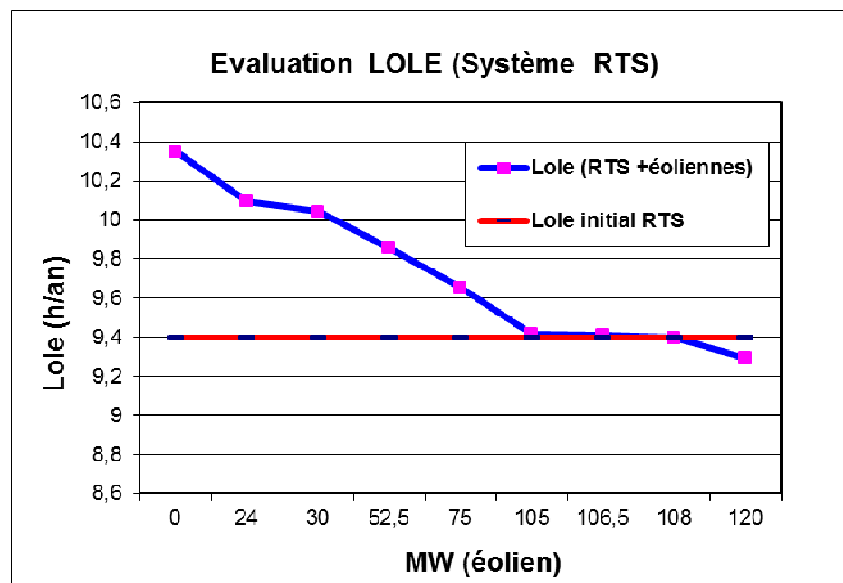


Figure 4-16 Estimations du CC_E lors du remplacement de $\chi = 12$ MW (centrale thermique)

Le CC_E , lorsque l'on retire 12 MW thermiques du système RTS, est alors de 11% (12/106.5*100) (selon l'équation 4.19). La même méthode a été utilisée pour analyser le crédit de capacité pour le remplacement de diverses unités thermiques. 12, 24, 50,100 MW ont été retirés lors de différents tests. Le tableau 4.8 donne le résultat du crédit de capacité pour chaque cas. La figure 4.17 illustre ces résultats.

Capacité retirée (MW) (1)	FOR	Capacité éolienne équivalente (MW) (2)	Rapport (1)/(2) CC_E	Taux d'insertion de l'éolien TIE %
12	0,02	107	11%	3%
24	0,02	222	11%	6%
50	0,01	638	8%	16%
100	0,04	1950	5,1%	36%

Tableau 4-8 Calcul du CC_E

En examinant le tableau 4.8, nous pouvons conclure que le CC_E se réduit avec l'augmentation du taux d'insertion de l'éolien TIE . La dégradation du taux de sûreté est constatée pour l'étude du système de test.

Economiquement, ceci peut nous conduire à penser qu'il y a effectivement un point optimal de bénéfice économique de l'éolien dans le réseau face au remplacement des unités thermiques par exemple. Une des limitations à l'intégration massive de l'éolien dans le long terme est effectivement posée par la question de la sûreté de fonctionnement et sa capacité à remplacer des unités de production conventionnelles.

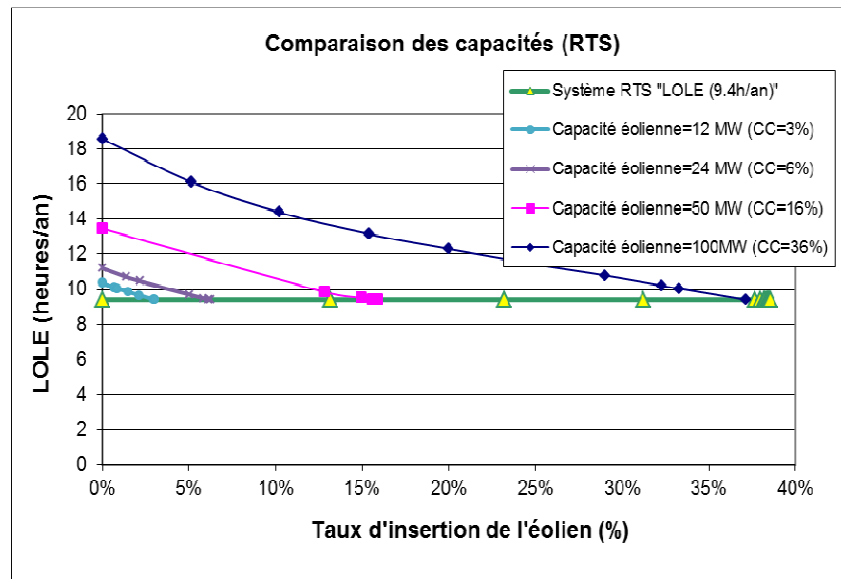


Figure 4-17 Estimations du CC_E lors du remplacement de χ MW

La validité de la procédure ainsi que les résultats précédents peuvent être vérifiés dans les références [KAR-06], [KAR-07], [KAR-08]. Nous avons repris ces études dans le but de réaliser des analyses de sensibilité sur la base du modèle proposé par [KAR-06].

4.3.2.2.2 Analyses du CCE selon le critère de la taille du système

Dans la partie précédente, la taille retenue pour le système RTS est de 3400 MW ce qui peut sembler insuffisant pour représenter un système réel. On peut ainsi s'interroger sur le fait qu'une même puissance éolienne s'insère plus facilement dans un système électrique avec de moyens de production plus diversifiés et de plus petite taille. Pour cela nous avons examiné dans cette partie la sensibilité de nos résultats au paramètre de taille du système électrique.

Dans le premier test, **Test 1**, la taille des capacités du système RTS a été multiplié par deux. Dans le deuxième test, **Test 2**, le nombre d'unités pour chaque type d'installation a été doublé. C'est-à-dire que les deux systèmes ont une capacité initiale installée de 6810MW. De la même façon, la demande a été doublée à partir du profil de consommation original. L'algorithme de calcul du CC_E de la figure 4.15 a été implanté dans les deux cas.

Dans le **Test 1**, le LOLE de 9,4 heures/an est maintenu ce qui est tout à fait cohérent avec la théorie des probabilités (et donc la modification du tableau d'indisponibilité) puisque le taux de sûreté reste le même en doublant la taille des capacités du système.

Le tableau d'indisponibilité est alors multiplié par 2 dans la colonne capacité en panne/hors service et les probabilités individuelles et cumulatives restent inchangées. Le test a été vérifié en retirant 2 unités thermiques de 12 MW. Dans le but de maintenir la fiabilité de système, environ 443 MW de capacité éolienne doivent être installées (222 MW dans le système RTS original pour 24 MW retirés). Les résultats coïncidents avec ceux de l'analyse précédente du CC_E selon le critère de remplacement pour des différents tests.

Une analyse différente a été menée dans le **Test 2**. Le doublement du nombre des unités conduit à une modification du parc de production et donc à une nouvelle situation de sûreté. En effet, lors du doublement de la capacité, le LOLE du système s'améliore de façon très significative et atteint 0.7863heures/an. Ce résultat reste proche des critères de défaillance établis dans les parcs de production réels. Le tableau d'indisponibilité du système est modifié et de nouveaux états de défaillance sont possibles. A titre d'exemple, lorsqu'on retire 48 MW de capacité thermique, le taux de sûreté du système est rétabli avec 517,5MW d'éolien ce qui correspond à un CC_E de 9,3% pour un taux d'insertion de 7%. Nous modifions ainsi les caractéristiques du parc de production. Le problème est donc différent de celui proposé dans le premier test.

Les résultats de ces deux tests sont présentés dans la figure ci-dessous.

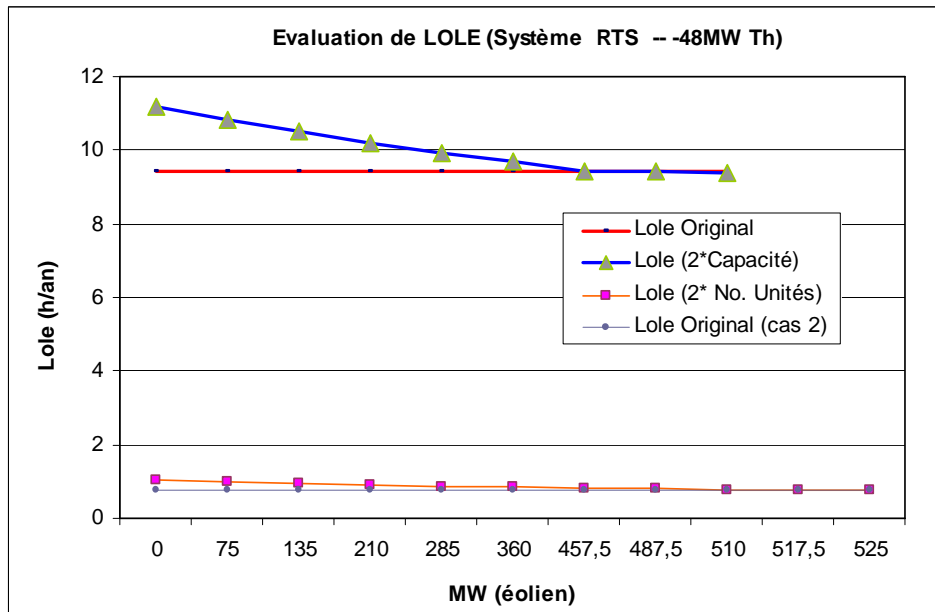


Figure 4-18 Analyses du Système RTS d'accord avec la taille du système (Test A et Test B)

Test A= 2*Capacité, Test B= 2*No.Unités

Ces résultats montrent que la modification de la taille du système n'a pas une forte influence sur l'estimation du CC_E comme il est possible de le constater à partir des résultats du test 1 et principalement à partir du test 2. D'autre part, même pour des systèmes à différent taux de sûreté (pour la même taille du système), la dégradation du CC_E est constatée avec l'augmentation du TIE bien que le CC_E peut varier sur une quantité très faible de mégawatts.

Un troisième test a été réalisé afin de comparer les deux systèmes RTS (3405MW) et RBTS (240MW). Les résultats présentés par [KAR-07] montrent qu'il est difficile de comparer deux systèmes de tailles différentes. Dans sa recherche, [KAR-07] compare le système RTS et RBTS. Les résultats de la capacité éolienne équivalente et donc du CC_E sont très divergents. Il serait difficile de conclure ceci par une étude très détaillée étant donné que les systèmes RTS et RBTS sont les uniques systèmes de TEST proposés et validés par l'IEEE dans l'étude de la fiabilité.

Bien qu'il soit très complexe de tirer des conclusions sur les systèmes précédents, cela permet d'identifier les paramètres qui jouent sur la modification du CC_E . L'analyse ici menée constitue une voie de recherche pour mieux comprendre l'influence de ce paramètre sur la sûreté des systèmes.

4.3.2.2.3 Analyses du CC_E selon le critère d'expansion du système

Nous avons évalué le CC_E dans les tests précédents à partir du concept de remplacement des unités thermiques retirées du système. Dans ce qui suit, nous examinons à nouveau l'impact de l'éolien sur la sécurité de système sans utiliser le critère de **remplacement des capacités mais avec le critère d'expansion de la demande**. La procédure menée dans ce test consiste à intégrer une capacité éolienne

donnée et vérifier jusqu'à quel point la demande peut augmenter sans que l'indicateur de fiabilité (dans ce cas le LOLE) soit dégradé.

Tout d'abord l'évolution du taux de fiabilité a été évaluée en intégrant l'éolien dans le système RTS. La figure 4.19 met en évidence l'apport de l'éolien à la fiabilité du système au fur et à mesure que le taux d'insertion augmente. Ainsi, pour un taux d'insertion de l'éolien de 20% le nouveau LOLE est d'environ 6 heures/an soit un gain de 3.4 heures qui permet d'améliorer l'efficacité et la réponse du système pour couvrir les besoins en demande.

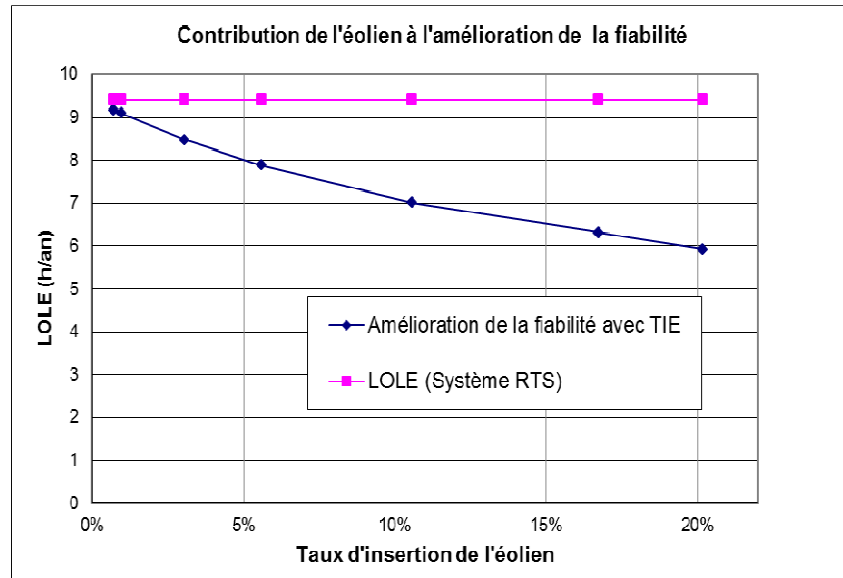


Figure 4-19 Amélioration de la fiabilité avec le TIE (Taux d'insertion de l'éolien)

Bien que la contribution de l'éolien soit positive vis-à-vis de la simulation précédente, le crédit de capacité de l'éolien ne peut cependant pas être estimé par rapport à la seule contribution de l'éolien à l'amélioration du taux de fiabilité. Nous devons donc évaluer cela face à une augmentation de la demande qui exigerait des investissements en capacités supplémentaires pour combler cette croissance. En gardant les mêmes conditions de fiabilité du système RTS, nous allons donc estimer les crédits de capacité pour les différents scénarios de croissance de la consommation.

Dans un premier temps nous avons intégré 27MW de capacité éolienne et nous avons estimé que le niveau de croissance de la demande toléré pour atteindre le LOLE du système RTS a été de 3 MW (nouvelle demande de pointe égal à 2853MW). Le test a été répété pour 225MW, 450MW, 761MW et 961,5 MW de capacité éolienne. Le tableau 4.9 synthétise les informations concernant le taux d'insertion de l'éolien et le gain en MW pour répondre à la demande du système en respectant la consigne de sûreté.

Capacité éolienne installée (MW)	Taux d'insertion de l'éolien <i>TIE</i> %	Demande de Pointe par rapport au système RTS (p.u)	Gain en MW pour couvrir la demande de pointe
27	0,70%	1,001	3
225	5,58%	1,009	27
450	10,58%	1,016	46
765	16,74%	1,022	64
961	20,17%	1,025	72

Tableau 4-9

Ces résultats sont également illustrés dans la figure 4.20.

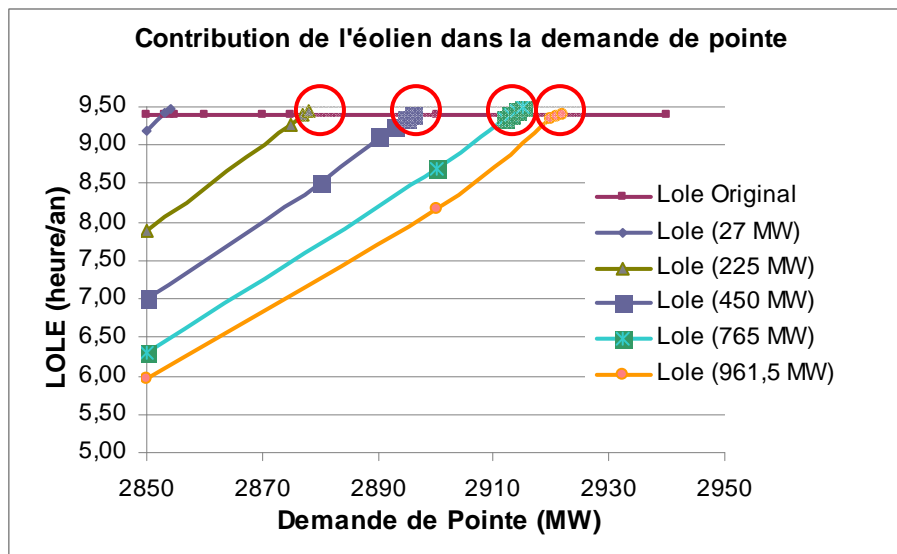


Figure 4-20 Demande de pointe vs. Critère de défaillance

Examinons plus en détail un autre des cas d'étude. Lors de l'installation de 450MW de capacité éolienne dans le système (environ un $TIE = 10\%$), le taux de fiabilité du système a été amélioré de 2,41 heures/an (nouveau LOLE=7heures/an) par rapport au cas original du système RTS (LOLE=9.41heures/an). Nous voudrions connaître alors quel seuil de croissance peut être affiché au niveau de la consommation afin de garantir le même taux de défaillance que dans le cas original. Il a été constaté qu'avec un $TIE = 10\%$, le système peut couvrir une demande de 2896 MW, 46 MW de plus que dans le cas original (2850MW). Ce qui représente un gain de 1,61% dans la consommation.

En utilisant comme ci-dessus le critère d'expansion du système il est possible de déterminer le crédit de capacité de l'éolien et donc sa capacité de remplacement. Pour cela, il faut définir une capacité de référence pour la comparaison; nous considérerons une capacité thermique de 25 MW avec un taux d'indisponibilité de 0.02. Nous cherchons à estimer la capacité thermique qui permettrait de couvrir une demande équivalente à celle satisfaite par l'insertion de l'éolien. Plusieurs unités thermiques de référence ont été intégrées. L'objectif était d'établir un gain en demande de pointe semblable pour les deux tests. C'est-à-dire un niveau de croissance de la demande identique dans les deux tests. Le tableau ci-après présente ces résultats.

Capacité éolienne (MW)	Taux d'insertion de l'éolien TIE %	Gain en Demande de pointe (MW)	Capacité thermique (MW)	Gain en Demande de pointe (MW)	CC_E % (Nouveau concept)
225	5,58%	27	25	25	11%
450	10,58%	46	50	48	11%
961	20,17%	72	75	74	8%

Tableau 4-10 Un nouveau concept du CC_E selon le critère d'expansion de la demande

Pour des taux d'insertion de l'éolien de 5%, 10% et 20% le crédit de capacité est en moyenne de 10% à partir des hypothèses de comparaison établies pour chaque test. Certaines questions restent à relever afin de tirer des conclusions. Ces résultats sont-ils respectés pour divers réseaux ? Le seuil de croissance de la demande peut-il être défini si dans le meilleur des cas, le rythme d'augmentation du TIE est supérieur au taux de croissance de la demande dans les réseaux réels ? Dans le contexte des politiques énergétiques de dérogation de centrales, la capacité de remplacement est-elle valable comme critère d'évaluation ?

La limitation de nos réponses est soumise aux particularités du réseau testé. En effet, pour bien mener une étude de fiabilité, le besoins de données est très laborieux. Les parcs de production sont assez étendus au sein d'un réseau électrique et divers modes de fonctionnement sont possibles pour les différentes centrales de production. Ce mode de fonctionnement définit effectivement les heures de fonctionnement d'une centrale (fonctionnement en base, en pointe, en demi-pointe, en extrême-pointe) et dans ce sens le potentiel de revenus. Le choix de la centrale de référence est donc très déterminant.

4.3.2.2.4 La fonction du CCE

Un dernier test a été réalisé dans le but de déterminer une fonction potentielle du crédit de capacité. Pour cela nous avons retenu le système RTS mais dans des conditions de fiabilité proches des systèmes réels. En effet, des critiques ont été adressées au système RTS en raison de sa faible fiabilité : son LOLE est de 1.3686 jours/an alors qu'habituellement le LOLE d'un système de production réel est de 0.1 jours/an. La raison de ce niveau de risque élevé est due au fait que le niveau de charge est très important par rapport à la capacité disponible [BIL-86]. Ceci est principalement le fait d'une demande de pointe très élevée.

Selon les indications du tableau 4.10 en référence à [BIL-86] et les remarques de [KAR-07], nous avons décidé de réévaluer le système RTS pour un taux de fiabilité proche d'un scénario typique. La demande de pointe a été réduite à 2483.5 MW (0.8714 p.u de 2850) pour définir un taux de fiabilité de 0.1001 jours/an ou un équivalent à 0.64 heures/an. La démarche suivie dans l'étude du § 4.3.2.2.1 a aussi été implantée dans le but de calculer le CC_E pour divers cas de remplacement de la capacité thermique dans un scénario plus proche de la réalité.

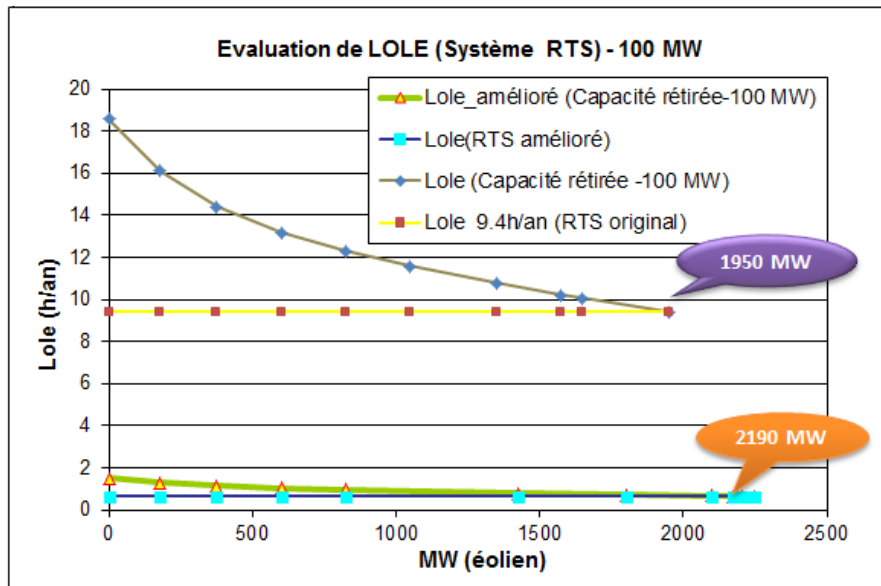


Figure 4-21 RTS amélioré vs RTS (original)

La figure 4.21 compare alors les deux systèmes : *RTS original* (LOLE) et *RTS amélioré* (*LOLE_amélioré*). Lors du remplacement d'une capacité thermique de 100MW, il sera nécessaire d'installer 1950 MW de capacité éolienne dans le RTS original, afin de garantir le même niveau de défaillance. Pour le deuxième cas, il sera nécessaire d'installer 2190MW d'éoliennes afin de garder le même critère de défaillance de 0.1001 jours/an. Nous pouvons constater que les deux chiffres ne sont pas si éloignés. Pour les résultats de notre réseau de test, le taux de défaillance n'est pas un paramètre déterminant fortement le crédit de capacité de l'éolien [KAR-07].

Ce test a été développé pour différents taux d'insertion de l'éolien. Comme les deux systèmes *RTS original* et *RTS amélioré* sont différents (taux de fiabilité (LOLE) et demande de pointe différents) il n'est pas possible de comparer l'impact de l'éolien sur les deux systèmes. L'unique possibilité de le faire est d'établir des critères sur une même cible de référence. Pour les cas analysés, les divers crédits de capacité et les taux d'insertion ont été calculés en pourcentage. On observe sur la figure 4.22 que les courbes de CC_E vs. *TIE* sont très proches. A l'égard des résultats pour le réseau test nous pouvons vérifier que le CC_E ne dépend pas du critère de fiabilité établi pour le système mais du taux d'insertion de l'éolien.

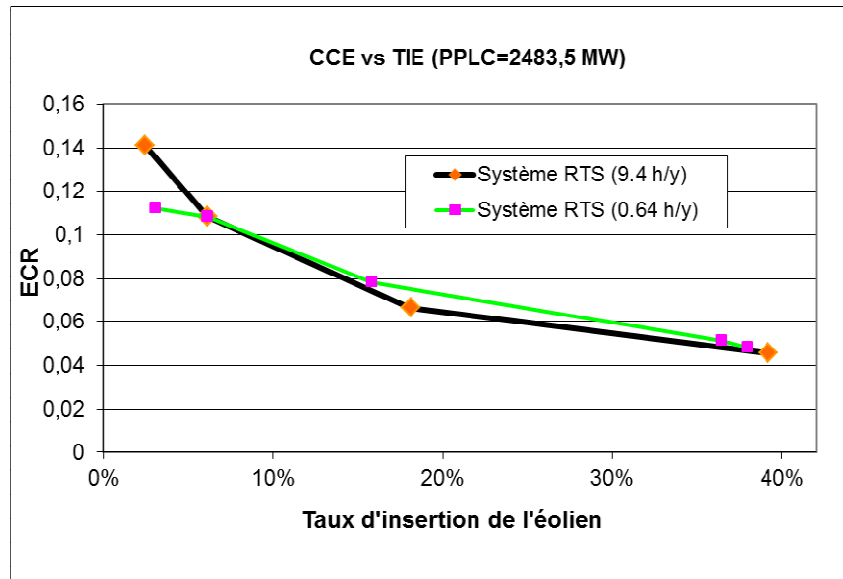


Figure 4-22 CC_E vs. TIE

Source : récréée à partir de résultat des simulations sur la base du modèle de [KAR-07]

Bien que l'identification d'une équation pour le crédit de capacité soit une procédure complexe, plusieurs conclusions ont déjà pu être mises en évidence. L'équation du CC_E pourrait éventuellement être extrapolée du graphique 4.22 mais cela est associé au réseau test particulier.

La figure 4.22 permet d'autre part de vérifier que :

- 1) l'éolien a un crédit de capacité
- 2) le taux de fiabilité du système ne paraît pas affecter la valeur de crédit de capacité de l'éolien et
- 3) de la même façon, la taille du système ne interviendra pas dans les résultats des calculs (compte tenu des résultats du test 4.3.2.2.1 Test I) mais des caractéristiques des centrales et de leur taux de défaillance.

4.3.3 Débat à propos du crédit de capacité : les faits sur des réseaux réels

Dans les sections précédentes, une analyse détaillée de l'impact de la production intermittente sur la fiabilité des réseaux a été menée. Plusieurs cas d'études permettent de (montrer l'impact du taux d'insertion de l'éolien sur la fiabilité des systèmes et permettent de négliger les effets des autres variables telles que la taille du système, l'indice de défaillance, etc. La démarche suivie dans l'étude permet de montrer l'importance d'établir un modèle correct de fiabilité pour les centrales éoliennes en intégrant la disponibilité du vent et les caractéristiques techniques des turbines éoliennes installées dans un site particulier.

Pour ceci, une technique récursive a été utilisée. Le principal problème avec ces approches est le besoin de faire des simplifications, hypothèses et approximations dont on ne connaît pas intrinsèquement les effets. Il est ainsi seulement possible d'évaluer les valeurs espérées et non les distributions.

Le calcul du crédit de capacité peut donc être influencé par divers facteurs intrinsèques du système (dans cette étude une approche très simple de la distribution de la production éolienne a été utilisée). L'influence de chaque facteur varie aussi d'un système à un autre.

Les conclusions présentées dans la plupart des études peuvent être confrontées à l'étude comparative exposée en [GIE-05]⁷⁸. A partir de l'information donnée par [GIE-05] nous avons construit la graphique ci-dessous :

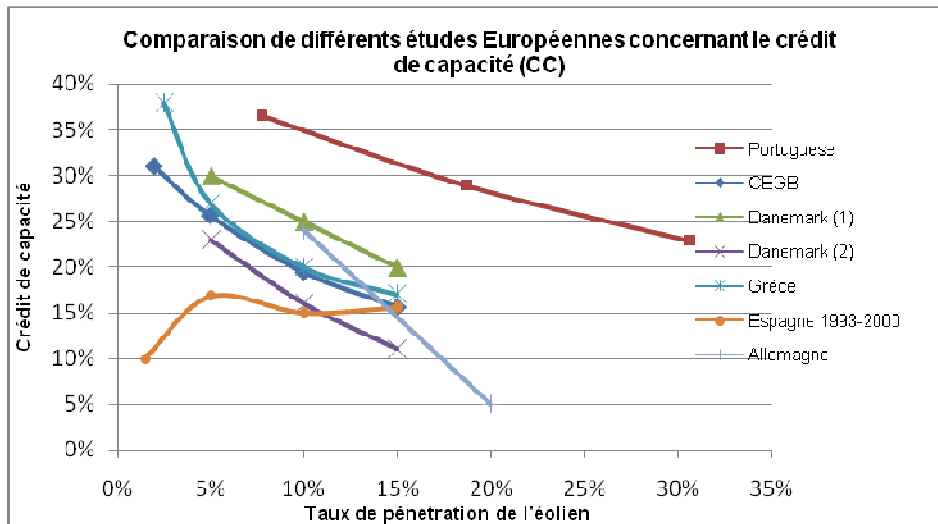


Figure 4-23 A propos des diverses études sur le Crédit de Capacité⁷⁹

CEGB : Royaume Uni et Wales

Nous pouvons constater de la figure 4-23 que le système portugais montre des CC_E relativement importants, cela reflète un parc de réserve largement à base de l'hydraulique. Des résultats semblables peuvent également être constatés au Danemark. En Espagne par exemple, la courbe du CC_E n'a pas l'allure d'une monotone décroissante, la raison selon [GIE-05] peut être la discrétisation de la centrale de remplacement (à un taux de pénétration de 1,5% les centrales éoliennes remplacent une centrale de 92MW tandis qu'à 5% du taux de pénétration le remplacement est autour de 550MW). Les différences dans les résultats sont aussi liés à la composition du parc de production d'un pays à l'autre, la composition du parc de réserves, le facteur de capacité des centrales éoliennes (étant plus élevé lorsque les sites les plus ventées sont exploités en priorité) et son étalement le long du territoire.

En conséquence, face aux résultats de nos simulations, nous pouvons tirer des conclusions très importantes:

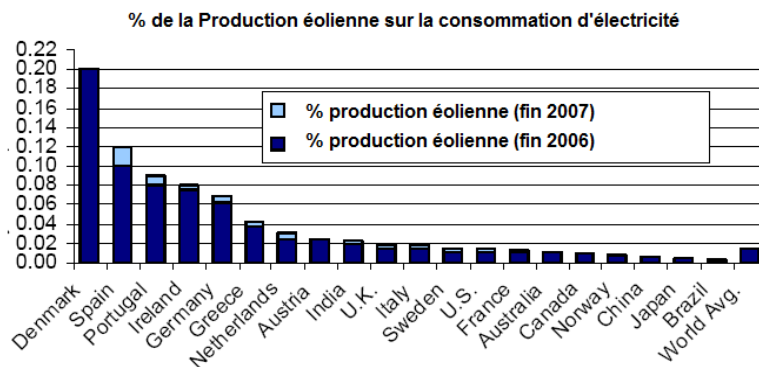
- 1) le CC_E diminue avec l'augmentation du taux de pénétration de l'éolien (capacité installée)
- 2) le CC_E varie selon le réseau considéré (composition du parc de production d'électricité)

⁷⁸ [GIE-05] compare 50 études publiées sur le crédit de capacité de l'éolien.

⁷⁹ Chaque étude est soumise à des différentes hypothèses par rapport au facteur de charge des centrales éoliennes et à la centrale de référence [GIE-05].

Plusieurs caractéristiques du système peuvent donc influencer sur le résultat (composition du parc de réserves, facteur de capacité de l'éolien). D'autres observations ont été déjà citées grâce aux résultats de notre étude sur le système RTS.

Un autre aspect important consiste à calculer le taux de pénétration de l'éolien sur le réseau. Bien que l'objectif d'insertion de l'éolien soit orienté par des objectifs indicatifs inscrits dans les politiques, à l'heure actuelle, un des indicateurs d'efficacité des politiques d'incitation est donné par la capacité éolienne installée. Nous croyons cependant, qu'un meilleur indicateur doit être donné par le pourcentage de capacité qui participe à la couverture de la demande d'électricité (Figure 4.24) et ensuite un aspect intégrant la fiabilité dans le réseau devrait être intégré.



Source: US DOE

Figure 4-24 Source: [EEN-09]

Une nouvelle interprétation du taux de pénétration de l'éolien devra donc être considéré par rapport à la capacité du réseau à absorber cette source d'énergie, et ensuite les moyens dont on devra disposer afin d'adapter les réseaux aux nouveaux moyens de production. C'est-à-dire que le CC_E donne plus d'informations par rapport au taux de couverture de la consommation dans le long terme que la capacité installée nette sur le réseau laquelle ne reflète pas forcément du parc éolien de production d'électricité.

4.4 Coûts de l'intermittence à long terme : l'impact économique du CCE

Nous avons trouvé une littérature abondante sur l'intégration massive de l'éolien dans les réseaux électriques et les méthodes pour le calcul du crédit de capacité. Les points abordés dans les dernières publications ne concernent plus le crédit de capacité en lui-même pour certains taux de pénétration de l'éolien (dans certains cas imaginaire), mais plutôt le CCE par rapport aux coûts d'intégration de cette ressource intermittente (renforcement des réseaux électriques et coûts dus aux équilibrages). Ces études ne font cependant pas un vrai recours à une évaluation correcte du crédit de capacité [GIE-05]. Cette analyse devient encore plus importante dans le contexte du marché libéralisé d'électricité et relève le besoin d'intégrer le calcul du crédit de capacité dans les approches liées au coût d'intégration de l'éolien.

Dans le paragraphe qui suit, nous nous intéresserons aux résultats et méthodes pour l'analyse du coût de l'intermittence à long terme. Nous avons étudié en détail la méthode proposée par UKERC (« UK Energy Research Centre») en [GRO-06] et nous l'avons appliquée au développement du parc d'électricité Français en 2015. Nous présenterons et discuterons par la suite les résultats correspondant à cette étude.

4.4.1 Méthodes pour le calcul de coûts dus au CCE

Si nous nous appuyons sur la définition du crédit de capacité, sur le long terme, les coûts supplémentaires qui découlent du calcul du crédit de capacité sont les coûts additionnels de la capacité de production conventionnelle qui est nécessaire pour maintenir la sûreté de fonctionnement du système, c'est-à-dire, sans modifier le risque de défaillance.

Le coût de l'intermittence dépend des différentes variables qui peuvent, d'une façon générale, être exprimées par la relation ci-après:

$$f = F(CAP_i, CFx_i, CV_i, FC_i, CCE, CAP_r, CFx_r, CV_r, FC_r) \quad \text{Équation 4-20}$$

Chacune de variables est définie comme ci-dessous :

CAP : capacité installée d'une technologie donnée en GW (TGC ou éolienne)

CFx : Coût Fixe (€/MW/an),

CV : Coût Variable (€/MWh/an)

CCE : Crédit de Capacité de l'éolien (%)

FC : Facteur de capacité maximale

Les indices i et r correspondent à la centrale intermittente (éolienne) et à la centrale de référence respectivement.

Diverses méthodes qui permettent de calculer l'impact économique du CC_E sont disponibles dans la littérature [MIL-01], [ILEX-02], [AUE-04], [DAL-04], [GRO-06], [SKE-08].

Premièrement, la méthode ILEX Energy est une démarche simplifiée et explicite pour le calcul des coûts de la fiabilité du système qui nécessitent de faire un choix sur le type de centrale procurant le secours d'approvisionnement [GRE-06], [AUE-04], [SWI-06]. D'une part, la production éolienne est calculée à partir de la capacité installée (MW) et du facteur de capacité. D'autre part, la capacité conventionnelle équivalente requise pour produire la même quantité d'électricité est déterminée en référence à une centrale thermique du type TGC (Turbine à Gaz) avec un facteur de charge de 85%. A titre d'exemple, un parc éolien de 10 GW de puissance fonctionnant avec un facteur de charge de 25% (2200 h) est équivalent à une turbine à gaz de 3 GW avec un facteur de charge de 85% [AUE-04]. Contrairement à la centrale éolienne, cette capacité conventionnelle est en mesure de contribuer à la production d'énergie et de fournir une capacité de réserve.

De cette façon deux approches peuvent être utilisées pour calculer le coût de la capacité additionnelle selon [ILEX-02] :

- Si on considère que l'éolien ne contribue pas à la sécurité du système (crédit de capacité nul), il est nécessaire d'intégrer des centrales de secours (« *back-up* » ou « *stand-by* »), c'est-à-dire des capacités conventionnelles très flexibles (de type TGCC ou TGCO - « *Open Cycle Gas Turbine* »). Le coût en capital de ces centrales, largement utilisées pour le fonctionnement en pointe, est de l'ordre de 55 €/ kW/an⁸⁰ soit environ 165 M€ pour 3 GW ou 7,5 €/MWh de production éolienne.
- Si on considère que l'éolien peut contribuer à la sécurité du système (crédit de capacité non nul), les besoins en capacité conventionnelle supplémentaire se réduisent d'autant. Avec un CC_E de 25%, 10GW de capacité éolienne apportent une contribution de 2.5 GW. Les besoins de capacité supplémentaire en TGCO ne sont alors que de 0,5GW (3 GW-2,5 GW) et le coût de la capacité supplémentaire est limité à 1,25€/MWh de production éolienne.

Les résultats de ces deux analyses sont détaillés dans le tableau ci-après :

Calcul de coûts de capacité		
Capacité éolienne installée (GW)	10	
FLH (Full Load Hours)	2200	
Production éolienne (GWh)	22000	
Considération à propose de la capacité de crédit	Sans crédit de capacité	Avec crédit de capacité
TGC Facteur de charge (%)	85	85
TGC FLH (h/an)	7446	7446
Capacité thermique équivalente (GW)	3	0
Crédit de capacité de l'éolien (%)	0	25
Contribution de l'éolien à la capacité (GW)	0	2,5
Besoin de capacité thermique (GW)	3	0,5
Coût spécifique de la capacité thermique équivalente (€/kW/an)	55	55
Coûts de capacité (Moi. €)	165	27,5
Coût de capacité pour MWh d'éolien (€/MWh)	7,5	1,25

Tableau 4-11 Tableau comparatif des besoins de capacité en considérant l'éolien avec/sans CC_E

[AUE-04] s'appuie sur la méthode ILEX afin de calculer les coûts liées à l'intégration de l'éolien dans le système d'électricité anglais pour le scénario 2020⁸¹. Une capacité de crédit saisonnière est calculée pour des scénarios différents d'insertion de l'éolien, sur l'ensemble de la production éolienne terrestre et en mer, envisagés en 2020 et avec une hypothèse de croissance de la demande de pointe en un facteur de 1,3 en 2020. Les résultats de l'étude indiquent une fourchette de coût entre 3,02€/MWh et 7,39€/MWh

⁸⁰ Hypothèse : "capacité thermique": durée égal à 15 ans, taux d'actualisation 10%, coût de capital actualisée 55€/kW/an (coût d'investissement 420 €/kW), facteur de charge 85%.

⁸¹ La méthode ILEX a été également utilisée pour le développement du modèle Green-Net [SWI-06]

de la production éolienne pour 4,4% et 47,9% d'insertion de l'éolien respectivement par rapport à la demande de pointe pour le scénario 50% éolien terrestre et 50% éolien en mer. .

Ces résultats sont très liés au cas étudié et peuvent être difficilement transposés à grande échelle compte tenu des caractéristiques de chaque système électrique, du mix de production d'électricité, des caractéristiques inhérentes à la production éolienne et du choix de la capacité de référence. En utilisant cette méthode nous ne pouvons pas attribuer un vrai coût à l'intermittence mais nous pouvons tirer des conclusions sur la variation de coûts dans un système donné en présence de la production éolienne.

D'autres méthodes sont proposées dans la littérature, [MIL-01] [DAL-04] estiment l'intégralité des coûts du système en présence de la production éolienne et comparent ce coût à une situation sans contribution de la production éolienne. Bien que ces approches permettent de calculer le coût additionnel pour l'intégration de l'éolien dans le système, elles n'attribuent pas directement les besoins d'une capacité de réserve supplémentaire pour maintenir la fiabilité du système (voir la capacité de couvrir la demande de pointe) en présence de la production intermittente.

[GRE-06], [GRO-06], [SKE-08] nous présentent un calcul du coût de l'intégration de l'éolien dans le long terme en tenant compte des critères de fiabilité et donc du crédit de capacité accordé à l'éolien. [GRE-06] propose une première approche où un système avec une production intermittente peut être comparé à autre avec une production équivalente (même productibilité et même apport à la fiabilité du système) sans la production intermittente. Le résultat de cette méthode est donc la variation de coûts résultant de la substitution de la centrale conventionnelle par la production de la centrale intermittente. En d'autres termes cela consiste à calculer : les coûts de construction et du fonctionnement de la centrale intermittente moins les coûts évités par le non appel de la centrale conventionnelle (ici thermique) moins les coûts évités dus à la capacité de crédit accordée à l'éolien. Pour une vision détaillée de la démarche le lecteur peut consulter l'annexe A.4. Cette définition de coûts ne permet pas cependant d'extraire explicitement le coût de l'intermittence lié au maintien de la fiabilité du système.

Pour résoudre ce problème, [GRE-06] propose une deuxième approche qui permet de calculer les coûts de la capacité de réserve nécessaire pour assurer la fiabilité du système compte tenu du crédit de capacité attribué à l'éolien. Cela se traduit par le calcul de la variation de coûts du système de la façon suivante : les coûts de construction et du fonctionnement de la centrale intermittente plus le coût de l'intermittence moins les coûts fixes et variables de la capacité thermique équivalente. Le coût de l'intermittence étant la variable inconnue. Pour une vision détaillée de la démarche le lecteur peut consulter l'annexe A.4.

A partir de ces deux approches, il est possible de trouver la variable inconnue « coût de l'intermittence » en égalisant les deux expressions de variation de coûts dans le système, c'est-à-dire par la réconciliation des deux méthodes [GRE-06]. L'avantage de cette démarche est d'attribuer un coût à l'intermittence de façon explicite, ce qui permet une évaluation complète du coût d'intégration de l'éolien dans le système électrique. Pour une vision détaillée sur la réconciliation des deux méthodes le lecteur peut consulter l'annexe A.4.

La méthode de [GRE-06] a été mise en œuvre dans le but de calculer le coût de l'intermittence dans un système représentant les valeurs de capacité installée et de demande d'électricité du système anglais en 2020, où la diversité du parc de production d'électricité a été négligée en prenant comme hypothèse, pour simplifier l'étude, une capacité basée uniquement sur la production thermique. Les résultats donnés par cette étude montrent une plage de coûts de l'intermittence entre 4,81 £/MWh éolien et 2,44 £/MWh éolien, pour un CC_E compris entre 19,1% et 30% respectivement et un taux d'insertion de l'éolien de 20% [GRO-06a]. Il conclut que les coûts de l'intermittence pour le système anglais peut être dans la fourchette 3-5 £/MWh.

La comparaison des coûts de l'intermittence donnés pour un système (ici anglais en occurrence) n'est pas aisée.

4.4.2 Calcul du coût de l'intermittence : le cas de la France à l'horizon 2015

Afin d'évaluer l'impact économique de l'intégration de l'éolien, nous souhaitons dans cette partie, calculer le coût de l'intermittence dans un système électrique réel. Nous nous consacrerons par la suite, à l'étude du système électrique français à l'horizon 2015 et 2020 dont un taux important de pénétration de l'éolien dans le réseau est déjà prévu dans la politique énergétique.

La démarche adoptée pour le calcul de l'intermittence du cas Français s'articule en trois temps (figure 4.25) : une première étape consiste à introduire des données de production, demande et coût de production de l'électricité à l'horizon souhaité, puis dans un deuxième temps, à appliquer la méthode de calcul présentée dans la section précédente (réconciliation de méthodes). Une étude de sensibilité par rapport aux résultats du premier calcul serait ensuite menée en fonction de certains paramètres jugés importants dans la méthode. Ce dernier point ne sera pas considéré dans notre étude mais un intérêt d'approfondir devrait y être à la charge des planificateurs de l'expansion du réseau électrique

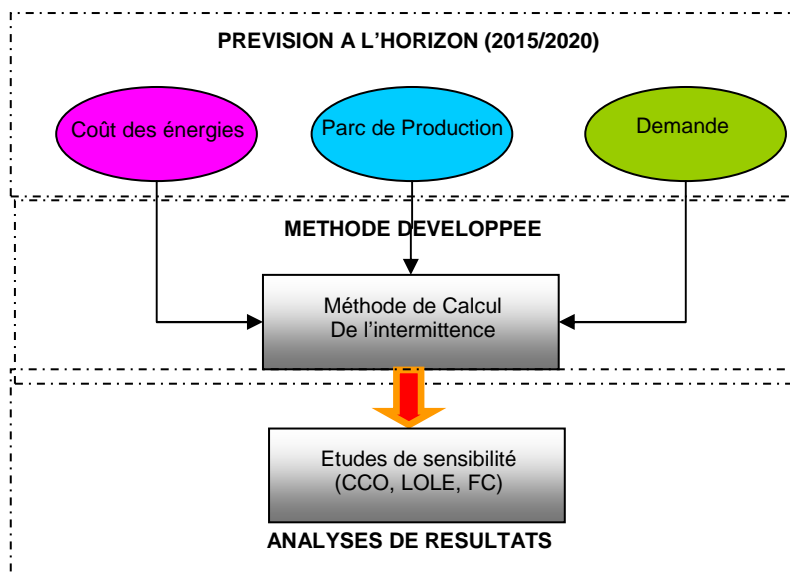


Figure 4-25 Méthode proposée pour le calcul de l'intermittence dans un système réel

Pour mener cette étude, un premier besoin consiste à connaître la forme de la consommation future et la composition du parc de production d'électricité.

Une vision plus détaillée peut être obtenue de l'étude de la monotone de puissance et de consommation. L'information fournie par cette courbe est donc celle de la demande de pointe ainsi que les besoins supplémentaires dus à l'insertion de l'éolienne. Ce type d'information n'est pas facile à obtenir. Nous nous sommes donc inspirés des études sur l'évolution de la consommation et du parc de production à venir présentées par RTE dans son bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France [RTE-07] ainsi que de considérations des politiques du développement du parc de production d'électricité dans le moyen terme pour la France.

Ce scénario prévoit un apport de l'éolien à hauteur de 17000 MW en 2015 représentant 13% de la capacité installée envisagée à cet horizon [RTE-07] et un crédit de capacité de 25% et 2500h de fonctionnement.

De la même manière, les données correspondantes « au coût moyen de l'électricité à l'horizon de l'étude », prévision du coût des énergies inclus, sont issues des rapports de 2003 et 2008 « coût de référence de la production électrique » proposés par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC). Une approche pour la prévision de coût en 2015 et 2020 a été le résultat de notre minutieuse recherche à partir des différentes sources d'information, (DIDEME, AIE, ADEME, etc.).

D'après ces calculs nous retrouvons une valeur de 4,5 €/MWh. Ce calcul se retrouve donc dans la fourchette trouvée par les études anglaises mais pour un taux de pénétration plus faible (6% de la consommation d'électricité). La difficulté dans les différentes études françaises est d'extrapoler les résultats des études anglaises par rapport à la capacité de crédit de l'éolien est de négliger des études permettant d'attribuer un crédit de capacité au système français en particulière. Nous pouvons constater l'importance de cela dans le calcul du coût de référence de la production électrique et dans la considération du crédit de capacité de l'éolien. En 2007, et compte tenu des moyens de pointe existants au niveau du parc français, le coût de la capacité est négligeable sous l'hypothèse d'une puissance de 3GW. En 2015 il pourrait être de l'ordre de 2€/MWh pour 8 au 12 MW installées selon [MEEDD-08]. Cependant le crédit de capacité peut fortement varier pour la contribution de l'éolien en 2015 et la courbe de distribution intégrale donnée pour l'ensemble des sites. Aucun détail sur ces calculs n'est présenté.

L'annexe A.5 présente les détails d'application de la méthode présentée en [GRO-06] pour le calcul du coût de l'intermittence dans le système français.

4.5 Conclusions et discussions

L'étude de fiabilité menée dans ce chapitre a permis de mettre en évidence que l'éolien peut contribuer à la sûreté du système et dans une certaine mesure remplacer un pourcentage de la capacité thermique installée mesuré par le CC_E . La méthode d'évaluation du crédit de capacité réside dans des

techniques probabilistes d'analyses de la fiabilité des réseaux électriques qui deviennent plus complexes lorsque la dimension du système est importante. Pour cette raison nous nous sommes appuyés sur la littérature de référence à propos du sujet de la fiabilité et de la sûreté de fonctionnement, en utilisant les modèles existants pour ensuite les approfondir avec différents critères paramétriques. On a également observé que le CC_E se réduit de manière linéaire en fonction du taux d'insertion de l'éolien et dépend effectivement de la centrale de référence considérée (mais aussi du système électrique étudiée). En conséquence, dans une perspective d'intégration massive de l'éolien, des moyens de production conventionnels devront être mis en place pour pallier la dégradation du CC_E et préserver la fiabilité du système. Ceci imposera des coûts supplémentaires dus à la capacité additionnelle nécessaire pour compenser les aléas de la production éolienne.

Par rapports aux coûts d'intégration de l'éolien et sa capacité à contribuer à la sûreté de fonctionnement du système, l'état de l'art nous a permis de distinguer deux approches qui sont largement utilisées.

La première permet de calculer l'incrément des coûts du système avec l'insertion de la production intermittente. Cette approche permet d'obtenir les coûts pour le maintien de la sûreté du système en fonction du choix de la centrale équivalente. La deuxième approche propose une définition explicite du coût de l'intermittence comme un facteur supplémentaire à l'analyse des variations des coûts. Ces deux approches ont été réconciliées et enfin appliquées à un cas réel. Nous avons donc voulu démontrer que la définition du coût de l'intermittence passe tout d'abord par une analyse complexe de la fiabilité. Cette analyse de la fiabilité en présence de la production intermittente exige l'évaluation un crédit de capacité permettant de calculer le coût de l'intermittence. La méthode doit refléter l'impact de l'ensemble de la production éolienne sur le système électrique. L'analyse technique de l'intégration de l'éolien dans le réseau électrique (fiabilité, taux d'insertion de l'éolien, dispersion géographique et donc distribution de probabilité) influencera fortement la dimension économique de l'intermittence (et donc le calcul du coût de l'intermittence) et ces deux aspects ne peuvent pas être dissociés comme il est fréquemment constaté.

Ce coût de l'intermittence est donc lié à la probabilité d'indisponibilité de l'éolien (qui augmente avec les erreurs de prévision). Pour des faibles taux d'insertion de l'éolien le coût est négligé en raison du parc de réserves déjà existant et qui peut faire face à l'indisponibilité de l'éolien. Lorsque le taux d'insertion n'est plus marginal nous avons démontré que les investissements ne seront plus négligeables et la reconstitution du parc de réserves devra être entamée pour maintenir un même degré de fiabilité.

Il serait donc nécessaire d'établir le taux optimal d'insertion de la production éolienne pour maintenir la fiabilité du réseau et l'instant où les coûts sont déterminants. La politique d'incitation en place devra donc orienter ce développement sans le découpler de la limitation technique du réseau d'absorption de l'éolien en termes de fiabilité. La définition du critère d'analyse reste la ligne directrice des choix d'investissements dans les futures capacités de production d'électricité et celle du parc de réserves.

CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES

L'analyse portée dans cette thèse a permis de mettre en évidence le rôle que jouera l'éolien dans le parc de production d'électricité actuel et futur et les exigences que l'éolien impose lors de son insertion dans la production d'électricité.

L'orientation donnée à notre recherche a été conduite par les conclusions apportées par l'état de l'art des énergies renouvelables et en particulier de la filière éolienne présenté dans le premier chapitre. Nous avons mis en évidence que le scénario actuel aux triples enjeux en termes de sécurité d'approvisionnement, d'indépendance énergétique et de lutte contre le changement climatique, fait que le recours à l'éolien soit inéluctable.

Bien qu'ayant présenté que dans certaines zones l'éolien a déjà atteint une rentabilité en termes économiques comparable à celle des moyens de production classique, de façon générale, l'éolien exige pour l'instant un accompagnement financier de la part des gouvernements. Le développement de l'éolien est par conséquent soumis à la volonté des acteurs de la scène politique et économique.

Dans ce sens, les mécanismes d'incitation pour les développements des énergies renouvelables continueront de jouer un rôle important dans l'intégration des différentes sources d'énergie renouvelable dans le bouquet énergétique et dans la favorisation des objectifs engagés par chaque état. Tant que les coûts externes des autres moyens ne seront pas précisés, ces politiques d'incitations resteront nécessaires afin d'attirer les investissements dans le secteur renouvelable et de garantir la sécurité et la confiance des investisseurs.

Reconnaissant l'enjeu des politiques d'incitation dans le développement de l'éolien, nous avons menée dans la deuxième partie une analyse qualitative des différentes politiques grâce à l'évaluation des différents critères: contribution aux objectifs, compatibilité avec le marché de l'électricité, différenciation par technologie, confiance des investisseurs et d'efficacité en termes de coût. Cette étude a été consacré à l'étude des évolutions des dispositifs d'incitation depuis leur mise en place concrète jusqu'en 2010 dans les pays pionniers de l'Union Européenne. Cette analyse a permis de relever certains points importants: le tarif de rachat, donnant une efficacité en termes de capacité installée (voire de contribution aux objectifs), n'est pas compatible avec le scénario actuel de libéralisation du marché de l'électricité. De plus, la maturité de la technologie éolienne ne permet pas encore une concurrence équitable dans le marché de l'électricité vis-à-vis des sources de production de technologies matures. En conclusion, les moyens de financement

considérés comme efficaces dans le développement des énergies renouvelable ne sont pas compatibles avec le contexte actuel de libéralisation. D'autre part, l'instrument de quotas, avec un bilan de résultats moins favorable en termes de capacité installée, n'a pas facilité l'insertion des énergies renouvelables comme constaté au Royaume Uni. De notre point de vue, le système Premium apparaît théoriquement comme la stratégie la plus favorable. Sa structure 1) permet le rapprochement des producteurs du marché de l'électricité 2) incite la croissance de la capacité installée (avec des effets sur l'économie, l'industrie et l'emploi) 3) limite le niveau de subvention économique attribuant une prime soumise à des signaux tarifaires du marché de l'électricité.

A l'avenir, il serait intéressant d'orienter une étude des politiques d'incitation à travers un scénario évolutif avec une définition claire des seuils de tarif et une transition progressive dans le marché de l'électricité accompagnée d'une réduction consécutive de la prime. Aujourd'hui une vision sur ce sujet n'est pas claire comme remarqué en Espagne où le Régime Spécial s'est vu affecté pour une constante modification dans la structure du système. En effet, le gouvernement espagnol vient de supprimer les incitations tarifaires du régime spécial début 2012, mécanisme pour lequel l'éolien avait trouvé une place préférentielle dans la diversification du mix de production d'électricité. Le régime spécial (et particulièrement l'éolien) a contribué au déficit tarifaire du réseau cumulé de ces dernières années. Ces questions nécessitent une analyse anticipative afin de garantir un cadre réglementaire claire, stable et prévisible. Les conséquences économiques de cette rupture devront être évaluées afin de ne pas interrompre le développement économique de certaines filières à l'état de démarrage ou à peine mature.

Suite à cette étude économique des politiques d'incitations, nous avons conduit une recherche sur les aspects techniques liés à l'intégration de l'éolien, d'où le caractère pluridisciplinaire de la thèse. L'analyse de l'intermittence de l'éolien nous a permis de soulever deux questions.

Premièrement dans le court-terme, de forts taux de pénétration de l'éolien compromettront l'équilibre entre la production et la consommation. Il en résulte des besoins de réglages ainsi que des coûts d'équilibrage.

Lors de ce travail de recherche, nous nous sommes consacrés à l'étude de l'impact de la production intermittente, principalement éolienne, dans le réseau électrique et dans le marché d'équilibrage via le règlement des écarts qui en découle. Nous avons investigué l'interaction entre les stratégies de gestion de l'intermittence (les mécanismes d'ajustement ou pénalités) et les politiques d'incitation. Eu égard de cette étude, nous avons conclu que les politiques d'incitation possèdent une forte influence dans la gestion des coûts d'équilibrage dû à l'intermittence de l'éolien puisqu'elles orientent l'interaction de la filière éolienne ou non avec le marché de l'électricité et (si l'éolien est dans le marché) représentent la principale source de réduction de revenus du producteur éolien (donc du risque pour les investisseurs des projets éoliens). Nous avons mis en évidence que selon la politique d'incitation en place, la responsabilité sur les règlements des écarts peut être accordée aux différents acteurs (gestionnaire, producteur, responsable d'équilibre) mais les volumes de production intermittente restent un enjeu important intrinsèque à

l'organisation du marché. Les marchés (en pleine évolution actuellement) requièrent donc une adaptation pour répondre aux défis d'intégration de la production intermittente de façon optimale. Cette adaptation doit se faire : 1) en tenant compte des limites de prévision de la production éolienne, en réduisant l'échéance d'actualisation du programme de production 2) en profitant du foisonnement de l'éolien à l'échelle géographique et la minimisation de l'erreur global sur la production et 3) en incitant le producteur à investir dans l'amélioration des outils de prévision via une pénalité représentant au mieux le coût d'équilibrage (le choix sur un double prix ou un prix unique doit refléter le coût juste).

Deuxièmement, dans la quatrième partie sur la base de méthodes étudiées dans la littérature, nous avons proposé une étude sur la fiabilité des réseaux en présence de la production intermittente. Cette recherche a porté sur le développement d'un algorithme permettant d'intégrer le facteur intermittent de l'éolien dans la sûreté des réseaux électriques. C'est dans ce contexte que nous avons retrouvé la dimension de long terme associée à l'intermittence de l'éolien. Nous avons évalué à l'aide des simulations sous Matlab, sur deux types de réseaux de test, l'impact de certains paramètres dans ces études de fiabilité tels que le taux d'insertion de l'éolien, la sûreté de fonctionnement des réseaux et le crédit de capacité de l'éolien. Deux facteurs se sont montrés principalement importantes dans la fiabilité du réseau: le taux d'insertion de l'éolien et le crédit de capacité de l'éolien. Pour nos réseaux de test, nous avons montré que ces deux paramètres sont corrélés par une fonction dont le crédit de capacité se dégrade lorsque le taux d'insertion de l'éolien augmente. La généralisation via une fonction mathématique dépend fortement des hypothèses prises en compte et peut varier d'un réseau à l'autre. Bien que cela a été vérifié à l'égard des réseaux de test, cette contrainte technique est à notre sens à prendre en compte dans le développement de l'éolien lorsque le gouvernement forge des politiques incitatives et oriente leur mise en place. En effet, intrinsèquement cette caractéristique donne une certaine limite d'intégration de l'éolien à l'égard de la fiabilité du réseau et met en avant que ces contraintes ne doivent pas être oubliés dans la définition des objectifs sur le taux d'insertion de l'éolien tel que le crédit de capacité de l'éolien et doivent être rigoureux dans le modèle de production probabiliste de l'éolien.

Les trois études portés ici (typologie des politiques d'incitation et analyse de l'intermittence dans le court et long terme) retrouvent leur lien dans le fait que les politiques d'incitation doivent orienter les objectifs de capacité installés (et donc de taux d'insertion de l'éolien) sans négliger l'impact sur l'équilibre de la production et de la consommation (donc le coût d'équilibrage associé et les moyens à mettre en place) et sur la fiabilité du système (garantir la sûreté de fonctionnement). Les gouvernements doivent agir en connaissance de causes des contraintes techniques des réseaux électriques et du marché de l'électricité. Des études devront donc se poursuivre dans le calcul du taux optimal d'intégration de l'éolien. Cela permettra ainsi d'anticiper les surcoûts liés à l'éolien (tarif réseau par exemple) et du choix des moyens de minimisation de ces coûts dans le maintien de la continuité de service et de la sûreté de fonctionnement.

Dans ce panorama, l'étude de l'intermittence ouvre des perspectives nouvelles dans l'étude d'intégration de l'éolien. L'impact de l'intermittence de l'éolien nécessite encore d'être caractérisée d'une

façon plus détaillé sur l'ensemble du réseau électrique et du marché de l'électricité par de divers taux de pénétration de l'éolien et par son interaction avec les autres sources du système et avec les nouvelles technologies (la sûreté du réseau ainsi que les déséquilibres du marché seront différents pour différents taux d'insertion). En effet, la nature des impacts doit être identifiée et quantifiée pour les différents taux de pénétration de l'éolien et pour les différentes échelles de temps. De plus, la problématique de la variabilité doit considérer « l'absence total du vent » et doit s'anticiper sur une définition suffisante et optimisée du parc des réserves.

Cette thèse s'est déroulée pendant des années de profondes tensions politiques, économiques et environnementales. Un panorama de crise financière s'est installée depuis 2008 auquel se sont ajoutés des phénomènes sans précédent, comme la catastrophe de Fukushima, influençant les choix énergétiques des pays Européens et altérant les courants précédents de réflexions sur la composition du mix énergétique (par exemple par rapport au nucléaire). Les politiques de gouvernement devront envoyer des signaux tarifaires clairs et intégrer les priorités (sécurité, climat, marché libéralisé, optimisation de coûts, maîtrise de la technologie...). Le marché a besoin de lignes directrices de la part des pouvoirs publics pour retrouver une ferme cohérence.

Face à cela, la complémentarité de l'éolien doit être réaffirmée ; l'éolien ne peut pas être la seule solution. La diversité des sources de production d'électricité restera l'atout majeur de la sécurité d'approvisionnement et de la sûreté du réseau.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

[ACK-05] ACKERMANN T. "Wind Power in Power Systems", Wiley, 2005

[ADEME] Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME). Dans l'air du temps, l'énergie éolienne. Document téléchargée : <http://www.ademe.fr/particuliers/Fiches/eolienne/#>

[AGEE-10] Development of renewable energy sources in Germany. Graphics and Tables. Version: March 2010. Based on statistical data from the working group on Renewable Energies Statistics (AGEE-Stat)

[ALL-00] Allan R.N, Billinton R. Probabilistic Assessment of Power Systems. Proceedings of the IEEE, Vol. 88, No. 2, February 2000.

[APPA-09] Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA). Estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables en España. 2009 http://www.appa.es/descargas/InformeAppa_web.pdf

[ARR-08] Arrêté du 25 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique.

[ART-10] Artus P., d'Autume A., Chalmin P., Chevalier J-M. Les effets d'un prix du pétrole élevé et volatil. Conseil d'analyse stratégique (CAE). 2010

[AUE-04] Auer H., Stadler M., Resch G., Huber C., Shuster T., Taus H., Nielsen L., Twidell J., Swider D. Cost and technical constraints of RES-E Grid Integration. Work Package 2. Report of the Project: Push a least cost integration of green electricity into the European Grid Geen-Net. August 2004.

[AUE-05] Auer Hans, Obersteiner Carlo, Weissensteiner Lukas, Resch Gustav, Huber Claus. Comparing Different cost Allocation Policies for Large-scale RES-E Grid Integration in Europe. 4th Conference on Applied Infrastructure Research « Regulation and Organisational Models in infrastructure Sectors Vertical Dis-Integration Privatization, Concessions and PPP.». Berlin 8 october 2005

[AUE-06] Auer Hans, Huber Claus, Faber Thomas, Resch Gustav, Obersteiner Carlo, Weissensteiner Lukas, Haas Reinhard. Economic of large-scale intermittent RES-E integration into the European Grids: analyses based on the simulation software GreenNet. Int. J.Global Energy Issues. Vol.25, Nos. 3/4, pp.-219-242. 2006

[AUV-09] Auverlot D ,Buba J., Le Moign C.. Le pari de l'éolien. Centre d'Analyse stratégique. Novembre 2009. www.strategie.gouv.fr

[AWEA-09] American Wind Energy Association (AWEA). 2008: Another Record Year for Wind Energy Installations. www.awea.org (202.383.2500)

[BAS-99] Bastard P., Farque D., Laurier Ph., Mathieu B., Nicolas M., Roos Ph. Electricité-Voyage au cœur du système- Edition Eyrolles. 1999.

- [BAR-08] Barth R., Weber Ch., Swider D. Distribution of costs induced by the integration of RES-E power. *Energy Policy* 36 (2008) 3107-3115.
- [BEC-04] Beck Fred., Martinot E. Renewable Energy Policies and Barrier. *Encyclopedia of Energy*, Cutler J. Cleveland, ed. Academic Press/Elsevier Science, 2004
- [BEN-07] J. Bendl, M. Chomat and L. Schreier. Reduction of flicker effect in wind power plants with doubly fed machines. <http://www.icrepq.com/full-paper-icrep/208-BENDL.pdf>
- [BER-04] Bertoldi P., Huld T. Tradable certificates for renewable electricity and energy savings European Commission–DG Joint Research Centre, Institute for Environment and Sustainability, T.P. 450, I-21020 Ispra (VA), Italy ;16 September 2004.
- [BER-04b] Berthel Evelyne, Naudet Gilbert. L'économie de l'énergie nucléaire. Institut National des Sciences et techniques nucléaires. EDP Sciences 2004.
- [BER-06] Bertoldi P., Atansiu B. Electricity Consumption and Efficiency Trends in the Enlarged European Union- Status report 2006. Institute for Environment and Sustainability 2006. EUR 22753EN
- [BIE-08] Le Biez Vincent. Ingénieur-élève au Corps des Mines. "Eoliennes : nouveau souffle ou vent de folie ?". Institut Montaigne. Juillet 2008.
- [BIL-86] Allan R.N, Billinton R., Abdel-Gawad N.M.K. The IEEE Reability Test System-Extensions to aÇd Evaluation of the Generating System. *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol. PWRS-1, No 4, November 1986.
- [BIL-89] R. Billinton, S. Kumar, N. Chowdhury, K. Chu, K. Debnath, L. Goel, E. Khan, P. Kos, G. Nourbakhsh, J. Oteng-Adjei. A Reliability Test for Educational Purposes- Basic Data.. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 4, No. 3, August 1989
- [BIL-90] R. Billinton, S. Kumar, N. Chowdhury, K. L. Goel. A Reliability Test for Educational Purposes - Basic Results *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 5, No. 1, February 1990
- [BIL-96] Billinton Roy. Allan Ronald N. Reliability Evaluation of Power Systems. Second Edition. Plenum Press.1996
- [BIL-96b] Billinton R., Chen H., Ghajar R. Time-Series Models For Reliability Evaluation Of Over Systems Including Wind Energy. *Microelectron. Reliab.*, Vol. 36, No. 9, pp. 1253 -1261, 1996. Elsevier Science Ltd
- [BIL-99] Billinton R. The IEEE Reliability Test System-1996.. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, No. 3, August 1999
- [BMU-05] Bureau de coordination énergie éolienne (BMU). BMU information paper on the VDEW proposal for a so-called "integrative model" for the support of renewable energies in the electricity sector. 2005
- [BMU-07] Bureau de coordination énergie éolienne (BMU). Compte rendu d'activité 2007 sur la loi sur les énergies renouvelables conformément à l'article 20 de la loi EEG. Projet du BMU. 2007
- [BMU-07a] Bureau de coordination énergie éolienne (BMU). Depiction of the methodological approaches to calculate the cost of electricity generation used in the scientific background reports serving as a basis for the Renewable Energy Sources Act (EEG) Progress Report 2007 Extract from Renewable Energy Sources Act (EEG) Progress Report 2007 - Chapter 15.1 -. the Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU) in agreement with the Federal Ministry of Food,

Agriculture and Consumer Protection and the Federal Ministry of Economics and Technology (AGEE-Stat)

[BMU-08] Bureau de coordination énergie éolienne (BMU). Persem Mélanie. Les nouveaux défis du marché éolien allemand. SIREME/Paris, 19.11.2008

[BOE-06] Resolución de 4 de octubre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 12.3 P.O 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas. Ministerio De Industria, Turismo y Comercio. 4 de Octubre de 2006

[BOR-05] Bornard P., Pavard M, Testud P. Réseaux d'interconnexion et de transport: réglage et fonctionnement. Techniques de l'ingénieur. Référence D4092. 2005

[BOR-07] Bornard P., Pavard M. Réseaux d'interconnexion et de transport: réglage et fonctionnement. D 4-090-1. Techniques de l'ingénieur. 2007

[BWEA-05] The British Wind Energy Association (BWEA). Wind Turbine Technology. Briefing sheet. www.bwea.com

[CAE-07] Appert O., Pouliquen H. Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050. Rapport d'orientation. Chapitre 2. « Perspectives de l'offre et de la demande mondiales ». Commission Energie. Septembre 2007, Conseil d'Analyses Stratégique (CAE). http://www.strategie.gouv.fr/system/files/rapport_groupe_2.pdf

[CE-97] Énergie pour l'avenir: les sources d'énergie renouvelables - Livre blanc établissant une stratégie et un plan d'action communautaires". Commission of the European Communities. COM(97) 599 final du 26.11.1997.

[CE-97b] Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 Concerning Common Rules for the Internal Market in Electricity. European Communities (1997). 30 January, Brussels, Belgium: Official Journal of the European Communities.

[CE-00] Livre Vert "Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique". Commission of the European Communities. COM(2000) 769 final du 29.11.2000.

[CE-01] Communication de la commission au conseil, au parlement Européen, au comité économique et social et au comité des régions sur la mise en œuvre de la stratégie et du plan d'action communautaires en matière de sources d'énergie renouvelables (1998-2000). Commission of the European Communities. Bruxelles, le 16.02.2001 COM(2001) 69 final

[CE-01b] EU Directive (2001) Directive 2001/77/EC of the European Parliament and the Council of 27 September 2001 on the Promotion of Electricity Produced From Renewable Energy Sources in the Internal Electricity Market. Commission of the European Communities (2001). Brussels, Belgium: EU Directive

[CE-02] State aid No N209/2002-United Kingdom. Capital Grants for Renewable technologies. European Commission. Brussels, 02.07.2002 C(2002)1731

[CE-05] Renewable energy sources SEC(2005) 1571 - /* COM/2005/0627 final <http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2005:0627:FIN:EN:PDF>

[CE-07] Renewable Energy Road Map. Renewable energies in the 21st century: building a more sustainable future. Commission of the European Communities. Brussels, 10.1.2007. COM (2006) 848 final. http://ec.europa.eu/energy/energy_policy/doc/03_renewable_energy_roadmap_en.pdf

[CE-08] The support of Electricity from renewable energy sources Accompanying document to the proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources. Commission of the European Communities. COM(2008) 19 final du 23.1.2008

[CE-08a] COM (2008). Commission Staff Working Document: The support of electricity from renewable energy sources SEC(2008) 57
http://ec.europa.eu/energy/climate_actions/doc/2008_res_working_document_en.pdf

[CE-08b] Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions - 20 20 by 2020 - Europe's climate change opportunity {COM(2008) 13 final}

[CE-09] DIRECTIVE 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC.

[CE-09b] State aid N 414/2008-UK. Renewable Obligation-Introducing of a banding mechanism. Brussels, 11.II.2009 C(2009)1028. http://ec.europa.eu/competition/state_aid/register/ii/doc/N-414-2008-WLWL-en-11.02.2009.pdf

[CE-10] Aides d'État: la Commission propose un règlement du Conseil relatif aux aides d'État à la fermeture des mines de charbon non compétitives. Bruxelles, le 20 juillet 2010. IP/10/984

[CE-10b] Members States progress in reaching various renewable energy targets. European Commission. 2010.
http://ec.europa.eu/energy/renewables/reports/doc/2011_list_renewable_energy_targets.pdf

[CEP-09] Center for Politiske Studier. Wind Energy: The Case of Denmark. September 2009
http://www.cepos.dk/fileadmin/user_upload/Arkiv/PDF/Wind_energy_-_the_case_of_Denmark.pdf

[CEU-01] Gothenburg European Council (15-16 June 2001). Presidency Conclusions. Council of the European Union, [15.04.2005]. SN/200/1/01/REV1.
Available on http://ue.eu.int/ueDocs/cms_Data/docs/pressData/en/ec/00200-r1.en1.pdf.

[COL-09] Collado Fernández Eduardo. Energía Solar Fotovoltaica, competitividad y Evaluación Económica, Comparativa y Modelos. Tesis doctoral. Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales. Universidad Nacional de Educación a Distancia. 2009

[CRE-07] Commission de Régulation d'Énergie (CRE). Rapport d'enquête de la Commission de Régulation de l'Énergie sur la panne d'électricité du samedi 4 novembre 2006. Février 2007

[CHA-03] Chabot Bernard. Bilan et mise en perspective du développement de l'énergie éolienne en France. Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME).2003 <http://archive.suivi-eolien.com/francais/DocsPDF/EOLF02V3.PDF>

[CHA-09] Champsaur Paul. Rapport de la commission du marché de l'électricité. Avril 2009.

[CHE-98] Chen Shuyong Dai Huizhu Bai Xiaomin Zhou Xiaoxin. Evaluation of Grid Connected Wind Power Plants. Electric Power Research Institute, Qinghe Beijing, 100085 China. 0-7803-4754-4/98/1998 IEEE

[DAL-04] Dale L., Milborrow D., Slark R. and Strbac G. Total cost estimates for Large-scale wind scenarios in the UK. Energy Policy 32 (2004)

[DUB-09] Dubois Corinne. L'éolien, techniques et pratiques. Groupe EYROLLES, 2009

[DENA-02] German Energy Agency (DENA.)Strategy of the German Government on the use of off-shore wind energy in the context of its national sustainability strategy. January 2002.
<http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/offshore.pdf>

[DGEMP-03] Ministère de l'Economie des Finances et de l'Industrie. Coût de référence de la production électrique. Décembre 2003.

[DTI-01] Capital Grant Scheme for Offshore Wind-Guidances Notes. Department of Trade and Industry (DTI). 2001
<http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/+http://www.berr.gov.uk/files/file23956.pdf>

[DWIA-09] Danish Wind Industry Association, March 2009, Working paper on perceived administrative barriers for wind parks deployment. available on the WindBarriers website.
http://www.windbarriers.eu/fileadmin/WB_docs/090616.D2.2_Perceived_administrative_barriers.pdf

[EC-01] Göteborg European Council. 15 and 16 June 2001. SN 200/1/01 REV 1
http://ec.europa.eu/governance/impact/docs/key_docs/goteborg_concl_en.pdf

[EC-05] European Commission, 2005, Communication from the Commission, The support of electricity from renewable energy sources.

[ECO-10] Ecorys Research and consulting. Assesment of non-cost barriers to renewable energy growth in EU Member States- AEON. DG Tren No. TREN/D1/48-2008. Final rapport. Client: DG Energy and Transport. ECORYS Nederland BV. In consortium with: eclareonm EREC and Golder Associates. Rotterdam, May 2010.
http://ec.europa.eu/energy/renewables/studies/doc/renewables/2010_non_cost_barriers.pdf

[EDF-08] Référentiel technique. Paramètres clés pour la sûreté des systèmes électriques insulaires. Electricité de France (EDF). Référentiel Technique – SEI REF 05

[EEG-08] Loi sur les énergies renouvelables du 25 octobre 2008 (Journal officiel fédéral – BGBl. I p. 2074), modifiée en dernier lieu par la loi du 11 août 2010 (Journal officiel fédéral – BGBl. I p. 1170)

[EIA-09] Energy Information Administration (EIA). International Energy Outlook 2009. Office of Integrated Analysis and Forecasting. U.S Department of Energy. DOE/EIA-0484 (2009). May 2009

[ELT-03] ELTRA. Ekraft System. Technical Regulation TF 3.2.6. Wind Turbines Connected to Grids with Voltages below 100 KV. Technical regulations for the properties and the control of wind turbines. 8 January, 2003.

[ELT-04] ELTRA. Ekraft System. Regulation TF 3.2.5. Wind Turbines Connected to Grids with Voltages above 100 KV. Technical regulation for the properties and the regulation of wind turbines. December 3, 2004.

[EMD-08] www.emd.dk

[ENA-01] Groupe 11 Ecole nationale d'administration. Promotion Copernic.

[ENA-02] La structure des coûts de production des différentes filières énergétiques et les enseignements qui peuvent en être tirés sur la formation des prix de marché et la stratégie des opérateurs. Séminaire « Energie et Société » No. 11 Promotion Copernic. Ecole National d'Administration (ENA) 2002.
<http://www.ena.fr/index.php?page=ressources/rapports/energie/cout>

[ENE-07] Energinet.dk: System Plan 2007. Disponible sur www.energinet.dk

[Enerdata-09] Global Energy & CO2 Data. Téléchargement de données sur le site http://globaldata.enerdata.eu/nrd_web/site/nrd_web.php#

[Enerdata-10] Global Energy & CO2 Data. Téléchargement de données sur le site http://globaldata.enerdata.eu/nrd_web/site/nrd_web.php#

[ENIR-03] WP6-ENIRDG.NET WP6 Task 6.3 Deliverable 17 “Guidelines for improved role of DG and RES in energy trading” November 2003

[ENS-07] A visionary Danish policy 2025. Danish Energy Agency. Disponible sur www.ens.dk

[ENS-10] Energy Agency. Disponible sur www.ens.dk

[EPEX-09] EPEXSPOT European Power Exchange. Impact de la loi sur les énergies renouvelables (loi «EEG») sur l’auktion Allemagne/Autriche d’EPEX SPOT. EPEX SPOT INFO. Décembre 2009

[EPIA-10] European Photovoltaic Industry Association. 2010 Market Outlook. <http://www.epia.org/publications/photovoltaic-publications-global-market-outlook.html>

[ERDF-08] Electricité Réseau de distribution France (ERDF). Mode d’emploi des fiches de collecte de renseignements pour une pré-étude (simple ou approfondi) et pour une offre de raccordement au réseau public de distribution géré par ERDF, d’une installation de production de puissance > 36kVA. ERDF-OPE-RES_08E. France, 2008.

[EREC-10] European Renewable Energy Council. Re-thinking 2050. A 100% Renewable Energy Vision for the European Union. April 2010.

[ERI-08] Eriksen P.B, Orthons A.G. The Challenges and Solutions of Increasing from 20 to 50 Percent of Wind Energy Coverage in the Danish Power System until 2025. 7th International Workshop on Large Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms. 26-27 May, 2008. Madrid, Spain.

[ERCOT] Electric Reliability Council of Texas. www.ercot.com

[ESB 07] Distribution System Operator ESB Networks, « Distribution Code », version 2.0, October 2007.

[EST-08] Estainquero A. Impact of Wind Generation Fluctuations in the design and the operation of power systems. 7th International Workshop on large scale integration of wind power and on transmission networks for off shore wind farms. Madrid, 2008

[ETSO-03] ETSO Report. Balance Management Task Force. Current State of Balance Management in Europe- ETSO Report. ETSO(European Transmission System Operators), Tech, Rep. Desember 2003. Available : <http://ets-net.org/upload/documents/BalanaceManagemeninEurope.pdf>

[Eurostat-09] Eurostat. <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home/>

[EWEA-03] Wind Energy: The Facts. Volume II Costs & Price http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/WETF/Facts_Volume_2.pdf

[EWEA-05] Support schemes for renewable energy-A comparative analysis of payment mechanism in the EU. 2005 www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/projects/rexpansion/050620_ewea_report.pdf

[EWEA-09] The European Wind Energy Association (EWEA). Wind in Power: 2009 European Statistics. February 2010

http://www.ewea.org/fileadmin/emag/statistics/2009generalstats/pdf/general_stats_2009.pdf
http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/factsheets/EWEA_FS_Statistics.pdf

[EWEA-09a] Wind Energy: The Facts Part 1. Technology. <http://www.wind-energy-the-facts.org/documents/download/Chapter1.pdf>

[EWEA-09b] Krohn S., Morthorst P-E., Awerbuch S. The Economic of wind energy: A report by the European Wind Energy Association. March 2009.

[EWEA-10] The European Wind Energy Association (EWEA). WindBarriers: Administrative and grid access barriers to wind power. July 2010.
http://www.windbarriers.eu/fileadmin/WB_docs/documents/WindBarriers_report.pdf

[EWEA-10b] Powering Europe: wind energy and the electricity grid. European Wind Energy Association (EWEA). November 2010
http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/Grids_Report_2010.pdf

[ExternE-98] ExternE 1998. ExternE: Externalities of Energy. Vol.7: Methodology 1998 Update (EUR 19083); Vol.8: Global Warming (EUR 18836); Vol.9: Fuel Cycles for Emerging and End- Use Technologies, Transport and Waste (EUR 18887); Vol.10: National Implementation (EUR 18528). Published by European Commission, Directorate- General XII, Science Research and Development. Office for Official Publications of the European Communities, L-2920 Luxembourg. Results are also available at <http://ExternE.jrc.es/publica.html>. For a summary in French, see Rabl A & J V Spadaro. 1997. "Les coûts environnementaux de l'énergie". Rapport ADEME, action EP3, et Commission Européenne DG12, contrat JOS3-CT95-0010. ARMINES/Ecole des Mines de Paris, Paris.

[FIN-04] Finon D., Menanteau P. La promotion des énergies renouvelables dans les nouveaux marchés électriques concurrentiels. Working Paper Cired 2004-06. Papier publié dans Annales des Mines-Réalités Industrielles. Août 2004.

[FOC-02] Focken U., Lange M., Mönnich K., Waldl HP, Beyer H., Luig A. Short-term prediction of the aggregated power output of wind farms-a statistical analysis of the reduction of the prediction error by spatial smoothing effects. Journal of wind Engineering and Industrial Aerodynamics. Volume 90, Issue 3, March 2002, Pages 231-246.

[FRE-07] Freris L., Infield D. Renewable Energy in Power Systems. Wiley 2007

[FOX-07] Fox B. Energie Eolienne et Intégration au réseau. L'usine nouvelle. Traduction et Adaptation française Daniel Gouadec. Agence de la Demande et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME). Dunod, 2007

[G2Elab] Jeux de données de vitesse de vent et puissance. Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble.

[GEO-10] Georges Cecile. Developing the Regulatory Framework. Commission de Régulation d'Energie (CRE). ERGEG. ENARD/IEA Grid Policy Workshop, April 2010. France

[GIE-03] Giebel G., Brownsword R., Kariniotakis G. "State of the art on short-term wind power prediction". Anemos Deliverable Report D.1.1, 2003

[GIE-05] Giebel G. Wind Power has a capacité de crédit : A catalog of 50+ supporting studies. Riso National Laboratory. 2005

[GIEC-08] Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC). Bilan 2007 des Changement climatique : Rapport de Synthèse.. 2008

- [GIO-83] P. Giorsetto and K.F.Utsurogi, "Development of a new procedure for reliability modeling of wind turbine generators", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, Vol. 102, No. 1, January 1983, pp. 134-143.
- [GOV-09] Electricity, England and Wales. The Renewable Obligation Order 2009. Statutory Instrument. 2009 No.785. Made 24th March 2009. Coming into force 1st April 2009
- [GRE-06] Project Green Net. Work Package 2: Cost and technical constraints of RES-E Grid Integration
- [GRO-06] Robert Gross. Methods for reporting costs related to the capacity credit of intermittent generation relative to conventional generators. UKERC. Working Paper, April 2006. UK
- [GROa-06] Robert Gross, Philip Heptonstall, Dennis Anderson, Tim Green, Matthew Leach, Jim Skea. The Costs and Impacts of Intermittency: An assessment of the evidence on the costs and impacts of intermittent generation on the British electricity network. A report of the Technology and Policy Assessment Function of the UK Energy Research Centre, with financial support from the CarbonTrust. March 2006 UKERC
- [GUL-06] Gül Timur, Stenzel, T.(2006) Intermittence of wind: the wider picture. Int. J. Global Energy Issues. Vol.25, Nos. 3/4, pp.-163-186
- [GWEC-08] Global Wind Energy Outlook 2008. Global Wind Energy Council
- [GWEC-10] Global Wind Report. Annual Market Update 2009. Global Wind Energy Council. April 2010. http://www.gwec.net/fileadmin/documents/Publications/Global_Wind_2007_report/GWEC_Global_Wind_2009_Report_LOWRES_15th.%20Apr..pdf
- [GWEC-11] Global Wind Report. Annual Market Update 2010. Global Wind Energy Council. April 2011. http://www.gwec.net/fileadmin/images/Publications/GWEC_annual_market_update_2010_-_2nd_edition_April_2011.pdf
- [HEL-06] Anne Held, Mario Ragwitz. Best practice design criteria for RES-E support schemes - theoretical aspects and practical experiences. Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research (Fh-ISI). OPTRES - Final conference Brussels, December 5th 2006
- [HEL-10] Helander A., Holttinen H., Paatero J. Impact of wind power on the power system imbalances in Finland. IET Renewable Power Generation. http://users.tkk.fi/u/patte/pub/postprint_2010_IET_Renew_Power_Gener.pdf
- [HIR-07] Hiroux Céline. L'insertion d'une production inflexible dans des marchés concurrentielles: L'énergie éolienne. Université Paris-Sud 11. Faculté Jean Monnet. Droit-Economie-Gestion. 2007
- [HOL-05] Holttinen H. Optimal Electricity market for wind power. Energy Policy 2005. www.elsevier.com
- [HOL-06] Hannele Holttinen¹, Peter Meibom², Antje Orths³, Frans Van Hulle⁴, Cornel Ensslin⁵, Lutz Hofmann⁶, John McCann⁷, Jan Pierik⁸, John Olav Tande⁹, Ana Estanqueiro¹⁰, Lennart Söder¹¹, Goran Strbac¹², Brian Parsons¹³, J. Charles Smith¹⁴, Bettina Lemström¹. Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power, first results of IEA collaboration. Global Wind Power Conference September 18-21, 2006, Adelaide, Australia
- [HOL-07] Holttinen H., Lemström B. Design and Operation of power systems with large amount of wind power. State of the art report. VTT Working paper 82. ESPOO 2007
- [IAEA-08] Sokolov Y. IAEA Deputy Director General, Head of the Department of Nuclear Energy Competitiveness of Nuclear Energy. IAEA's Perspective and Study Results for Europe. 3rd International

Conference on Energy in Central and Eastern Europe. Bucharest, Romania. 12 November 2008
http://www.iaea.org/NewsCenter/Statements/DDGs/2008/sokolov121108_fig1.pdf.

[IDAE-10] Plan de acción nacional de energías renovables de España. Instituto para la diversificación y ahorro de la energía. 2010

[IEA-02] Energy Policies of IEA Countries. International Energy Agency. 2002 Reviews

[IEA-05] International Energy Agency. Projected Costs of Generating Electricity (2005 Update), Paris: IEA/OECD

[IEA-05a] International Energy Agency. Variability of wind power and other renewables: Management options and strategies. (2005 Update), Paris: IEA/OECD

[IEA-07]. Statistic Electricity and Transport. International Energy Agency IEA. OECD. December 2007

[IEA-09] CO2 Emissions from fuel combustion. International Energy Agency (IEA) Highlights. Edition 2009

[IEAa-09] Key World Energy Statistics. International Energy Agency (IEA). 2009

[IEA Energy Statistics] IEA Energy Statistics www.iaea.org/stasts/index.asp

[IEAWIND-10] IEA Annual Report 2009. Chapter 14. Denmark. International Energy Agency Wind (IEAWIND)2010. http://www.ieawind.org/AnnualReports_PDF/2009/Denmark.pdf

[IFEN-09] Indicateurs de suivi des engagements européens. Part des énergies renouvelables dans la consommation totale d'énergie primaire Observation et statistiques de l'environnement. SOeS - Eurostat, 2009. <http://www.ifen.fr/>

[ILEX-02] Ilex Enegy Consulting and Dtrbac G. Quantifying the system costs of additional renewable in 2020. DTI, October 2002.

[INSEE] Institut National de la statistique et des études économiques. <http://www.insee.fr>

[IPCC-07] Fourth Assessment report-Climate Change 2007. Intergouvernemental Panel on Climate Change (IPCC). 2007

[IEA-10] World Energy Outlook 2010 Factsheet. What does the global energy outlook to 2035 look like? International Energy Agency. (IEA) 2010.
<http://www.worldenergyoutlook.org/docs/weo2010/factsheets.pdf>

[JAF-00] Jaffe Adam B., Richard G. Newell, and Robert N. Stavins 2000 Technological Change and the Environment October 2000 • Ressources For the Future Discussion Paper 00-47

[JORF-08] Journal Officiel de la République Française (JORF). Arrêté du 17 novembre fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installation utilisant l'énergie mécanique du vent. NOR : DEVE0826217A JORF N° 0290 du 13 décembre 2008 page 19032

[KAR-06] Karki R., Hu P., Billinton R., A Simplified Wind Power Generation Model for Reliability Evaluation. IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION, VOL. 21, NO. 2, JUNE 2006

[KAR-06b] Karki R., Hu P., Billinton R. Reliability Evaluation of a Wind Power Delivery System using an Approximate Wind Model

- [KAR-07] Karki R., Hu P. Impact of wind Power Growth on Capacity Credit. P. 0840-7789 2007 IEEE.
- [KAR-08] Karki R. Wind Power in Power Generation Planning. CCECE 2004-CCGEI 2004, Niagara falls, May 2004. IEEE
- [KIE-06] Kiener E. Analysis of Balancing Market. Master's Degree Project. Electric Power System Lab XR-EE-ES 2006:011. KTH Electrical Engineering. August 2006
- [KLE-05] Klein Arne, Held Anne, Ragwitz Mario, Resch Gustav et Faber Thomas. Evaluation of different feed-in tariff design options- Best practice paper for the international Feed-in Cooperation. A research project funded by the Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU). EEG (Energy Economics Group). Fraunhofer (Institute Systems and Innovation Research).2005
- [KLO-06] Klobasa Marian (ISI), Obesteiner Carlo (EEG). Technical constraints on and efficient strategies for the integration of wind energy (2006).
- [KRO-09] Krohn S., Morthorst P., Awerbuch S. The Economics of Wind Energy. A report by the European Wind Energy Association. EWEA 2009
- [LAL-05] Lalor G., Mullane A., O'Malley M. « Frequency Control and Wind Turbine Technologies ». IEEE Transaction on Power Systems, Vol.20, Issue 4, November 2005.
- [LAN-03] Landberg, L. Giebel G., Nielsen H.Aa., Nielsen T.S, Madsen H. "Short-term Prediction-An Overview". Wind Energy, Vol. 6(3), pp. 273-280, 2003.
- [LAV-05] Laverdure N. « Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires ». Thèse de Doctorat en Génie Électrique de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, Décembre 2005
- [LES-08] Lesser J., Su X. Design of an economically efficient fee-in tariff structure for renewable energy development. Energy Policy 36 (2008) 981-990
- [LIN-05] Lindboe, H.H and Werling J. Future challenges in the Nordic Electricity System (in Danish). Copenhagen, Denmark. Elkraft System. 2005
- [LUI-09] Luickx P., Vandamme W., P. Pérez Souto, Driesen J., D'haeseleer W.. Applying Markov Chains For The Determination Of The Capacity Credit Of Wind Power. TME Working Paper. Energy and Environment Last update: April 2009
- [MEEDD-08] Ministère de l'écologie, de l'énergie du développement durable et de l'aménagement du territoire (MEEDD). Synthèse publique des Coût de référence de la production électrique. Décembre 2008.
- [MEEDD-09] Ministère de l'Écologie, de l'Énergie du Développement durable et de l'Aménagement du territoire. Synthèse publique de l'étude des coûts de référence de la production électrique. 2009
- [MEI-03] Meibon P., Morthorst P., Nielsen L., Weber Ch., Sander K., Swider D., Ravn H. A description of power markets and outline of market in Wilmar. RisØ National Laboratory. 2003
- [MEN-01] Menanteau Ph., Finon D., Lamy M-L. Prix garantis, enchères concurrentielles ou certificats verts: Quels instruments d'incitation au développement des renouvelables ?2001, N°530, pp. 513-527 Editions techniques et économiques, Paris, France. 2001
- [MEN-03]. Menanteau Ph., Finon D. et Lamy M.L. Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy, Energy Policy 31:8, june 2003
- [MEN-03b] Menanteau Ph., Finon D. et Lamy M.L. L'intégration de la production intermittente dans les marchés électriques libéralisés : des surcoûts techniques aux pénalités économiques imposées par les règles

de fonctionnement des marchés. Mars 2003. Note de travail LEPII-EPE n° 2003/1. Laboratoire d'Economie de la Production et de l'Intégration Internationale. Département Energie et Politique de l'environnement (EPE).

[MEN-07] MENDOÇA, Miguel. Feed-in Tariffs. Accelerating the Deployment of Renewable Energy. World Future Council 2007

[MIL-97] Michael Milligan, Brian Parsons . A Comparison and Case Study of Capacity Credit Algorithms for Intermittent Generators. NREL/CP-440-22591 • UC Category:1210 • DE97000223. 1997

[MIL-01] Milborrow. Penalties for intermittent sources of energy. Working Paper for PIU Energy Review. 2001.

[MIT-04] Mitchell C., Connor P. Renewable energy policy in the UK 1990-2003. Energy Policy 32 (2004) 1935-1947

[MIT-06] Mitchell, C., Baucknecht, D., Connor, P.M., 2006. Effectiveness through risk reduction: a comparison of the renewable obligation in England and Wales and the feed-in system in Germany. Energy Policy 34, 297–305.

[MOR-05] Morthorst P., Helby P., Twidell J., Hohmeyer O., Mora D., Auer H., Resch G., Huber C. Schönbauer Ch. Support Schemes for Renewable Energy. A comparative Analysis of Payment Mechanisms in the EU. REXpansion project. European Wind Energy Association (EWEA). 2005

[MOR-09] Morthorst P., Awerbuch S. The Economic of wind energy. A report by the European Wind Energy Association. March 2009.

[NGC-04] NGC System Operator incentive scheme from April 2005, Initial Proposals Office of Gas and Electricity Markets

[NREL-04] Renewable Energy Research Laboratory, University of Massachusetts at Amherst. Wind Power: Capacity Factor, Intermittency and what happens when the wind doesn't blow?. Wind Power on the Community Scale. Community Wind Power Fact Sheet # 2a.. 2004

[OBS-06] « L'observateur OCDE ». N°258/259 Décembre 2006. Energie un nouveau souffle. www.observateurocde.org

[OFGEM-10] Office of the Gas and Electricity Market (OFGEM). Introducing the Feed-in Tarif scheme. 2010

[OPT-06]. Coenraads R., Voogt M., Morotz A., ECOFYS. OPTRES report (D8 report) .Analysis of barriers for the development of electricity generation from renewable energy sources in the EU-25.. May 2006

[OPT-07]. Ragwitz M., Held A., Sensfuss F., Huber C., Resch G., Faber T., Haas R. Coenraads R., Voogt M., Morotz A. Jensen S., Morthorst P Konstantinaviciute I., Heyder B.OPTRES: Assessment and optimization of renewable support schemes in the European electricity market. 2007

[ORN-94] ORNL/RFF 1994. External Costs and Benefits of Fuel Cycles. Prepared by Oak Ridge National Laboratory and Resources for the Future. Edited by Russell Lee, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, TN 37831.

[PAP-07] Papaefthymiou G., Verboomen J., and Van der Sluis L. Estimation of Power System Variability due to wind power variability. IEEE. PowerTech 2007

[PER-05] Plan de Energías Renovables. 2005 España.

[P.O 12.3] **Réponse des parcs éoliens aux creux de tension.** Requisitos frente a los huecos de tensión de las instalaciones eólicas. Requis de fonctionnement pendant les creux de tension des parcs éoliens.

[PUD-08] Pudaruth G. R., Li F.. Capacity Credit Evaluation: A literature review. DRPT2008 6-9 April 2008 Nanjing China

[RAE-04] Royal Academy of Engineering (RAE). The cost of generating electricity. A commentary on a study carried out by BP Power for The Royal Academy of Engineering.
http://www.raeng.org.uk/news/publications/list/reports/Cost_of_Generating_Electricity.pdf

[RAM-06] RAMI Guillaume. Contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies connectées au réseau électrique de distribution. INP Grenoble. Novembre 2006.

[RAG-06] Ragwitz Mario, Held Ann. Effectiveness and efficiency of present RES-E support policies in EU Member States. Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research (Fh-ISI). Dissemination Workshop, Copenhagen 12.12.2006 Case studies on RES-E grid integration.

[RD-04] RD 433/2004. Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

[RD-07] RD 661/2007 Nuevo Real Decreto 661/2007 Régimen Especial por el que se regula la actividad de producción d energía eléctrica en régimen especial.

[RDL-09] Real Decreto-ley 6/2009, de 30 abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.
http://www.aeeolica.es/userfiles/file/marconormativo/normativa_nacional/RD_Ley%206_2009.pdf

[RD-10] Real Decreto 1614/ 2010 por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica. 8 diciembre de 2010
http://www.aeeolica.es/userfiles/file/marconormativo/normativa_nacional/BOE-A-2010-18915_RD%201614_2010.pdf

[REE-09] La demanda de energía eléctrica descende un 4,6% en el 2009. Por primera vez, la eólica ha producido más que el carbón. Red Eléctrica España (REE). 22 de Diciembre 2009.
http://www.ree.es/sala_prensa/web/notas_detalle.aspx?id_notas=151

[REE-10] La generación eólica alcanza casi los 15.000 MW en las horas centrales del día de ayer. Red Eléctrica España (REE). 10 de Noviembre 2010.
http://www.ree.es/sala_prensa/web/notas_detalle.aspx?id_notas=189

[REE-11] La energía eólica, primera fuente de electricidad en el mes de marzo. Red Eléctrica España (REE). 31 de Marzo 2011.
http://www.ree.es/sala_prensa/web/notas_detalle.aspx?id_notas=215

[RES-07] Resch Gustav, Faber Thomas, Huber Claus, Ragwitz Mario, Held Ann. Recommendation for implementing effective & efficient renewable electricity policies. EEG- ISI. Vienna, February 2007.

[RTE-04] Réseau de transport d'électricité (RTE). Mémento de la sécurité du réseau. 2004

[RTE-06] Réseau de transport d'électricité (RTE). La panne électrique du 4 novembre 2006: questions réponses. France. 20 Novembre 2006.

[RTE-06b] Réseau de transport d'électricité (RTE). Référentiel Technique. Chapitre 7- Gestion et

Exploitation du réseau. Article 7.1-Sûreté de système-Règles associées. 2006.

http://clients.rte-france.com/htm/fr/mediatheque/telecharge/reftech/15-07-06_article_7-1_v1.pdf

[RTE-07] Réseau de Transport d'Electricité (RTE). Bilan prévisionnel 2006-2015 (version résumée).

http://www.rte-france.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/bilan_previsionnel/bilan_resume_2006_2015.pdf

[RTE-08] Réseau de Transport d'Electricité (RTE). Consommation française d'électricité caractéristiques et méthode de prévision. France, décembre 2008

[RTE-09] Réseau de Transport d'électricité (RTE). Rapport annuel sur la qualité de l'électricité. Résultats 2009. France, 2009.

[RTE-10]. Bilan Prévisionnel Equilibre Offre-Demande 2009. Réseau de transport d'électricité (RTE)

[RTE-10b] Bilan de mécanismes d'ajustement pour les mois de janvier, février, mars, avril 2010.

<http://www.rte-france.com/fr/nous-connaître/qui-sommes-nous/nos-publications>

[RUE-08] Ruelle Guilbert. Président de la commission «Énergie et changement climatique» de l'Académie des technologies. 10 Questions à Guilbert Ruelle. L'éolienne une énergie du XXIème siècle. Commission d'énergie et changement climatique (CE&CC). Octobre 2008

[RUI-01] Rui M. G. Castro and Luís A. F. M. Ferreira. .A Comparison between Chronological and Probabilistic Methods to Estimate Wind Power Capacity Credit. IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 16, NO. 4, November 2001.

[RISO-09] <http://www.windatlas.dk/Europe/landmap.html>

[SAE-08] Sáenz de Miera Gonzalo . Gónzales Pablo del Rio. Vizcaíno Ignacio .Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: The case of wind electricity in Spain. Energy Policy 36 (2008) 3345-3359. Elsevier

[SAW-03] Sawin J. National Policy Instruments: Policy Lessons for the Advancement & Diffusion of Renewable Energy Technologies Around the World. Thematic background paper. Worldwatch Institute. Washington DC. 2003

[SAW-07] Janet Sawin. Germany Leads Way on Renewables sets 45% Target by 2030. World Watch Institute. Vision for a sustainable world. 2007 <http://www.worldwatch.org/node/5430>

[SEI-02] Cost Benefit Analysis of government support options for Offshore Wind Energy. Sustainable Energy Ireland (SEI). November 2002.

<http://www.seai.ie/uploadedfiles/InfoCentre/offshorwindenergy.pdf>

[SID-05] Siden G.E. Characteristics of the UK wind resource : Long-term patterns and relationship to electricity demand. Energy Policy. Volume 35, Issue 1, January 2007, Pages 112-127

[SIJ-02] Sijm J.P.M. The performance of feed-in tariffs to promote renewable electricity in European countries. ECN-C-02-083.

<http://www.ecn.nl/docs/library/report/2002/c02083.pdf>

[SIN-07] Singh Deependra, Singh Devender, Verna K.S. GA based Optimal Sizing & Placement of Distributed Generation for Loss Minimization. Proceedings of world Academy of Sciences, Engineering and Technology. Volume 26 December 2007. ISSN 2070-3740

- [SKE-08] Skea J., Anderson D., Green T., Gross R., Heptonstall Ph., Leach M. Intermittent renewable generation and the cost of maintaining power system reliability. IET Gener Transm. Dist. 2008 2, (1) pp 82-89
- [STE-06] Stern Nicholas. Résumé du rapport en français. Publié le 30 octobre 2006.
<http://www.lesechos.fr/medias/2007/0115//300131480.pdf>
http://www.hm-treasury.gov.uk/stern_review_final_report.htm
- [STR-07] Strbac Goran, Shakoor Anser, Black Mary, Pudjianto Danny, Bopp Thomas. Impact of wind generation on the operation and development of the UK electricity systems. Electric Power Systems Research 77 (2007) 1214–1227
- [STR-02] Strbac Goran. Quantifying the system costs of additional renewable in 2020. A report of Department of Trade & Industry. ILEX Energy Consulting. Manchester Centre for Electrical Energy, UMIST.
- [SWI-06] Swider D., Vob A., Barh R., Brand H., Weber C., Vogel Ph., Meibom P., Strbac G., Black M., Figueredo V., Auer H.m Obersteiner C., Weissensteiner L., Prügler W., Faber T., Resch G. Disaggregated System Operation cost and grid extension cost caused by intermittent RES-E grid Integration.Green-Net EU-27. Intelligent Energy Europe. 2006
- [TEI-09] Teitelbaum D. Renewable Energy: case studies. European Union. February 2009.
<http://earthaction.typepad.com/files/eucasestudies-1.pdf>
- [TEN-09] Teninge A. Participation aux services système de parcs éoliens mixtes : Application en milieu insulaire. Thèse de doctorat Institut National Polytechnique de Grenoble (INPG). Décembre 2009.
- [UCTE-06] Interim Report System Disturbance on 4 November 2006. UCTE union for the co-ordination of transmission of electricity.2006
- [UCTE-07] Final Report System Disturbance on 4 November 2006. UCTE union for the co-ordination of transmission of electricity. 2007
- [UCTE-07b] EC/UCTE Press Conference Brussels, 30 January 2007. José Penedos – UCTE President
- [VOL-04] Volkmar L. REFIT and RPS: options for a harmonized community framework. Energy Policy.32.12. (2004). 1405-1414
- [VOO-00] Voorspools Kris R., Brouwers Els A., D’Haeseleer William D. Emissions indirectes des Gaz à effet serre des centrales “à émissions zéro ». 2000
http://www.kuleuven.be/ei/Public/publications/EIWP00-09_fr.pdf
- [VOO-06] Voorspools Kris R., D’haeseleer William D.. An analytical formula for the capacity credit of wind power. Renewable Energy 31 (2006) 45–54
- [VOO-07] Voorspools Kris R., D’haeseleer William D.. Critical evaluation of methods for wind-power appraisal. Renewable and Sustainable Energy Reviews 11 (2007) 78–97
- [WAN-08] Wang Lingfeng, Singh Chanan. A New Method for Capacity Credit Estimation of Wind Power. Fifteenth National Power Systems Conference (NPSC), IIT Bombay, December 2008
- [WAN-93] Wan Y-H., Parsons B. Factors Relevant to Utility Integration of Intermittent Renewable Technologies. August 1993. National Renewable Energy Laboratory (NREL).NREL/TP-463-4953
- [WEO-02] Offshore Wind Capital Grants Schemes (UK). World Energy Outlook (WEO) Database. International Energy Agency. January 2002.

<http://www.iea.org/textbase/pm/?mode=weo&id=893&action=detail>

[WEO-07] World Energy Outlook 2007. Perspectives énergétiques mondiales 2007. Agence Internationale de l'Energie (AIE)

[WEO-09] World Energy Outlook 2009. Perspectives énergétiques mondiales 2009. Agence Internationale de l'Energie (AIE)

[WIJ-90] Van Wijk A. Wind energy and electricity production. Doctoral thesis. Utrecht University; 1990.

[WOY-07] Woyte Achim, Srikanth Chantira. 3E and Deutsche Energy Agentur. TradeWind. D.7.2- Analysis of the Market and Regulatory Situation with Current Rules. Further Developing Europe's Power Market for Large Scale Integration of Wind Power. August 2007.

[WWEA-10] World Wind Energy report 2009. World Wind Energy Association (WWEA) 2010. <http://www.wwindea.org/home/index.php>

[WWE-08]. World Wind Energy Report 2008 published <http://www.wwindea.org/home/index.php>

A1. Objectifs et politiques pour le développement des énergies renouvelables

A1.a Objectifs nationaux de développement des énergies renouvelables

Country	Target 2010	Target 2020
Austria	78.1%	
Belgium	6.0%	
Cyprus	6.0%	
Czech Republic	8.0%	15.0 – 16.0% ¹⁾
Denmark	29.0%	
Estonia	5.1%	
Finland	31.5%	
France	21.0%	
Germany	12.5%	20.0%
Greece	20.1%	29.0%
Hungary	3.6%	
Ireland	13.2% ²⁾	
Italy	25.0%	
Latvia	49.3%	
Lithuania	7.0%	
Luxembourg	5.7%	
Malta	5.0%	
Netherlands	9.0%	10.0% ³⁾
Poland	7.5%	
Portugal	39.0%	
Slovakia	31.0%	
Slovenia	33.6%	
Spain	29.4%	
Sweden	60.0%	
UK	10.0%	20.0% ⁴⁾
<p>¹⁾ Target by 2030</p> <p>²⁾ Ireland increased its target to 15% by 2010.</p> <p>³⁾ Target: 10% RES share of total energy consumption</p> <p>⁴⁾ The UK Government has stated that it wants to have a 20% target in place in 2020, but it has not yet been formally confirmed.</p>		

A1.b Synthèse sur les politiques d'incitations: avantages, désavantages et expériences

Type de mécanisme d'incitation	Avantage	Désavantage	Expérience
Technologie Spécifique. Détermination de la Tarif	<ul style="list-style-type: none"> * cette politique tient compte des coûts de production de l'électricité (investissements, O&M, coûts du combustible, etc.) ainsi que des autres facteurs, tels que: émissions de CO2 par exemple. * Système orienté à la demande 	<ul style="list-style-type: none"> * Complexité élevée puisque le tarif est difficile à déterminer (dépend de beaucoup de paramètres) * Faible niveau de transparence * Incertitude pour les investisseurs et les opérateurs des centrales à cause de la complexité 	Portugal (le tarif tient compte des coûts évités à la société)
Obligation d'achat	<ul style="list-style-type: none"> * Sécurité d'investissements pour garantie d'achat * Peu complexité administrative * Grâce à sa mise en place a permis le développement des EnR 	<ul style="list-style-type: none"> * Incompatibilité avec le marché libéralisé (l'énergie doit être achetée indépendamment de la demande) 	Estonie, Slovaquie (marché de pertes du réseau)
« Stepped Tarif »	<ul style="list-style-type: none"> * Différences en coûts de production (Taille de la centrale, type de combustible,) * On peut exploiter les sites avec des conditions moins favorables * Minimisation du risque de surcompensation pour les producteurs les plus efficaces * Niveau modéré de rémunération pour les sites plus favorables. * Charge modérée de la facture d'électricité chez les consommateurs d'électricité. * Augmentation des coûts d'électricité selon la localisation (profondeur et grandes distances offshore) 	<ul style="list-style-type: none"> * Complexité administrative élevée (définition d'une turbine de référence en Allemagne) * Faible Transparence (pour plusieurs niveaux de tarif pour une même technologie) * Potentiel diminution de l'efficacité du système du aux décisions d'investissement 	France, Allemagne, Pays Bas, Cyprès. Le tarif peut dépendre de la localisation, la taille de la centrale ou du type de combustible utilisé.
Tarif dégressive	<ul style="list-style-type: none"> * Sécurité d'investissements garantie * Transparence * Incitation à construire tôt dans le temps parce que le niveau de rémunération diminue dans le temps * Subventions au développement technique * charge base aux consommateurs EnR 	<ul style="list-style-type: none"> * Il y a des problèmes lorsque le taux de dégression est fixé par plusieurs années, le système n'est pas flexible quand il y a une variation de technologie * Il est difficile de définir un taux de dégression, à cause de l'impossibilité d'établir une prévision sur l'apprentissage technologique. 	Allemagne, Espagne (2%)
Tarif Premium	<ul style="list-style-type: none"> * Compatibilité avec le marché * Moins de distorsion du marché * Demande orientée * Subventions pendant la durée de vie de la centrale. 	<ul style="list-style-type: none"> * La sécurité des investissements se réduit parce que il n'y a pas une garantie d'achat * Probabilité élevée d'augmenter les coûts pour les consommateurs d'électricité, surtout si les prix des marchés augmentent. 	* Espagne, Slovaquie, République Tchèque, Danemark
Premium additionnel pour les producteurs	<ul style="list-style-type: none"> * Les premiums permettent d'influencer aux producteurs d'EnR sur les comportements. 	<ul style="list-style-type: none"> * Complexité pour le système 	
Premium additionnel pour "Repowering"	<ul style="list-style-type: none"> * Subventions pour remplacement de vieilles et petites turbines * L'amélioration de la technologie permet récupérer plus d'électricité dans les mêmes conditions du vent. * Amélioration de la gestion du réseau * Les nouvelles turbines sont mieux ajustés au réseau 	<ul style="list-style-type: none"> * Sous-estimation de la vie utile des turbines 	Espagne, Danemark.
Orientation à la Demande	<ul style="list-style-type: none"> * Ce système prend en compte la demande d'électricité * Plus sensibilité des producteurs à la demande * Subvention à l'alimentation du système lorsque elle est très importante 	<ul style="list-style-type: none"> * Complexité élevée * les producteurs ne connaissent pas toujours les situations de demande élevée * Ceci n'a pas de sens pour les producteurs du solaire et d'éolien puisque les opérateurs ne peuvent pas influencer la production d'électricité 	
Augmentation de l'acceptation locale	<ul style="list-style-type: none"> * Subvention pour les autorités locaux à développer projets d'énergies renouvelables * Intérêt à l'efficacité des centrales et développement durable de EnR * Rémunération de la production d'électricité sont utilisés pour le bien-être de gens 	<ul style="list-style-type: none"> * Complexité administrative * Augmentation de coûts de support du système 	

A2. Analyse de l'équation du CC_E en [VOO-06]

[VOO-06] se base dans la littérature existante pour élaborer une expression mathématique pour le CC_E . Cette fonction est basée dans le taux de pénétration de l'éolien, le facteur de capacité (ou l'utilisation annuelle des turbines éoliennes), le taux de défaillance des centrales conventionnelles et le foisonnement des centrales éoliennes. Ceci représente une première expression pour le CC_E qu'est ensuite adaptée pour couvrir la dispersion des éoliennes dans le réseau électriques. Il intègre donc un coefficient de dispersion (faible dispersion, dispersion moyenne, dispersion élevée) afin de tenir compte des divers niveau de foisonnement des centrales éoliennes.

$$CC = 1 - \frac{P_{avec} - P_{sans}}{P_{éolien}}$$

CC = Crédit de capacité

$P_{éolien}$ = Capacité éolienne additionnelle considérée

P_{avec} = Capacité totale du système avec éolien

P_{sans} = Capacité totale du système sans éolien

Normalement, $P_{avec} > P_{sans}$ à cause de la faible "reliability" de l'éolien par rapport à une centrale conventionnelle, dont signifie que des investissements dans des sources back-up seront nécessaires à programmer afin de maintenir le même LOLE. [VOO-06] propose donc une première expression pour le CC_E qu'est ensuite adapté pour couvrir la dispersion des éoliennes dans le réseau électriques. il intègre donc un coefficient de dispersion (faible dispersion, dispersion moyenne, dispersion élevée) afin de tenir compte des divers niveau de dispersion.

Les données analysées sont ceux de Pays bas présentés par [WIJ-90] dans sa thèse doctorale, et montrent que le CC_E est influencé par la distribution spatiale des turbines éoliennes au long du réseau.

La formule est présentée à continuation :

$$CC = \frac{U}{V + \delta} \frac{FC_{éolien}}{R_{système}} (1 + W \delta e^{-Y(V+\delta)(x-1)}) \text{ Pour } x > 1\%$$

$$CC = \frac{U}{V + \delta} \frac{FC_{éolien}}{R_{système}} (1 + W) \text{ Pour } x < 1\%$$

x = Taux de pénétration de l'éolien en % de la demande de pointe (« peak load »)

$FC_{éolien}$ = Facteur de capacité du système

$R_{système}$ = "Realibility" des centrales conventionnelles (on l'assumer comme 85% pour les centrales conventionnelles)

δ = Coefficient de dispersion, $\delta = 0$ dispersion parfaite (pour une sortie constante combinée)

$\delta = 1$ pour aucune dispersion, c'est-à-dire que la sortie des turbines est parfaitement corrélée.

U, V, W, Y = des coefficients choisis pour obtenir une corrélation parfaite.

Déjà cette expression se centre au calcul des bons coefficients et le choix correct du niveau de dispersion des turbines. D'un part, cette méthode est liée aux concepts n'a pas encore définis dans la littérature tel que la dispersion des turbines dans un réseau électrique. Une première question qu'en résulte : comment est-telle déterminé la dispersion des turbines dans une région géographique donné ? Et comme cette équation peut être appliquée dans une autre région ou système électrique. Surtout lorsque [VOO-06] se base dans de coefficients de dispersions de divers travaux.

Plusieurs choses sont aussi à retenir ici.

[WIJ-90] observe que le CC dépend du FC des turbines et l'on voit dans l'expression qu'il est internalisé dans l'équation du CC. Pour des niveaux de pénétration en dessous de 1%, le CC est constant est proportionnel au FC, pour des taux de pénétration en dessus de 1%, le CC décroît exponentiellement avec le taux de pénétration

La discontinuité du calcul montre que le CC présent une limite supérieur, en général le crédit de capacité sera limité par le FC.

A3. Données pour le modèle de calcul

Données pour le modèle de charge

Données de la demande de pointe hebdomadaire en pourcentage de la demande de pointe

Semaine	% Pointe	Semaine	% Pointe
1	86.2	27	75.5
2	90.0	28	81.6
3	87.8	29	80.1
4	83.4	30	88.0
5	88.0	31	72.2
6	84.1	32	77.6
7	83.2	33	80.0
8	80.6	34	72.9
9	74.0	35	72.6
10	73.7	36	70.5
11	71.5	37	78.0
12	72.7	38	69.5
13	70.4	39	72.4
14	75.0	40	72.4
15	72.1	41	74.3
16	80.0	42	74.4
17	75.4	43	80.0
18	83.7	44	88.1
19	87.0	45	88.5
20	88.0	46	90.9
21	85.6	47	94.0
22	81.1	48	89.0
23	90.0	49	94.2
24	88.7	50	97.0
25	89.6	51	100.0
26	86.1	52	95.2

Données de la consommation journalière en pourcentage de la pointe hebdomadaire

Day	MW
Lundi	93
Mardi	100
Mercredi	98
Jeudi	96
Vendredi	94
Samedi	77
Dimanche	75

Données de la consommation horaire en pourcentage de la pointe journalière

Pointe horaire en pourcentage de la pointe journalière

Heure		Hiver		Printemps& Automne		Eté		Printemps& Automne		Hiver	
		1-8		9-17		18-30		31-43		44-52	
Dés	à	JWk	Wknd	JWk	Wknd	JWk	Wknd	JWk	Wknd	JWk	Wknd
12	1	67	78	63	75	64	74	63	75	67	78
1	2	63	72	62	73	60	70	62	73	63	72
2	3	60	68	60	69	58	66	60	69	60	68
3	4	59	66	58	66	56	65	58	66	59	66
4	5	59	64	59	65	56	64	59	65	59	64
5	6	60	65	65	65	58	62	65	65	60	65
6	7	74	66	72	68	64	62	72	68	74	66
7	8	86	70	85	74	76	66	85	74	86	70
8	9	95	80	95	83	87	81	95	83	95	80
9	10	96	88	99	89	95	86	99	89	96	88
10	11	96	90	100	92	99	91	100	92	96	90
11	12	95	91	99	94	100	93	99	94	95	91
12	1	95	90	93	91	99	93	93	91	95	90
1	2	95	88	92	90	100	92	92	90	95	88
2	3	93	87	90	90	100	91	90	90	93	87
3	4	94	87	88	86	97	91	88	86	94	87
4	5	99	91	90	85	96	92	90	85	99	91
5	6	100	100	92	88	96	94	92	88	100	100
6	7	100	99	96	92	93	95	96	92	100	99
7	8	96	97	98	100	92	95	98	100	96	97
8	9	91	94	96	97	92	100	96	97	91	94
9	10	83	92	90	95	93	93	90	95	83	92
10	11	73	87	80	90	87	88	80	90	73	87
11	12	63	81	70	85	72	80	70	85	63	81

JWk= Jour de la semaine

Données pour le modèle de production

Mix de production pour le modèle RTS

Unit Size of MW	Type	Number of Units	Forced Outage Rate	MTTF(1) hrs.	MTTR(2) hrs.	Scheduled Maintenance wks/year
12	Oil/Steam	5	0,02	2940	60	2
20	Oil/CT	4	0,1	450	50	2
50	Hydro	6	0,01	1980	20	2
76	Coal/Steam	4	0,02	1960	40	3
100	Oil/Steam	3	0,04	1200	50	3
155	Coal/Steam	4	0,04	960	40	4
197	Oil/Steam	3	0,05	950	50	4
350	Coal/Steam	1	0,08	1150	100	5
400	Nuclear	2	0,12	1100	150	6

Mix de production pour le modèle RBTS

Unit Size	Type	No,of Unit	OR	MTTF (hr)	Failure rate per year	MTTR (hr)	Repair rate per year	Schedule maintenance wk/year
5	Hydro	2	0,01	4380	2	45	198	2
10	Thermal	1	0,02	2190	4	45	196	2
20	Hydro	4	0,02	3650	2,4	55	157,6	2
20	Thermal	1	0,03	1752	5	45	195	2
40	Hydro	1	0,02	2920	3	60	147	2
40	Thermal	2	0,03	1460	6	45	194	2

Tableau de probabilité de la vitesse du vent pour le site $\mu = 19,6$ Km/h et $\sigma = 10,06$ Km/h [KAR-06]

Vitesse du vent (μ et σ)	Vitesse du vent (Km/h)	Probabilité
$\mu - 2 * (5\sigma / 3)$	0	0.0051
$\mu - (5\sigma / 3)$	2.7633	0.1920
μ	19.5300	0.6120
$\mu + (5\sigma / 3)$	36.2967	0.1796
$\mu + 2 * (5\sigma / 3)$	53.0633	0.0109
$\mu + 3 * (5\sigma / 3)$	69.8300	0.0003

A4. Méthodes d'estimation du Crédit de Capacité

Chacune de variables utilisées dans la méthode pour l'estimation de coûts est définie comme ci-dessous :

ΔCS : Changement de coûts dans le système

CI : Coût de l'intermittence

CAP : capacité installée d'une technologie donnée en GW (TGC ou éolienne)

CFx : Coût Fixe (€/MW/an),

CV : Coût Variable (€/MWh/an)

CCE : Crédit de Capacité de l'éolien (%)

FC : Facteur de capacité maximale

Coût total du système

La méthode proposée par [GRO-06] permet de calculer le changement total des coûts du système comme conséquence de l'intégration de la production intermittente. Ici la centrale de référence est la centrale du type TGCC.

La méthode est développée en trois temps :

Premièrement, on calcule les coûts fixes et variables de la centrale de production éolienne :

$$C1 = CF_I * Cap_I + CV_I * Cap_I * FC_I \quad \text{Équation A-1}$$

Deuxièmement, on calcule les coûts variables évités de la centrale de référence

$$C2 = Cap_I * FC_I * CV_R \quad \text{Équation A-2}$$

Ensuite on calcule les coûts fixes évités de la centrale de référence comme résultat de la capacité de crédit de la centrale éolienne.

$$C3 = Cap_I * CC_I * CF_R \quad \text{Équation A-3}$$

Enfin, la variation totale de coûts entre un scénario avec éolienne est un scénario avec la capacité équivalente est calculé comme dans l'équation A-4 :

$$\Delta CS = C1 - C2 - C3 \quad \text{Équation A-4}$$

Autrement exprimé :

$$\Delta CS = CS_I - CS_R = CF_I * Cap_I + CV_I * Cap_I * FC + Cap_I * FC_I * CV_R + Cap_I * CC_I * CF_R \quad \text{Équation A-5}$$

Selon la démarche précédente la variation totale de coûts correspondant aux coûts de construction et de fonctionnement de la centrale éolienne moins les économies de combustible de la centrale de référence moins les économies de coûts fixes évités de la centrale éolienne grâce au crédit de capacité accordée à la centrale éolienne.

Cette méthode permet d'identifier les coûts additionnels d'intégrer l'éolien et de remplacer une partie de l'apport des centrales conventionnelles en tenant compte le crédit de capacité.

Coût unitaire de la réserve

Cette deuxième approche propose une méthode de calcul qui permet d'estimer d'une façon détaillée les coûts d'intégration de l'éolien sans modifier les conditions de sûreté du système. Dans cette méthode, les coûts unitaires de la centrale éolienne sont comparés avec ceux de la centrale de référence. Même si cette analyse est orientée vers l'identification de coûts individuels pour chaque type de centrale, les coûts de l'intermittence sont importants afin de déterminer les coûts supplémentaires pour le système.

Premièrement, les coûts fixes et variables de la centrale éolienne sont calculés selon l'équation A-6.

$$C1 = \frac{CF_I}{FC_I} + CV_I \quad \text{Équation A-6}$$

Auxquels s'ajoutent les coûts de l'intermittence : C_I .

Les coûts fixes et variables évités de la centrale TGCC équivalent sont calculés comme indiqué dans l'équation A.7.

$$C2 = \frac{CF_R}{FC_R} + CV_R \quad \text{Équation A-7}$$

La variation totale de coûts unitaires est donc calculée comme

$$\Delta CU = C1 + C_I - C2 \quad \text{Équation A-8}$$

Où plus explicitement

$$\Delta CU = UC_I - UC_R = \frac{CF_I}{FC_I} + CV_I + C_I - \frac{CF_R}{FC_R} - CV_R \quad \text{Équation A-9}$$

La variation totale de coûts unitaires correspond au coût de construction et de fonctionnement de la centrale éolienne plus le coût attaché à l'intermittence moins les coûts fixes et variables de la centrale équivalente.

Cela permet de quantifier l'impact de la capacité de crédit et de la capacité de réserve additionnelle mise en place afin de préserver la sûreté du système. Il faut tenir compte que ce calcul considère les centrales fonctionnant pour couvrir la demande de base c'est-à-dire au facteur de capacité maximal.

L'intérêt est donc d'estimer le coût de l'intermittence, la variable inconnue. C_I

Réconciliation des deux méthodes

[SKE-08] a proposé la réconciliation de 2 méthodes nous permet comparer le changement de coûts dans le système lors de l'intégration de la production intermittente.

En effet, la deuxième méthode, à l'échelle de système doit aussi fournir le changement de coûts présentés par la première méthode.

A partir du calcul des coûts unitaires de la deuxième méthode, le changement de coûts dus à l'intégration de l'éolien est égal à:

$$\Delta CS = \Delta CU * CAP_I * FC_I \quad \text{Équation A-10}$$

En remplaçant les termes ΔCS et ΔCU obtenus des méthodes précédentes :

$$\Delta CS = \left[\frac{CF_I}{FC_I} + CV_I + C_I - \frac{CF_R}{FC_R} - CV_R \right] * CAP_I * FC_I \quad \text{Équation A-11}$$

$$\begin{aligned} \Delta CS = & CF_I * Cap_I + CV_I * Cap_I * FC_I + C_I * Cap_I * FC_I \\ & - \frac{CF_R}{FC_R} * Cap_I * FC_I - Cap_I * FC_I * CV_R \end{aligned} \quad \text{Équation A-12}$$

Nous obtenons la variable coût de l'intermittence comme présentée dans l'équation A-13.

$$C_I = CF_R * \left(\frac{1}{FC_R} - \frac{CC_I}{FC_I} \right) \quad \text{Équation A-13}$$

En termes généraux, le coût de l'intermittence est égal aux coûts fixes de l'énergie équivalente TGCC moins les coûts fixes évités de remplacer la centrale équivalente étant donnée la capacité de crédit de la centrale éolienne.

Cette expression présente les coûts fixes des centrales d'appui ou remplacement requis pour garder la fiabilité du système étant donné que la production éolienne peut déplacer encore plus de centrales équivalentes.

On peut donc déduire la différence entre les coûts unitaires de la centrale intermittente et la centrale de référence:

$$\Delta CU = \frac{CF_I}{FC_I} + CV_I + CF_R * \left(\frac{1}{CF_R} - \frac{CC_I}{FC_I} \right) - \frac{CF_R}{FC_R} - CV_R \quad \text{Équation A-14}$$

[SKE-08] propose une autre méthode que tient compte du facteur de charge des centrales de référence. Etant donné l'équivalence des méthodes dans notre étude nous n'évoquons pas cette démarche.

En effet cette définition permet la réconciliation des études de intégration au système et des études de coût de production unitaires à travers de la comparaison des options de production de base (« *base load generation options* »). La définition a pourtant un comportement très intéressant, le rapport CC_i/FC_i détermine la contribution relative de la production intermittente à la demande de pointe contre la demande moyenne. Pour une contribution élevée à la demande de pointe signifiera des coûts faibles par rapport à l'intermittence. [SKE-08].

Comme il a été observé de méthodes permettant calculer le coût de l'intermittence de l'éolien les variables en jeux corroborent les analyses menés dans la section 4.3. Ces calculs ne peuvent cependant être isolés des conditions de sûreté du système.

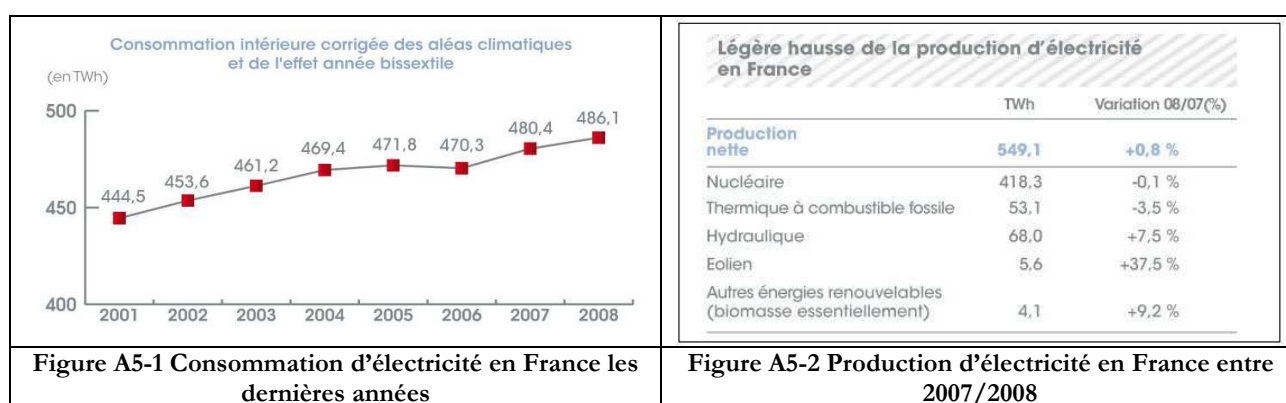
A5. Cas d'étude France 2020

Données d'entrée

Nous présentons en détail la construction des données d'entrée permettant d'intégrer au modèle de calcul du coût de l'intermittence.

Prévision de la consommation d'électricité en France

La courbe ci-dessous, montre l'évolution de la consommation d'électricité en France qui a progressé de 1%/an entre 2006 et 2008.



En 2008, la production d'électricité en France a atteint 486,1 TWh heures dont 47 TWh ont été exportés. Il est important de noter que la consommation de pointe augmente plus vite que la consommation globale ce qui a conduit en 2009 à un nouveau maximum historique de consommation enregistré le 7 janvier 2009 à 19h avec une puissance de 92,5 GW. Nous porterons donc une attention particulière à cette évolution de la demande de pointe sur le moyen terme.

Le scénario de croissance (prévision) de la consommation retenu pour le moyen terme correspond à celui présenté par RTE dans son bilan 2007. Ce scénario est basé sur une représentation analytique de la consommation par usage et par secteur d'activités en tenant compte des efforts accrus en matière d'efficacité énergétique et de maîtrise de la demande (MDE). La consommation globale prévue pour 2015 et 2020 est de 521 TWh, et 552 TWh pour le scénario « Haut », cela représentant une hausse limitée de 12 et 18 TWh respectivement par rapport au scénario « Référence » du Bilan Prévisionnel 2007 à ce même horizon. Les prévisions des consommations sont résumées dans le tableau suivant [RTE-07].

Scénario de consommation de l'électricité				
Consommation intérieure d'électricité TWh/an	Bas	MDE-Renforcé	Référence (Trajectoire probable)	Haut
Année 2015	485	490,2	508,8	520,9
Année 2020	493	506	534	552

Tableau A5.1. Prévision de la consommation d'électricité à l'horizon 2015- 2020 [Bilan 2007-RTE-07]

*Scénarios de prévision du parc de production : la place de l'éolien en France***• Composition du parc actuel et perspective futures [RTE-07]**

Le parc nucléaire en France représente près de 80% de la capacité totale installée et de l'énergie produite. La production nucléaire répond donc plus particulièrement à la demande de base et constitue un moyen de production efficace pour des heures d'appel en deçà de 8000h. En général, l'ensemble du parc nucléaire français développe une puissance de 63,13 GW.

L'évolution de cette filière à moyen terme considère l'addition d'une unité de 1600MW (réacteur type EPR (European Pressurised Water Record)) sur le site de Flamanville, prévue au cours de l'année 2012. Un second réacteur du type EPR a été annoncé par les pouvoirs publics le 29 janvier 2009, sur le site de Penly (Seine-Maritime), avec un raccordement en réseau prévu en 2017.

En ce qui concerne la capacité thermique centralisée, qui rassemble tous les groupes charbon et fioul de plus de 100MW, les cycles combinés gaz et les turbines à combustion (TAC-utilisées en pointe) dont la plupart correspondent à des installations anciennes (plus de 25 ans), la puissance exploitable au 1^{er} janvier 2009 s'élève à 15,6 GW : fioul lourd (5.8GW), Charbon (6.9GW), autres combustibles (2,9GW). Le futur interclassement économique de groupes thermiques classiques dépend fortement de la réglementation environnementale en place et son évolution dans les années prochaines (limitation d'émissions polluantes atmosphériques/ Gaz à Effet serre (GES), allocation de quotas CO₂).

La plupart des projets envisagés sont constitués par des cycles combinés à gaz (CCG), pour un total d'environ 16000 MW dont 4 300 MW déjà en construction. L'ensemble des centrales seront disponibles entre 2009 et 2012.

D'autre part, la puissance classique décentralisée dont la production est considérée comme fatale, regroupe 8,5GW repartis entre centrales de cogénération, biocombustibles et certains groupes diesel, ces derniers appelés en cas de pointe extrême. Premièrement, le maintien du parc de cogénération dépend largement de la rénovation des contrats de rachat et de l'évolution du prix de gaz naturel. En ce que concerne, le développement des nouvelles installations thermiques fonctionnant avec des EnR (biomasse, biogaz, géothermie), dans l'arrêt PPI du 7 juillet 2006, établi un objectif cumulé de 1390 MW en 2010 et 2750 MW en 2020 ciblant donc l'évolution de cette filière.

Quant à la filière hydroélectrique, au cours des derniers 20 années, a souffert d'une stagnation. La puissance installée s'élève à 25,6GW en France continentale dont l'énergie productible annuelle moyenne est de 69,3 TWh sans tenir compte du pompage dans les STEP (Station de transfert d'énergie sans pompage). Les perspectives de cette filière sont assez faibles, les objectifs en matière d'évolution sont de 500MW d'ici 2010 et 2000MW en 2015, fixés dans l'arrêt PPI du 7 juillet 2006. D'ailleurs un second scénario considérant un potentiel de 7TWh est orienté par l'objectif 2020 du Grenelle de l'Environnement.

Ainsi pour la filière des énergies renouvelables, une politique environnemental influence les perspectives de projets futures, les éléments émergents tels que : la Directive Européenne EC/2001/77, le paquet Climat-Energie, la loi d'orientation de la politique énergétique (POPE) et les derniers commandements du Grenelle de l'environnement poussent modifier le parc actuel vers un scénario de fort développement des EnR. Un objectif est fixé « 20% de la consommation intérieure d'électricité doit être fourni par des sources renouvelables » en 2020.

- **La place de l'éolien dans le bouquet énergétique français**

Au premier janvier 2009, la puissance installée en France, été de 3400MW pour une production de 5,6TWh en 2008. Le facteur de charge enregistré ces trois dernières années est de 24% (2100 heures de fonctionnement en pleine puissance).

A ce moment-là, Durant la période actuelle de grand froid que connaissent la France, l'Energie éolienne approvisionne en électricité l'équivalent d'une ville comme Marseille. Pendant la pointe historique du 7 Janvier 2009, l'éolienne prouve 1000MW. Une première question en résulte, est-ce que l'éolien participe à la demande de pointe ? A priori, le résultat des études montre que l'éolien en France participe à couvrir la demande de pointe. Nous essayerons de répondre ceci, pour le scénario en question, par la suite.

Malgré son caractère d'énergie fatale, il a été constaté que la production éolienne en France contribue à l'équilibre offre-demande (disons à la demande de pointe) :

[... Ainsi malgré l'intermittence de sa production, le parc éolien participe à l'équilibre offre-demande, contribuant à l'ajustement du parc à hauteur d'une fraction de la puissance éolienne installée, appréciée en termes de puissance substituée. En France, les premiers GW installés d'éoliennes se substituent chacun à approximativement 0,25GW de moyens thermiques ; au-delà, le taux de substitution décroît avec la puissance installée. Mais sous réserve d'un développement géographiquement équilibré, on peut retenir que 20GW d'éoliennes ou 4 GW d'équipements thermiques apparaissent équivalentes en termes d'ajustement du parc de production. ...] [RTE-09]. On retient les résultats donnés par les études britanniques et allemandes.

Bien que dans le contexte technique l'éolien paraît contribuer à résoudre certains problèmes du réseau, l'aspect économique est aussi déterminant. Comme on a vu dans le deuxième chapitre, en France, l'éolienne profite d'un mécanisme d'aide très incitatifs d'obligation d'achat et d'un cadre réglementaire assez fort : preuve de ceci, l'établissement de la loi d'orientation de la politique énergétique (POPE), la mise en place des zones du développement de l'éolien (ZDE) et les derniers directrices du Grenelle de l'environnement.

L'objectif orienté par le Grenelle de l'environnement pour le développement de l'éolien en France, envisage une capacité installée de 25 000 MW en 2020, repartis entre 19 000 MW sur terre et 6 000 MW en mer. Un rythme de croissance de 1000 MW par an est envisagé par RTE. Cet enjeu financier opérant au travers la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE).

Indépendamment des atouts et avantages de cette source de production d'électricité, il est vrai que la place de l'éolien sera cruciale dans le bouquet énergétique d'aujourd'hui et demain.

Autre, la dynamique du développement de la filière photovoltaïque ces dernières années, avec une puissance installée actuel de 48 MW au facteur de charge de 11,4% et 1000h de fonctionnement à pleine puissance (2008) retrouve une place privilégiée dans la fourchette des EnR, avec une perspective de 5 400MW de capacité installées à l'horizon 2020 selon les objectifs du Grenelle de l'environnement.

- **Les scénarios d'évolution du parc de production**

Le bilan actualisé 2009 propose un premier scénario d'évolution du parc qui s'appuie sur l'offre « acquise » c'est-à-dire l'ensemble des projets engagés et non réversibles, qui permettent donc d'établir une évaluation « par défaut » de la composition du parc de production d'électricité à moyen terme. Ce parc est toutefois insuffisant pour satisfaire la demande anticipée. Le second scénario « Projets Engagés » correspond de ce fait à une trajectoire d'évolution du parc de production plus probable.

Vision Centrale Puissance installée en France [GW]	Offre "Projets engagés"	Vision "centrale"	Vision "centrale"
Technologie	2015	2020	2025
Nucléaire	65	65	65
Charbon	3,9	2,9	2,9
CCG	5,9	9,9	11,4
Fioul et TAC	7	10,5	12,7
Thermique décentralisé	7,1	7	7
Hydraulique	25,4	25,4	25,4
Eolien	9,5	17	22
Photovoltaïque	1,4	5,4	10

Tableau A5.2 Trajectoire probable du parc électrique français.

La disposition de ce parc est le résultat des estimations à moyen et long terme faites par RTE en tenant compte des projets engagés.

Pour compléter les informations données par les projets engagés de RTE, nous appuyons notre étude sur les hypothèses prises dans la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) pour la production d'électricité. En effet, le PPI s'inscrit comme un exercice qu'identifie les investissements nécessaires pour respecter les engagements en matière d'énergies renouvelables et de sécurité d'approvisionnement. Dans ce cadre la France conçoit dans le secteur nucléaire le maintien de parcs en service avec une faible augmentation de la production à l'horizon 2015. Il est prévu la fermeture de la moitié du parc charbon actuel d'ici 2015 avec un maintien du potentiel de cogénération. Dans ce même PPI, il n'y a pas d'évolution notable dans le secteur hydraulique.

De plus les besoins pour garantir la sécurité de l'approvisionnement sont déjà identifiés :

Besoins supplémentaires en MW		2010	2013	2016
Scénario Central	Semi-base	800	800	2600
	Pointe		700	2600
	Total	800	1500	5200

Tableau A5.3. Besoins supplémentaires du parc de production Français

Des moyens de pointe et semi-base seront assurés par les CCG, les centrales d'Hydroélectricité ou à fioul.

Nous reprenons donc, le scénario déjà proposé en 2007 par RTE avec un important développement de l'éolien et les énergies renouvelables gardent en tête la compatibilité avec les scénarios du PPI ; tout les deux orientent l'évolution du parc d'électricité Français. Nous gardons aussi l'hypothèse de croissance de la demande dans le scénario de « référence » de 508,8 TWh. Les détails du parc, les projets envisagés dans l'hypothèse ainsi que le bilan énergétique sont présentés dans les tableaux ci-dessous :

en TWh	ENR Haute
Consommation nationale	508,8
Pompage	7,4
Solde exportateur	82,2
Demande	598,4
Nucléaire	428,2
Charbon	6,7
CCG	8,2
Fioul et TAC	0,7
Thermique décentralisée non EnR	23,8
Thermique décentralisée EnR	14,8
Hydraulique	76,7
Eolien	39,3
Offre	598,4
Ratio calculé EnR	21,9%
estimation CO2 émis MtCO2	19,6

Tableau A5.4. Bilan énergétique à l'horizon 2015 « Scénario EnR »

A partir de l'offre du scénario de puissance du parc de production exploité en France « Offre Acquise », nous calculons la capacité totale du parc prévu en 2015 selon les projets potentiels en matière d'EnR et particulièrement de l'éolien.

en GW	01/01/2015	Engagement du PPI Arrêt 2006	Total
Nucléaire	65		65
Charbon	3,2		3,2
CCG	2,8		2,8
Fioul et TAC	7,3		7,3
thermique décentralisé	8	+2,75	10,75
Hydraulique	25,3	+1,5	26,8
Eolien	3,7	17	17

Tableau A5.5. Capacité de production d'électricité à l'horizon 2015

Un total de 132,85 GW, constituera le parc de puissance Français à l'horizon 2015 dans la trajectoire de fort développement de l'éolien en considérant les hypothèses expliquées ci-dessus. Dans un premier temps nous nous placerons dans ce scénario pour la suite de notre étude.

Prévision du coût moyen de production de l'électricité

Dans l'étude « coût de référence de la production électrique » présenté par la DGEMP-DIDEME -2003 les coûts de référence de l'électricité sont calculés en fonction de certaines hypothèses normatives :

- Le coût des énergies primaires
- Le taux d'actualisation
- La durée de vie de l'installation
- L'heure d'appel de fonctionnement

Premièrement, les prix de l'énergie sont inéluctablement à la hausse selon le rapport « Avenir Energétique » du Centre d'Etudes et de Recherche Economique sur l'Energie (CEREN -09). Etablir une prévision résulte donc très compliquée étant donné les divers aspects concernés dans un calcul à moyen et long terme du coût moyen de production de l'électricité.

Le prix des énergies primaires est susceptible à certains facteurs tels que les tensions géopolitiques dans les pays producteurs, la distribution de réserves potentielles à l'échelle de la planète et les coûts des infrastructures d'approvisionnement dont ne sont pas facilement modélisés dans les calculs prévisionnels.

Nous retenons le scénario « fourchette étroite » pour nos calculs, le tableau récapitulatif de coût de matières primaire se présentant ci-après:

Coût d'énergies primaires	2015 (2003)	2020 (2008)	Unité
Pétrole brut	23	55	\$/bl
Fioul domestique (hors transport et TIPP)	30	60	\$/t
Gaz naturel (prix frontière HT)	3,3	6,5	\$/MBTU
Charbon CIF ARA	30	60	\$/t
Combustible Nucléaire	52	52	\$/lb

Tableau A5.6. Coût des énergies primaires. Sources 1\$=1€ 2001 [DGEMP-03] 1€=1,15\$ 2007 [DGEMP-08]

De manière claire, le taux d'actualisation est un paramètre que permet de rendre équivalent une valeur monétaire à une date donnée par rapport à sa valeur à la date d'aujourd'hui. En France, le taux d'actualisation est de 8% par an en valeur réelle, il est établi par le Commissariat général au plan. La valeur du 8% a été retenue dans notre étude.

Les autres deux critères durés de vie de l'installation et durés d'appel de fonctionnement sont cruciaux dans la détermination de coûts. Le premier tient compte du risque associé au projet et détermine la date d'arrêt de fonctionnement à partir de la date de mise en service de l'installation. Ainsi, il permet d'évaluer et distribuer les dépenses du projet au long de la durée de vie de l'installation. D'autre part, la durée de fonctionnement permet d'établir les coûts d'exploitation et de combustible de l'installation lesquels, pour une même technologie, peuvent avoir un grand écart selon la participation de la centrale à couvrir la demande (base, semi-base, pointe, extrême pointe).

Pour notre analyse nous avons besoin de la décomposition du coût moyen en coût fixes et coût variable. Nous avons donc repris l'information donnée par l'étude DGEMP-DIDEME afin d'identifier les coûts fixes et variables associées à chaque technologie.

Technologie	Nucléaire	CCG		Charbon pulvérisé au traitement des fumées		Charbon à lit fluidisé circulant	
		Base	3000h	Base	3000h	Base	3000h
FC/heures de fonctionnement	Base	Base	3000h	Base	3000h	Base	3000h
Coûts fixes (€/kW)	169,46	63,26	63,256	146,12	146,12	135,48	135,48
Coûts Variables (€/MWh)	5,61	24,45	35,595	14,55	15,05	14,35	15,75

Tableau A5.7. Prévision du coût moyen de l'électricité à l'horizon 2015 [DGEMP-03]

Nous n'avons pas tenu compte dans notre calcul de coûts des charges fiscales, en particulier des taxes professionnelles et foncières ainsi que celle sur les combustibles.

Une hypothèse de la valeur de la taxe carbone ne sera pas prise en considération compte tenu de la non-acceptation de cette mesure dans le scénario français. Néanmoins, nous pouvons dire a priori cette taxe devrait avoir peu de répercussions sur le coût de production du kWh électrique étant donné la nature

peu émettrice du parc français, fortement nucléaire et grâce aux apports de la production hydraulique, biomasse et en générale des énergies renouvelables.

En ce que concerne le coût fixe et variable de l'éolien, nous nous sommes remis à l'information de l'étude DGEMP actualisée en 2004 pour le coût de référence des moyens de production décentralisés. Compte tenu du coût d'investissement et des charges d'exploitation, nous en déduisons un coût fixe de l'ordre de 80 €/kW et des coûts variables de 7,9 €/MWh pour une éolienne à 2500h, taux d'actualisation de 8%. (Voir tableau ci-dessous)

Année	2007	2015
Taux d'actualisation	8%	8%
Durée de fonctionnement (h)	2500	2500
Coût d'investissements (€/kW)	922	785
Durée de vie	20	20
(€/kW)	93,9	80,0
(€/MWh)	39,1	32,0
Charges d'exploitation (€/MWh)	9,2	7,9
Taxes (€/MWh)	0,39	0,32
Frais d'exploitation	0,75	0,75
Intermittence (€/MWh)	2	2
Totale	51,5	42,9
Totale (sans Taxes et intermittence)	48,3	39,83
Coût fixes (€/kW)	93,9	80,0
Coût Variables (€/MWh)	0,09	0,08

Tableau A5.8. Composition de coûts de l'éolien selon l'étude DGEMP-04

Nous avons négligé de notre étude l'estimation de taxes annuelles comprises dans les investissements et le coût externe lié à l'intégration de l'éolien (l'intermittence et l'imprévisibilité). Ces derniers coûts (donc l'objectif de notre étude) ont été déduits des autres études et extrapolé au cas Français.

Résultats de l'analyse de coûts

Nous avons appliqué au cas français la démarche proposée par [GRO-06] dans la section précédente. L'objectif a été d'estimer le coût de l'intermittence liée à la contribution de la production éolienne envisagé pour l'horizon 2015 d'accord avec le plan du développement du parc de production d'électricité de RTE en 2015 [RTE-07] et le PPI. Le taux d'insertion de l'éolien assumé en 2015 a été de 13% par rapport à la capacité installée et de 6,2% par rapport à la consommation d'électricité. Avec un crédit de capacité estimée à 20%

Un récapitulatif de résultats est présenté ci-après.

Coût total du système M€	Sans la production intermittente	Avec la production intermittente
Coûts fixes du système	12184,3	11908
Coûts variables du système	3666,9	2797
Coût total du système	15851,2	14705
Coût de la production intermittente	0	1670,47
Coût total du système M€	15851,2	16376
Variation de coûts M€		524
Coûts Unitaires du système (€/MWh)	26,5	13,34

Tableau A5.9. Composition de coûts de l'éolien selon l'étude DGEMP-04

En fin les coûts unitaires de l'intermittence dans le scénario 2015 peuvent être estimés à 4,5 €/MWh en réconciliant les méthodes de [GRO-06].

Intégration de la Production Éolienne aux Réseaux Electriques : Approches Techniques et Economiques

La Directive européenne et les politiques de prévention du changement climatique conduisent à un développement important des Énergies Renouvelables pour la production d'électricité. Ce contexte politique est en train d'induire l'insertion massive de production intermittente d'origine éolien dans les réseaux électriques. Pour répondre à la question des limites de l'intégration de l'éolien dans les réseaux électriques, nous nous appuyons sur l'étude des aspects technique et économiques. Dans ce cadre, cette thèse s'intéresse d'une part à l'étude de l'efficacité des dispositifs d'incitation économique du point de vue de leur efficacité à stimuler la croissance de l'énergie éolienne et d'autre part, aux problématiques techniques de court et long terme liées à l'intermittence de l'éolien. Dans le court-terme, les problèmes du réseau électrique ainsi que les ajustements dans le marché de l'électricité sont abordés. Dans le long terme, l'impact de l'éolien sur la sûreté de fonctionnement est évalué au moyen d'un algorithme de calcul du crédit de capacité de l'éolien.

Mots clés : Energie éolienne, dispositif d'incitation économique, tarif d'achat au prix garanti, mécanisme d'équilibre, crédit de capacité, sûreté de fonctionnement.

Wind Power integration into Electricity Networks: Technical and Economic Approaches

The development of Renewable Energy for electricity production has increased due to the European policies and directives to prevent climate change. This political context is promoting a massive insertion of intermittent wind electricity production into electrical networks. There are still doubts about the limitations of integrating wind power into the electrical networks. For this reason, we focus on the study technical and economic aspects to approach these limitations. The first purpose of this research is to determine the effectiveness of the economical incentives policies in order to stimulate growth in the wind power production. The second one is to evaluate the technical problems in the short and long term caused by the intermittency of wind power. In the short-term, the problems of power systems as well as the adjustments in the electricity market are discussed. In the long term, the impact of wind power reliability (in the network) is evaluated by using an algorithm to calculate the capacity credit of wind power.

Keywords: Wind power, support mechanisms, feed-in tariffs, balancing markets, credit of capacity, reliability.