

Université libre de Bruxelles
Institut de Gestion de l'Environnement et d'Aménagement du Territoire
Faculté des Sciences
Master en Sciences et Gestion de l'Environnement

Enjeux et Défis de l'intégration de Productions Décentralisées et Renouvelables sur les Réseaux Electriques.

Mémoire de Fin d'Etudes, présenté par
MASSON Gaëtan
En vue de l'obtention du grade académique de
Master en Sciences et Gestion de l'Environnement

Année Académique 2008-2009

Directeur : Professeur Michel Huart

A Clémence & Amandine

Remerciements

Je voudrais remercier en premier lieu ma femme, Marie-Paule pour sa patience, son dévouement pendant cette longue année, de même que mes filles qui ne n'auront pas vu souvent le soir durant ces soirées IGEAT. Je leur dédie ce mémoire.

Je voudrais ensuite remercier Michel Huart pour avoir eu mon promoteur avisé, ainsi que l'ensemble des personnes avec qui j'ai eu le plaisir de converser, qui m'ont informé, corrigé, enrichi et dont la liste serait trop longue.

Je remercie ainsi chaleureusement Jacques Deuse (Tractebel) pour sa patience et ses explications, Frédéric Klopfert pour m'avoir utilement aiguillé sur des sujets novateurs (et d'autres que pourraient faire l'objet de mémoires entiers), Jean-Claude Maun pour ses explications initiales quand mes souvenirs techniques devaient être sérieusement rafraîchis, Adel El Gammal et Daniel Fraile chez EPIA pour leurs informations précieuses sur le photovoltaïque. Un merci tout particulier à Benoit Houssard chez ORES, Piet Lauwers d'Eandis, et tous ceux et celles chez Elia, Brugel et ailleurs qui m'ont utilement aiguillés.

I. Résumé	7
II. Introduction générale	9
1. <i>Pourquoi étudier les effets sur les réseaux électriques ?</i>	9
2. <i>Décentralisé ou renouvelable ?</i>	11
3. <i>Pourquoi une évolution vers des productions décentralisées et renouvelables ?</i>	11
III. La production d'électricité en Belgique	16
1. <i>Introduction</i>	16
2. <i>Les unités de production en Belgique</i>	16
3. <i>Les énergies renouvelables</i>	19
4. <i>Instruments de promotion des ENR</i>	21
a. <i>Les déductions d'impôts</i>	21
b. <i>Primes régionales Wallonnes</i>	22
c. <i>Certificats Verts</i>	22
d. <i>Des instruments utiles ?</i>	23
e. <i>Faut-il subsidier l'électricité photovoltaïque ?</i>	24
f. <i>Primes ou Certificats Verts ?</i>	25
IV. Les réseaux de transport et de distribution	28
1. <i>Structure générale des réseaux électriques</i>	28
2. <i>Les fonctions des réseaux</i>	30
3. <i>Interconnexion des réseaux européens</i>	34
V. Effets connus des productions décentralisées sur les réseaux électriques	36
1. <i>Introduction</i>	36
2. <i>Effets constatés sur les réseaux électriques</i>	36
a. <i>Introduction à la gestion de l'équilibre et au maintien de la tension et de la fréquence</i>	37
b. <i>Intermittence et prédictibilité</i>	38
c. <i>Inversion de la pente de tension</i>	42
d. <i>Ilotage</i>	44
e. <i>Harmoniques</i>	45
f. <i>Flicker</i>	47
g. <i>Contraintes de raccordement au réseau / Grid Codes</i>	47
h. <i>Tenue aux coupures brèves du réseau (Ride Through Fault)</i>	49
i. <i>Contraintes sur le dimensionnement des réseaux de distribution</i>	51
j. <i>Contraintes sur le dimensionnement des réseaux de transport</i>	52
k. <i>Congestion</i>	53
l. <i>Gestion des réserves</i>	55
m. <i>Effet sur les pertes électriques</i>	56
n. <i>Connaissance des installations décentralisées par le GRT</i>	58
o. <i>Disponibilité de puissance réactive</i>	58
p. <i>Réduction des consommations de pointe</i>	59
q. <i>Réseau de remplacement</i>	62
3. <i>Classification des effets</i>	63
4. <i>Analyse de deux incidents électriques majeurs impliquant des ENR</i>	64
5. <i>Les manquements principaux actuellement identifiés</i>	67
6. <i>Etude globale sur les taux de pénétration</i>	68
VI. Comment étendre les limites ?	78
1. <i>Impacts sur la gestion de l'équilibre</i>	78

a.	Comparaison des vitesses de variation	80
2.	<i>Extension des limites.</i>	84
a.	Production électrique	85
b.	Importations & exportations	86
c.	Stockage & Déstockage	87
d.	Consommation	90
e.	VPP et agrégateurs	97
f.	Combiner tous les effets - Smart-grids	98
VII.	Aspects économiques.	100
1.	<i>Les coûts des adaptations des réseaux électriques</i>	100
a.	Ce qui coûte cher dans un réseau électrique	100
b.	Allemagne	101
c.	Grande-Bretagne	101
d.	Pays-Bas	102
e.	Portugal	103
f.	Suède	103
g.	France	103
2.	<i>Coût de l'accroissement des réserves</i>	104
3.	<i>Facturation en basse tension en Belgique (< 1 kV), effets sur les réseaux de distribution et de transport</i>	104
a.	La tarification actuelle pose-t-elle problème ?	106
b.	Le coût de la régulation du réseau et le coût de l'équilibre	107
c.	La prise en compte de ces externalités	108
VIII.	Conclusions	109
IX.	Liste des figures et tableaux	112
X.	Bibliographie	113

I. Résumé

L'engouement pour les sources renouvelables et décentralisées, porté par tant la perspective d'un nouveau choc pétrolier que la problématique du changement climatique implique des contraintes nouvelles pour les gestionnaires de réseaux électriques.

Organisés selon une logique monodirectionnelle (du producteur au consommateur), les réseaux électriques peuvent-ils fonctionner de manière optimale avec des taux de pénétration de sources renouvelables et/ou décentralisées significatifs? En d'autres mots, les gestionnaires seront-ils à même de garantir la qualité de la fourniture d'électricité, le maintien de l'équilibre, la qualité de la tension et de la fréquence, toute choses requises pour assurer la continuité du service ?

Parler des effets des sources d'énergie renouvelables sur le réseau électrique implique d'abord de définir la situation actuelle, de se pencher sur les outils mis à disposition des investisseurs, avant de détailler l'ensemble des effets locaux et globaux, liés à la distribution ou au transport, techniques, financiers, voire politiques.

Divers pays font déjà face à une production électrique basée sur des sources renouvelables mais pas toujours décentralisées, comme l'atteste la diffusion de l'éolien dans des parcs marins de plus en plus grands. Ces pays offrent un excellent champ d'étude des impacts principaux qui se présenteront en tout ou partie à leurs voisins dans la course aux taux de pénétration des sources renouvelables.

Les limites physiques des réseaux actuels, les moyens techniques, le coût financier des adaptations auront des limites que seul un changement de paradigme (et de nouvelles technologies) dans la relation entre producteur et consommateur pourra repousser. Aujourd'hui, par le jeu des interconnexions, certains pays équilibrent artificiellement leur production et leur consommation, mais comment faire demain avec des sources renouvelables parfois décentralisées implantées globalement? D'autres concepts devront peut-être prendre une place de choix : l'agrégation de sources différentes afin de fournir une production prévisible et stable, l'augmentation de l'intelligence du réseau, du transport à la distribution afin d'optimiser l'équilibre, et enfin et peut-être surtout, une gestion de la demande afin de flexibiliser au maximum celle-ci face à une production devenue, au moins en partie, variable.

Il semble en effet que les deux problèmes cruciaux soient primo, la disponibilité des réserves (ce qui entraîne des coûts plus élevés) plus que la vitesse de variation de la production et secundo, les limites physiques de la distribution installé aujourd'hui face à aux sources décentralisées de type PV ou micro-cogénération qui pourraient fleurir en masse dans certaines sous-régions. D'autres effets importants mériteraient une plus longue présentation.

La conclusion semble à la fois triviale et extrêmement complexe : des solutions techniques permettent d'utiliser des pourcentages élevés de sources renouvelables dans les réseaux électriques, sous réserve de la topologie particulière à chaque réseau et des conditions locales spécifiques. Mais dans un environnement globalisé au niveau européen (au minimum), l'effet du foisonnement, la diversité et la complémentarité des sources, les possibilités de stockage, la gestion active de la demande, pourraient permettre de faire évoluer progressivement les réseaux existants et l'ensemble de la chaîne de production et de distribution de l'électricité afin d'intégrer des pourcentages sans cesse croissants de sources renouvelables, parfois décentralisées.

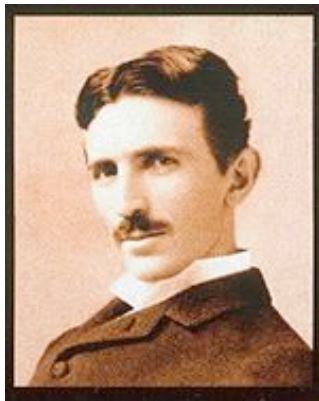
L'écueil majeur restera celui du financement, donc celui de la décision politique, nécessaire pour forcer l'évolution des réseaux et des mentalités, une meilleure coordination internationale, et une communication de qualité entre des acteurs autrefois monopolistiques, que la libéralisation de l'électricité dans l'Union Européenne a morcelés. Outre technique, le choix est et restera politique.

II. Introduction générale

1. Pourquoi étudier les effets sur les réseaux électriques ?

L'exposition internationale d'électricité qui s'ouvre à Paris le 15 août 1881 voit naître le premier exemplaire d'un réseau de distribution d'électricité. Celui-ci est alimenté par deux dynamos, et alimente quelques charges. En 1882, les deux premiers véritables réseaux électriques voient le jour, à New-York aux Etats-Unis et à Bellegarde en France. A ce moment, le courant continu reste la technologie privilégiée, supportée par Thomas Edison, qui déposa le brevet de l'ampoule électrique. L'éclairage est alors l'application largement dominante : on indique par exemple qu'en 1882, le réseau New-Yorkais alimente un millier d'ampoules. Elles seront dix fois plus l'année suivante.

Cette même année 1882, l'ingénieur français Marcel Deprez, déjà connu pour le réseau de l'exposition parisienne de l'année précédente, transporte 400 W sur 57 km avec des pertes de l'ordre de 70%. En parallèle, d'autres travaillent sur le transport par courant alternatif, avec dès 1884, des succès significatifs. Il faudra attendre quelques années encore pour que Nikola Tesla, ingénieur serbe, conçoive le premier alternateur triphasé. Nous sommes alors en 1891. La bataille fera rage pendant quelques années entre les partisans du transport par courant continu (et entre-autres Thomas Edison) et les défenseurs du courant alternatif, soutenus par Nikola Tesla. Ces derniers l'emporteront en mettant en service en 1896 la première ligne de transport électrique en courant alternatif triphasé, sur 32 km. A partir de cette date, le courant alternatif s'imposera comme la norme de transport d'électricité et il faudra attendre la fin du XXème siècle pour voir revenir le transport en courant continu. Nous aurons l'occasion d'y revenir.¹



Au courant du XXème siècle, l'électricité est devenue un vecteur énergétique majeur, indispensable à nos sociétés contemporaines. Son transport est assuré par des réseaux initialement nationaux ou régionaux qui se sont progressivement interconnectés. Ceux-là se divisent selon la tension utilisée pour transporter l'électricité, de la haute vers la basse tension et les divers types de consommateurs raccordés aux réseaux. Penser électricité sans penser aux réseaux reviendrait à parler d'un ensemble cœur-poumons sans les vaisseaux sanguins. Les deux sont de fait intimement liés.

Photographie : Nikola Tesla

Construits sur des concepts vieux de 120 ans qui ont été perfectionnés, améliorés, les réseaux électriques se retrouvent pourtant aujourd'hui à la croisée des chemins de l'évolution possible de la production d'électricité.

¹ Pour cette introduction, fr.wikipedia.org/Réseaux_électriques – (15 août 2009) et liens annexes.

Les crises pétrolières des années septante, qui avaient déjà signé le décollage industriel de l'électricité nucléaire dans de nombreux pays de l'OCDE, ont été rejointes par le défi d'une double crise climatique et énergétique poussant des modes de production d'électricité alternatifs à émerger. De centralisée, la production d'électricité se décentralise petit à petit, de prévisible (« *dispatchable* » comme disent les électriciens), celle-ci devient en partie fluctuante, liée aux aléas climatiques, entraînant des conséquences sur des réseaux conçus dès le début pour être les autoroutes paisibles reliant consommateurs et gros producteurs : ces réseaux voient leur philosophie de conception battue en brèche par le paradigme nouveau de la décentralisation de petites unités mais aussi par la libéralisation du marché de l'énergie qui a morcelé les compétences entre différents acteurs.



Photographie : Thomas Edison

Aujourd'hui, le plan *Énergie Climat*² de l'Union Européenne vise à imposer 20 pourcents d'énergies renouvelables dans le mix énergétique européen global, électricité et autres énergies primaires comprises. Nous tenterons dans les pages à venir de cerner les défis que ces 20 pourcents font peser sur la gestion et la planification des réseaux électriques dans nos pays et ailleurs. Nous verrons comment, de totalement monodirectionnels et centralisés, les réseaux électriques devront évoluer pour supporter l'accroissement rapide de production d'électricité décentralisée et parfois d'origine naturelle et renouvelable.

Nous verrons que le paradigme actuel sur lequel les réseaux se sont construits depuis 120 ans ne répond peut-être plus aux exigences de ces nouvelles technologies propres. Et que déjà aujourd'hui, depuis quelques années, l'accroissement des taux de pénétration des énergies naturelles renouvelables sur des réseaux prévus pour des unités prévisibles centralisées, implique déjà des ajustements.

Après avoir identifié et classé ces effets, nous étudierons quelques cas précis en Europe, afin d'illustrer l'étude des effets.

Nous évaluerons ensuite les technologies émergentes ou parfois encore purement conceptuelles qui pourraient permettre d'étendre la plage d'acceptabilité de taux élevés d'énergies naturelles renouvelables par essence décentralisées³.

Et nous finirons sur quelques recommandations générales, basées sur les résultats des recherches effectuées.

² « Directive 2009/28/CE du Parlement Européen et du Conseil, du 23 avril 2009, relative à la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE » in « Journal Officiel de l'Union Européenne » du 5-6-2009. pp. L140/16 à 62.

³ Même si des projets centralisés se font jours, comme Desertec, entre-autres le livre blanc du projet (Clean Power From Deserts, cf Bibliographie.).

2. Décentralisé ou renouvelable ?

Parlons-nous ici de concepts identiques ?

Quand on parle de production d'électricité décentralisée, on fera référence à des unités de production qui ne sont pas raccordées aux nœuds du réseau de transport comme c'est le cas pour les grosses unités (nucléaires, TGV etc.) mais aux réseaux moyenne et basse tension. La production décentralisée fait donc référence non seulement à une production de taille réduite mais surtout dispersée vers la périphérie des réseaux électriques radiaux. On comptera donc dans les productions décentralisées aussi bien la petite unité de cogénération biomasse de quelques centaines de kWh que l'installation photovoltaïque d'une habitation particulière.

La production d'électricité d'origine renouvelable se base sur le seul facteur de durabilité de la ressources primaire d'énergie utilisée : le soleil, le vent, les marées, la biomasse, etc. Si aujourd'hui certaines productions d'électricité sur base renouvelable se basent sur des sites décentralisés, il n'en va pas de même pour tous les parc éoliens off-shore dont le raccordement se fait souvent sur le réseau de transport à haute tension (parfois après transit par des lignes de transport à courant continu de type HVDC)⁴.

Après cet éclaircissement sur les deux notions phares précitées, nous concluons simplement ainsi: *La production décentralisée peut être renouvelable ou non et la production renouvelable peut être décentralisée ou non.*

Dans l'étude qui va suivre, nous partirons du principe que les productions décentralisées que nous étudierons sont de nature renouvelable. Mais nous considérerons que les parcs éoliens off-shore pourraient être classés dans la catégorie décentralisée au vu de leur emplacement marin particulier, normalement loin des nœuds des réseaux de transport ou des centres de consommation.

3. Pourquoi une évolution vers des productions décentralisées et renouvelables ?

La question peut se poser : pourquoi donc se compliquer la tâche avec des sources d'énergie décentralisées alors que, d'un point de vue purement technique, le système actuel bat des records de stabilité. En Belgique, le taux de fiabilité du réseau de transport se situe aux alentours de 99,999 %⁵.

Plusieurs éléments essentiels doivent être pris en compte ; tout d'abord l'épuisement des ressources conventionnelles, fossiles et fissiles. Bien qu'il n'y ait pas consensus sur le sujet, personne ne se hasarderait à indiquer que la consommation de pétrole ou de gaz pourrait doubler ou tripler pour assurer aux pays émergents le même niveau de consommation que celui des pays de l'OCDE.

⁴ A titre d'exemple, Elia annonce que le parc éolien Belge Eldepasco sera raccordé à son réseau haute-tension - www.elia.be/repository/Lists/PressReleases/Attachments/296/eldepasco_FR.pdf.

⁵ Rapport Annuel Elia 2008, p. 22.

D'autre part, les prévisions de croissance de la consommation électrique indiquent une croissance faible mais continue. Il est possible qu'en Europe, cette croissance soit cassée par des politiques d'utilisation rationnelle de l'énergie, mais au niveau global, la croissance de la demande en énergie ne fera que croître⁶ ; L'augmentation progressive de l'utilisation d'appareils électriques de plus en plus gourmands (GSM, ordinateurs personnels, mais aussi télévisions à écran plat (LCD et Plasma ont des consommations plus élevées que la technique abandonnées des tubes⁷)) a engendré une croissance régulière de la consommation d'électricité. Sans mesure volontaire, il est peu probable que cette croissance ralentisse, sauf effet externe comme un renchérissement important des prix de l'électricité.

Deux phénomènes devraient néanmoins être pris en compte : l'arrivée de véhicules électriques autonomes (donc sans moteur à explosion) et l'utilisation de pompes-à-chaaleur comme alternative au chauffage par combustion de produits carbonés.

Combustibles fossiles

Le *World Energy Outlook 2008* de l'Agence Internationale de l'Energie⁸ a révisé à la baisse les capacités de production pétrolière d'ici à 2030. De 130 millions de barils par jour (mbj), l'AIE annonçait en 2008 que l'offre pourrait atteindre au mieux 106 mbj à cette date⁹. Ceci étant assorti d'une condition impérative : remplacer 64 mbj extraits des puits aujourd'hui en service, soit en mettant en production de nouveaux puits sur les gisements existants, soit, et c'est plus inquiétant, en mettant en production des gisements non encore exploités ou découverts.¹⁰

Le rapport intermédiaire 2009 va encore plus loin en ce sens qu'il annonce d'importantes tensions sur la production dès 2013-2014. Ces tensions auraient du se produire vers 2010 mais le ralentissement de la demande consécutive à la crise économique en cours en 2008-2009 décale vraisemblablement le choc.¹¹. Il semble qu'aujourd'hui, les constatations de l'AIE semblent rejoindre celles qu'annonçait déjà depuis des années l'Association pour l'étude du pic pétrolier (ASPO).^{12 13}

Il va de soi que le pétrole ne va pas disparaître du jour au lendemain mais une raréfaction ou simplement une incapacité de l'offre à suivre la demande vont provoquer par le simple effet de l'inélasticité de la demande une montée en flèche des prix, rendant le pétrole moins attractif.

Si aujourd'hui l'utilisation de pétrole est marginale dans la production d'électricité en Belgique, il ne l'est pas le moins du monde dans la consommation d'énergie primaire, que ce soit pour le chauffage des habitations ou la quasi-totalité des modes de transport,

⁶ World Energy Outlook 2008 – Résumé - Agence Internationale de l'Energie, – p.5

⁷ Site Web du « Défi Environnement » de Bruxelles Environnement - www.defi-energie.be/index.php?go=faq&cat=8 (15-08-2009). Ces chiffres sont aisément vérifiables.

⁸ WEO 2008, op.cit.

⁹ Ibid. p.5

¹⁰ Ibid. p.8

¹¹ « The impact of the Financial and Economic Crisis on Global Energy Investment, IEA Background Paper for the G8 Energy Ministers' Meeting 14-25 May 2009 » - Agence Internationale de l'Energie, Mai 2009 – pp. 1-5

¹² www.peakoil.net

¹³ L'AIE en parle clairement : WEO 2008 résumé, op.cit. p.11

à l'exception d'une partie importante du ferroviaire. Il est donc à prévoir qu'un pétrole cher impliquera une substitution de celui-ci par d'autres vecteurs énergétiques, ce qui pourrait expliquer l'engouement rapide et soudain des constructeurs automobiles. On dénombre en effet un nombre de plus en plus élevé de projets de véhicules entièrement électriques (*plug-in*) ou partiellement électrique (*plug-in hybrids*)¹⁴. Ce glissement, s'il se produisait rapidement, aurait des effets importants sur le marché de l'électricité, nous y reviendrons.

Autre ressource fossile, le gaz est devenu progressivement une source d'énergie importante en Europe. Chauffage et production d'électricité sont les deux applications énergétiques importantes du gaz naturel. Importé des Pays-bas, de Norvège, de Russie via pipeline, d'Algérie ou d'ailleurs encore sous forme liquéfiée (GNL) via les terminaux maritimes GNL, il est acheminé vers les lieux de consommation à travers un réseau de gazoducs. La ressource n'est évidemment pas épuisable même si aujourd'hui, il ne semble pas exister de risque d'approvisionnement à court terme, des risques existent à moyen terme (soit d'ici 2030).¹⁵

Le charbon quant à lui connaît un regain d'intérêt, principalement en Chine et pourrait représenter une part importante de la production d'électricité mondiale dans les décennies à venir.

Le nucléaire

Il existe un débat sans fin entre opposants et partisans de l'électricité nucléaire. Outre la problématique des déchets, il convient de noter que les réserves classiques estimées de minerais d'Uranium couvrent 60 années de consommation au rythme actuel¹⁶. Or la durée de vie estimée pour une centrale nucléaire a été récemment revue à la hausse à 60 ans¹⁷ ¹⁸. Vu l'appétit de certains pays pour cette technologie, on peut sérieusement mettre en doute la pertinence de ces 60 années si de nouveaux réacteurs sont construits. D'autres inquiétudes existent quant aux ressources d'Uranium¹⁹ mais ce n'est pas l'objet de cette étude.

Certains objecteront deux éléments :

- les surgénérateurs (ou réacteurs de quatrième génération) permettraient d'utiliser non plus de l'Uranium 235 mais de l'uranium 238 ou du Thorium 232, largement plus abondants, augmentant de plusieurs centaines d'années les ressources. Cette technologie représente néanmoins des risques importants, la conception même de ces réacteurs sans modérateur, refroidis par plusieurs milliers de tonnes de sodium liquide, laisse craindre des accidents terrifiants²⁰.
- Des techniques de récupération de l'uranium dans l'eau de mer sont menées principalement au Japon (en utilisant le courant marin « *Kuroshio* » notamment)

¹⁴ www.greenunivers.com/2009/05/annuaire-voitures-electriques-5661/

¹⁵ WEO 2008 Résumé, op.cit. pp.10-11.

¹⁶ www.sfen.org/fr/question/uranium.htm

¹⁷ www.debatpublic-epr.org/docs/pdf/cahiers_acteurs/cfdt-vf-4p-261005.pdf

¹⁸ finance.yahoo.com/news/Funds-to-shut-nuclear-plants-apf-1981402805.html?x=0&.v=3

¹⁹ « Que savons-nous des réserves mondiales d'Uranium ? » Commissariat à l'énergie atomique (CEA)

²⁰ « We Almost Lost Detroit », John Fuller

mais pour l'instant il est difficile, voire impossible d'estimer tant la faisabilité que le prix de ces solutions.

Approvisionnements

Densément peuplée, pauvre en énergie, l'Europe importe une part énorme de sa consommation énergétique. Point besoin de détailler par le menu les risques d'approvisionnements liés aux tensions géopolitiques, qui menacent l'approvisionnement en pétrole, voire en gaz comme la crise russo-ukrainienne de l'hiver 2008-2009 l'a montré²¹.

Les changements climatiques

Dans le dernier rapport publié par le GIEC en 2007²², il est écrit noir sur blanc que les changements climatiques en cours résultent « *très probablement* »²³ de perturbation du forçage radiatif d'origine anthropique. L'ensemble de modélisations montre aujourd'hui qu'il existe une présomption extrêmement forte, et corroborée par les modélisations de l'influence des émissions humaines de gaz à effet de serre sur les perturbations climatiques.

Cinquante-six pourcents²⁴ du total des émissions de GES rapportées en tonnes de CO2 équivalent²⁵ proviennent des émissions anthropiques de dioxyde de carbone (CO2). Ce CO2 provient simplement de la combustion de combustibles fossiles issus de la lente décomposition de plantes ou d'algues dans des conditions géologiques de pression et de température adéquates. Le CO2 capté par ces plantes, transformé par la photosynthèse en sucres, se retrouve dans l'atmosphère une fois brûlés ces combustibles fossiles, plusieurs millions d'années après que ce CO2 aie été capturé dans l'atmosphère terrestre.

Pétrole, gaz, charbon, tous combustibles fossiles, émettent du dioxyde de carbone lors de leur combustion. Une partie du gaz naturel fuit des canalisations et renforce l'effet de serre, le méthane ayant un potentiel de réchauffement 23 fois supérieur à celui du CO2²⁶.

²¹ ec.europa.eu/news/energy/090115_1_fr.htm

²² Changements Climatiques 2007, Rapport de Synthèse, GIEC 2007, www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/syr/ar4_syr_fr.pdf

²³ Ibid. p.72

²⁴ Ibid. p.5

²⁵ Ce qui implique qu'on convertit chaque gramme de gaz en son équivalent CO2 en terme de potentiel de forçage radiatif.

²⁶ [fr.wikipedia.org/wiki/Potentiel_de_réchauffement_global](http://fr.wikipedia.org/wiki/Potentiel_de_r%C3%A9chauffement_global)

Conclusion

Ressources fossiles et fissiles limitées, difficultés d'approvisionnement, dépendance énergétique et maintenant l'épée de Damoclès du changement climatique ont incité scientifiques et politiques à prendre en compte des alternatives énergétiques. Parmi celles-ci, l'augmentation de la part des énergies renouvelables et des techniques de meilleure utilisation de l'énergie (comme la cogénération) apparaît comme une solution réaliste ; elle ne résout certes pas l'ensemble des problèmes mais apporte une solution concrète rapidement à des sociétés avides d'énergie comme le sont les nôtres.

III. La production d'électricité en Belgique

1. Introduction

Parler de la production d'électricité sans parler de consommation n'a pas de sens. Les moyens de stockage de l'électricité étant réduits, production et consommation doivent être équilibrées à chaque instant.

Cet équilibre, nous y reviendrons dans un chapitre ultérieur, consiste à suivre la demande en électricité en adaptant l'offre en variant la production des unités. On se retrouve de facto aujourd'hui dans une relation de type maître/esclave où le consommateur impose sa demande en modulant la charge et où l'opérateur du réseau de transport (Elia pour la Belgique), ajuste la production pour maintenir tension et fréquence dans les limites définies. Ces limites permettent aux appareillages électriques de fonctionner normalement et de manière prévisible.

Les interconnexions entre les réseaux électriques belges et étrangers permettent d'optimiser cet équilibre entre production et consommation, en vendant ou achetant de l'électricité hors du territoire. La production d'électricité en Belgique pourrait donc se comprendre de différentes manières :

- l'électricité produite par des unités présentes sur le territoire belge
- l'électricité produite par des unités appartenant à des sociétés belges, en Belgique ou ailleurs, et consommée par des clients belges
- l'électricité consommée par des clients situés sur le territoire belge

Il nous semble que cette dernière définition est la meilleure car elle met en évidence les nécessaires importations d'électricité, notamment en période de pointe hivernale (le record belge a d'ailleurs été battu le 3 avril 2008 avec 3500 MW importés²⁷) quand la production locale devient insuffisante. Dans une logique « réseau », la seule donnée pertinente pour le gestionnaire est la quantité d'énergie qui traverse ses lignes et ses transformateurs à un moment donné. Cette dernière définition colle également au concept de demande/maître opposée à l'offre/esclave, telle que développée brièvement ci-dessus.

2. Les unités de production en Belgique

Ce chapitre vise à donner une idée des unités de production présentes en Belgique, du type d'énergie utilisée et des différentes sociétés présentes.

L'opérateur historique *Electrabel* se taille toujours la part du lion dans la production d'électricité en Belgique. Si on ne prend en compte que la puissance installée, la répartition entre les producteurs répertoriés par Elia (GRT) et donc sans tenir compte

²⁷ Rapport Annuel Elia 2008, op.cit. p.9.

aucune de la production décentralisée connectée sur le réseau de distribution, on trouve les données suivantes :

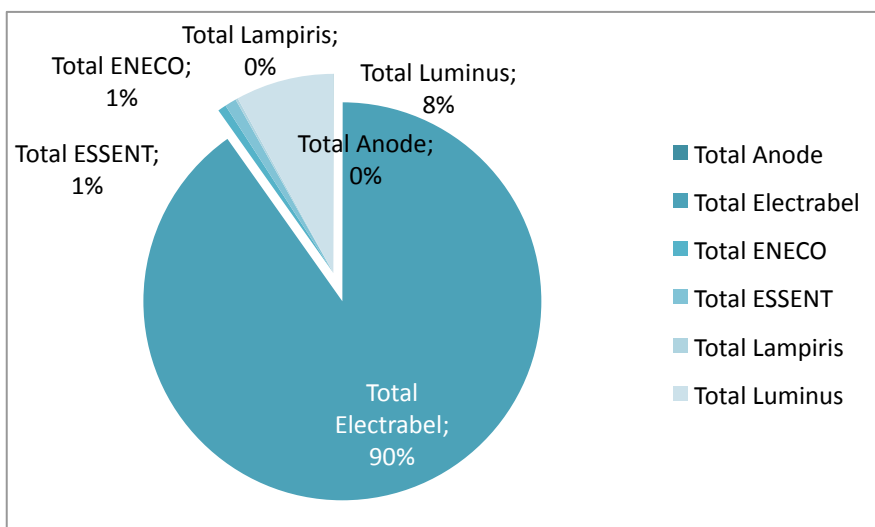


Figure 1 : Répartition des capacités de production entre les différents producteurs. Données Elia 2008.

Comme on le voit dans le graphique ci-dessus, les autres opérateurs revendiquent des parts de production faibles et rapidement décroissantes à partir du troisième.

Les chiffres peuvent légèrement varier d'un type d'énergie à un autre. En effet, certaines centrales sont conçues pour utiliser différents types de combustibles, avec des performances différentes. Nous avons choisi arbitrairement de privilégier à chaque fois la valeur la plus élevée avec le combustible qui va avec.²⁸

Le tableau ci-dessous donne la répartition des sources d'énergie par puissance installée, en MW. Les deux colonnes représentent les unités raccordées sur le réseau de distribution et de transport. Pour le réseau de distribution il ne s'agit que des unités connues par Elia.

Type d'énergie	Distribution	Transport
Biomasse (Pellets de bois)		80
Blast Furnace gaz		44
Charbon pulvérisé		1247
Diesel		79,6
Eolien	4,5	143,5
Fuel A		83
Fuel A/Gaz Naturel		294
Gaz Naturel	10,9	6274
Gaz Naturel/BF		170
Hydraulique	56,3	263,1
Light Virgin Naphta	80	156

²⁸ Pour des données plus détaillées, on se reportera sur les données initiales, disponibles sur le site d'Elia (www.elia.be) et mises à jour régulièrement.

Nucléaire		5824,5
Recyclage Déchets	10,5	175,9
Pompage/Turbinage		1164
<i>Totaux</i>	162,2	15998,6

Tableau 1 : Sources d'énergie utilisées en Belgique pour la production d'électricité²⁹.

Il est important de distinguer la capacité installée et la production réelle. Les graphiques suivants montrent clairement la différence entre les deux notions dans le cas de la production d'Electrabel en Belgique. La différence vient de la variation de consommation dans le temps et le fait que les centrales nucléaires font partie de la base de la production. Leur importance est donc plus importante en terme de production qu'en terme de capacité installée.

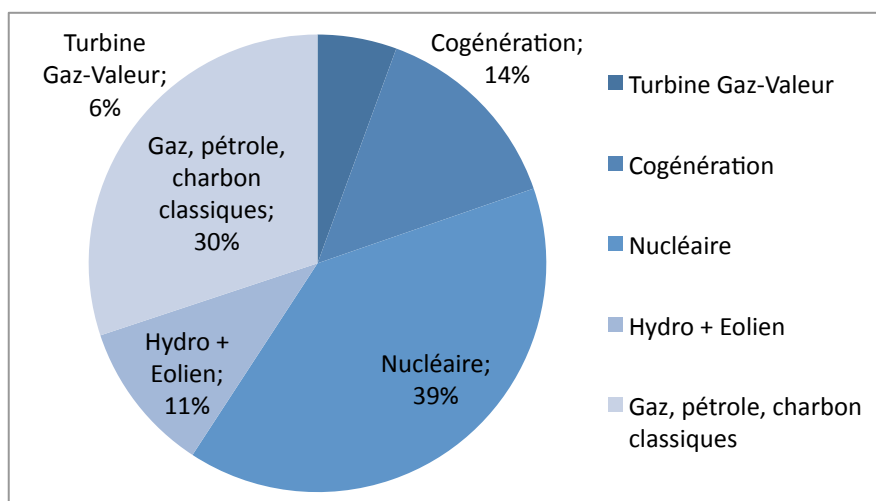


Figure 2 : Répartition de la puissance installée pour Electrabel³⁰ en 2006

Comparons à présent avec la production réelle chez ce même fournisseur. La différence entre les deux graphes s'explique par plusieurs éléments :

- tout d'abord le fait que le nucléaire est utilisé comme production de base. Vu sa capacité à fournir de l'électricité de manière prévisible (sauf incident), il est utilisé à temps plein, ce qui augmente sa part relative dans la fourniture d'électricité.
- Les sources renouvelables comme l'éolien et l'hydroélectrique sont par essence variables. Les capacités installées ne sont utilisées que pendant une fraction plus ou moins importante du temps. Ce chiffre varie d'un type de source d'énergie à une autre.

²⁹ Elia – Chiffres 2008 – www.elia.be

³⁰ Electrabel, 2006

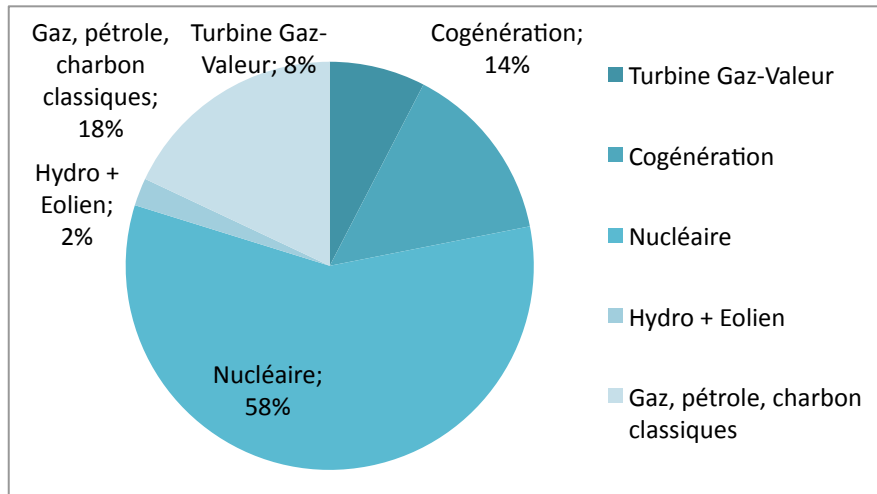


Figure 3: Production d'électricité par Electrabel en fonction des sources d'énergie, 2006.

3. Les énergies renouvelables

Le schéma suivant, issu du rapport du projet EU-DEEP détaille les différentes sources d'énergie et leur principaux paramètres³¹.

Overview of Distributed Generation technologies

Technology	FOSSIL OR RENEWABLE							RENEWABLE					
	Small steam turbines	Gas turbines	Micro turbines	Reciprocating internal combustion engines	Stirling engines	Fuel cells - high temperature	Fuel cells - low temperature	PV	Small hydro	Wind onshore	Wind offshore	geothermal	solar thermal
Type of Fuel	gas, coal, biomass	gas	gas	diesel, oil, biofuel, gas	gas, solar	gas, hydrogen	gas, hydrogen	Solar	water	wind	wind	earth	solar
Capacity range* [MWe]	0.5 - 10+	0.5 - 10+	0.03 - 0.5	0.05 - 10+	<0.01 - 1+	1 - 10+	<0.1 - 3+	<0.001 - 5	0.05 - 1	0.5 - 6+	5-10+	0.5 - 3+	<0.001 - 2
Status	Commercial	Commercial	Developing / commercial	Commercial	Developing / demo / commercial	Developing / commercial	Developing / commercial	Developing / commercial	Commercial	Commercial	Developing / commercial	Developing / demo / commercial	Developing / demo / commercial
Pure economics	€	€	€€	€	€€€€€	€€€	€€€	€€€	€€	€€	€€€	€€€€€	€€
Environmental features	○ / ○○	○ / ○○	○○	○ / ○○○	○○	○○ / ○○	○○ / ○○	○○○	○○○	○○○	○○○	○○○	○○○
Social motivation	*	**	**	*	**/**	**	**	**	**	**	**	**	**
Actual deployment	High	High	Small, increasing	High	Small	Small	Small, increasing	Small, rapidly increasing	Medium	Medium	Small, rapidly increasing	Small	Small
Industrial	***	***	*	***	*	***	**	*	**	**	-	-	-
Commercial	*	**	***	***	***	-	***	**	*	*	-	-	-
Residential	-	-	***	**	**/**	-	***	***	-	-	-	-	-
CHP possible?	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	No	No	No	No	Yes	Yes
Capital costs [€/kW]	550-1250	500-1100	1000-2000	350-1000	1500-8000	3500 - 10000	2000-8000	4000-8000	1400-5000	800-2000	1200-3000	800-400	1500-2000
Installation [€/kW]	100-200	65-150	50-200	60-120	40-200	500-850	500-850	40-150	100-200	100-200	600-800	200-400	100-200
Electricity generating costs [€/ct/kWh]	3-7	3-5	8-15	4-7	9-15	15-35	10-25	20-40	6-14	6-10	8-15	NA	NA
Expected life-time	20	20	20	20	15	10	10	20	60	20	20	20	20

* Typical power ranges vary depending on various factors, i.e. on the different manufacturers, on legislation in countries, expected cost reduction of different technologies, grid connected or island mode of operation, or country of installation etc.
 ** Costs figures give only a rough estimation as they strongly depend on many factors, i.e. interest rates, fuel prices, expected life time, kind of operation with varying full load hours, different Country's legislation etc.

Tableau 2 : sources d'énergie classiques et renouvelables et leur situation

A côté des ressources classiques, des ressources renouvelables prennent une importance grandissante sur le marché.

³¹ www.eu-deep.com/fileadmin/user_upload/media/images/Tableau.jpg (15 août 2009)

Dans la logique de la directive européenne dite « *énergie climat* »³², les pays de l'Union Européenne devront se fournir en énergie issue de sources renouvelables à hauteur de 20%.

Quoique les objectifs varient entre les pays, les efforts à réaliser pour réaliser cet objectif imposeront dans les années à venir des investissements importants dans les énergies renouvelables et partant, imposeront les unités décentralisées comme un paramètre à part entière dans les réseaux électriques.

L'essor des énergies renouvelables en Europe est en effet déjà devenu indubitable. Le graphique ci-dessous donne une idée de leur progression ces dernières années. Outre la progression importante de l'éolien, on notera une progression de l'électricité photovoltaïque.

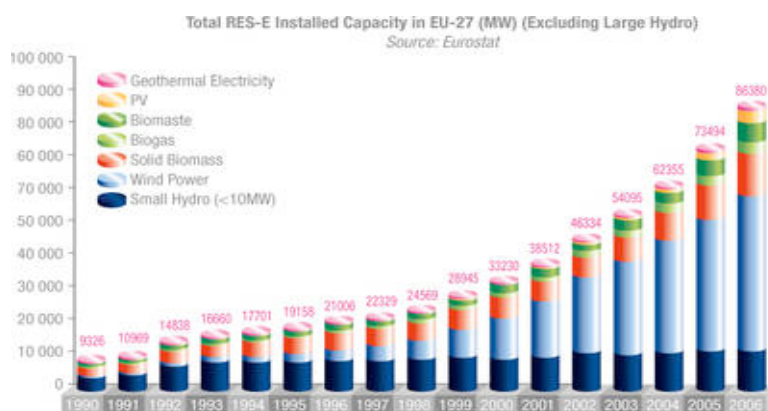


Figure 4: Capacité renouvelable totale installée en Europe, 2006.

Depuis 2006, les parts de l'éolien et du photovoltaïque se sont encore accentuées, comme le montrent les données ci-dessous. Le graphique indique les nouvelles installations réalisées en Europe en 2008. La prédominance de l'éolien est impressionnante avec plus de 8000 MW installés. Mais le photovoltaïque avec 4000 MW montre à l'envi qu'il existe à présent une dynamique pour les sources d'énergie renouvelables en Europe.

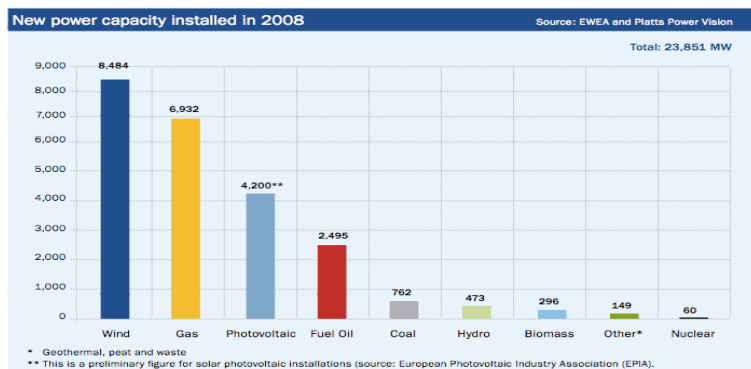


Figure 5: Nouvelles unités installées en Europe en 2008³³

³² Directive 2009/28/CE – op.cit.

La Belgique n'est pas en reste, ce qui ne manquera pas de modifier les résultats de production et de capacités dans les années à venir. Le graphique présenté ci-dessous indique l'ensemble des projets d'éolien marin prévus d'ici à 2015 en Belgique.

Belgium							
Project	Location	Capacity	N° of Turbines	Water depth(m)	Distance to shore (km)	Online	WT manufacturer
IN OPERATION							
Thornton Bank phase 1	Off Zeebrugge	30	6	12 to 27	27 to 30	2008	Repower
PLANNED 2015							
Belwind	Off Zeebrugge	330	-	-	-	2010	Vestas
Thornton Bank phase 2	Off Zeebrugge	90	-	-	-	2010	Repower
Thornton Bank phase 3	Off Zeebrugge	180	-	-	-	2012	Repower
Eldepasco phase 1	Off Zeebrugge	72	-	-	-	2012	-
Eldepasco phase 2	Off Zeebrugge	144	-	-	-	2014	-
North of Bligh Bank	Off Zeebrugge	600	-	-	-	2015	Blue H
TOTAL		1,416					

Tableau 3: Parcs éoliens marins prévus en Belgique d'ici à 2015.³⁴

4. Instruments de promotion des ENR

Parler de l'accroissement de la part des énergies renouvelables implique de se pencher sur les effets économiques d'une telle évolution et surtout des instruments de promotion mis en place par les pouvoirs publics afin de favoriser leur éclosion dans un marché de l'énergie où les prix ne leur sont pas directement favorables.

La Belgique facilite aujourd'hui l'installation de nouveaux équipements de production d'électricité renouvelable au moyen d'incitants financiers.

Les incitants se regroupent en 3 catégories :

- Les déductions d'impôts accordés par l'état fédéral
- Les primes régionales à l'installation d'unités de production
- Le mécanisme des certificats verts

a. Les déductions d'impôts

Accordées par l'état fédéral, elles se basent sur des investissements économiseurs d'énergie dans les habitations. On y retrouve pèle mèle aussi bien des investissements liés à l'économie d'énergie qu'à la production (chauffe-eau solaire, panneaux solaires photovoltaïques pour la production d'électricité), pour les particuliers et les sociétés³⁵.

Le principe général est celui d'une réduction d'impôts a posteriori, sur la base d'un

³³ EWEA – Wind Energy Statistics 2008

³⁴ EWEA – Offshore Wind Farms 2008 - www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/statistics/Offshore_Wind_Farms_2008.pdf

³⁵ mineco.fgov.be/energy/rational_energy_use/tax_reductions/pdf/tax_cuts_folder_fr.pdf

pourcentage de l'investissement, et ce à concurrence d'un montant maximal, en pourcentage et/ou en montant.

On retrouve deux types d'investissements concernés :

- la production d'électricité verte (photovoltaïque et micro-cogénération en 2008)
- les investissements d'utilisation plus rationnelle de l'énergie (pompes-à-chaleur géothermiques, panneaux solaires thermiques) et les investissements d'économie d'énergie (isolation etc.)

b. Primes régionales Wallonnes

Les 3 régions belges proposent des primes liées aux économies d'énergie^{36 37 38} mais aussi à l'installation d'unités de production d'énergie décentralisées. Ces primes peuvent globalement être considérées comme une continuité des réductions d'impôts proposées au niveau de l'état fédéral. Néanmoins l'organisation fédérale de l'état Belge où les régions gèrent certaines matières liées à l'énergie alors que l'état fédéral reste impliqué impose des différences de politique en fonction des régions.

L'inventaire fourni des primes diverses accordées par les régions en Belgique se superpose quasi parfaitement avec les réductions d'impôts fédérales, avec de petites disparités d'un type d'investissement à un autre.

On retrouve globalement tous les sujets liés aux économies d'énergie possibles, ainsi que quelques sujets focalisés sur la production d'électricité renouvelable décentralisée (photovoltaïque, micro-cogénération³⁹).

c. Certificats Verts

Le mécanisme des certificats verts représente une forme de transfert financier redistributif entre les filières de production d'électricité classiques (et donc hautement émettrices de CO₂) par l'intermédiaire des fournisseurs (les certificats verts sont achetés par les fournisseurs d'électricité dite grise) et les filières renouvelables (ou assimilées).

En fonction de la filière, le nombre de certificats verts est variable, suivant une règle liée aux économies en matière d'émissions de CO₂.

Tant en Wallonie qu'en Flandre, les certificats verts sont liés à un pourcentage fixe sur l'année d'électricité verte à produire. Les fournisseurs incapables de remplir cette obligation de vendre ce pourcentage minimal doivent acheter des certificats verts sur le marché. Ce pourcentage est joué à augmenter d'année en année au rythme d'un

³⁶ energie.wallonie.be/energieplus/CDRom/financement/frames/cbburfiche4.htm

³⁷ www.bruxellesenvironnement.be/Templates/Particuliers/Informer.aspx?id=3232&langtype=2060

³⁸ www.vlaanderen.be/servlet/Satellite?pagename=Infolijn/View&cid=1190947076035&c=Domein_C&p=1186804409590&context=1141721623065

³⁹ On appelle micro-cogénération des appareils de production combinée de chaleur et d'électricité destinés à un usage domestique. Les 1ers appareils sont attendus sur le marché belge fin 2009, début 2010.

pourcent par an⁴⁰ :

- 7 % entre le 1er janvier 2007 et le 31 décembre 2007;
- 8 % entre le 1er janvier 2008 et le 31 décembre 2008;
- 9 % entre le 1er janvier 2009 et le 31 décembre 2009;
- 10 % entre le 1er janvier 2010 et le 31 décembre 2010;
- 11 % entre le 1er janvier 2011 et le 31 décembre 2011;
- 12 % entre le 1er janvier 2012 et le 31 décembre 2012.

Cette méthode, qui s'en remet au marché pour définir le prix d'échange des certificats verts, a heureusement mis en place un montant d'échange minimum qui permet de garantir la rentabilité de la filière. Le marché en question est géré région par région au sein de Belpex. Au mois de juin 2009, seules les régions flamande et wallonne participent à ce marché des certificats verts⁴¹.

En pratique⁴² (si on prend l'exemple la Wallonie):

- L'électricité produite à partir d'un système éolien, hydraulique donne droit à 1 CV par MWh net produit.
- L'électricité produite à partir d'un système de cogénération biomasse donne droit de 0,1 à 2 CV par MWh net produit.
- Et l'électricité produite à partir d'un système de cogénération fossile donne droit de 0,1 à 0,4 CV par MWh net produit
- Pour le photovoltaïque, un coefficient multiplicateur est utilisé :
 - pour les 5 premiers kWc installés : 7 CV par MWh net produit
 - pour les 5 kWc suivants (soit jusqu'à 10 kWc installés) : 5 CV par MWh net produit
 - pour les 240 kWc suivants (soit jusqu'à 250 kWc installés) :
 - Sous certaines conditions : 4 CV par MWh net produit
 - Si les conditions ne sont pas remplies : 1 CV par MWh net produit pour le reste (soit au-delà de 250 kWc installés) : 1 CV par MWh net produit

Ces chiffres pourraient être revus à partir de 2010.⁴³

d. Des instruments utiles ?

La différence conceptuelle entre les réductions d'impôts et les primes est somme toute assez formelle, à la différence près que les primes sont limitées par un budget fixe globalement, alors que les réductions d'impôts sont par essence valable pour tout investissement respectant les conditions.

La seule limite (outre les conditions à remplir) portent sur un montant maximal de réduction, souvent en pourcentage et en montant.

⁴⁰ Rapport annuel spécifique 2007 de la CWAPE sur l'évolution du marché des certificats verts (CV), CWAPE, 2008

⁴¹ [www.belpex.be/index.php?id=32&tx_ttnews\[tt_news\]=56&tx_ttnews\[backPid\]=1&cHash=a5da4bb4dd](http://www.belpex.be/index.php?id=32&tx_ttnews[tt_news]=56&tx_ttnews[backPid]=1&cHash=a5da4bb4dd)

⁴² www.cwape.be

⁴³ CWAPE : Proposition préliminaire sur les nouveaux quotas d'électricité verte applicables à partir du 1^{er} janvier 2010 (CD-9^e12-CWaPE-233)

Le principe sous-jacent aux primes et aux réductions d'impôts est qu'ils soutiennent la naissance d'un marché de l'électricité verte et accélèrent sa croissance en améliorant la rentabilité des divers investissements.

Le cas des certificats verts est différent en ce cas qu'il fixe des objectifs clairs en matière de pourcentage d'électricité verte, et qu'il organise une redistribution financière entre les acteurs. A ce titre on pourrait considérer que cet instrument est non seulement efficace mais qu'il est associé à un objectif final.

On peut néanmoins se poser la question de la limitation du prix des certificats verts à la hausse. Ce prix est limité tant en Wallonie (100 Eur d'amende) qu'en Flandre (125 Eur)⁴⁴ par un principe de pénalité en cas de défaut du fournisseur à pouvoir fournir lesdits certificats. Vu l'augmentation annuelle du pourcentage à atteindre, on peut se demander ce qu'il se passerait si la production d'électricité verte n'augmentait pas : le prix des CV s'envolerait rapidement. Or avec cette limite existante, les fournisseurs savent précisément à quoi s'attendre et, avec un certain cynisme, ils pourraient déclarer qu'ils préfèrent tous augmenter leur prix, sachant que les limites sont à peine supérieures au prix actuel auxquels les CV se négocient (soit 90 Eur environ pour les certificats wallons) plutôt que d'investir dans des capacités de production vertes.

A ce titre les primes et réductions d'impôts pourraient être vues comme un complément utile, en ce sens qu'elles poussent les particuliers à s'équiper et donc à devenir producteurs d'électricité verte.

On conclura donc sur ces instruments en les classant en deux catégories :

- permanent et auto-suffisant
- temporaire et sous contrôle strict

Dans la catégorie « *permanent et auto-suffisant* » on classera assurément les certificats verts ; en effet, ils ne demandent aucun budget public et se négocient entre les acteurs du marché. Les pouvoirs publics interviennent pour fixer le niveau obligatoire d'électricité verte à fournir dans le total. De même, cet instrument n'est en aucune manière lié à un volume d'investissements. Il n'est pas utile de l'ajuster annuellement, le prix étant déterminé par la disponibilité ou non disponibilité d'électricité verte.

Dans la catégorie « *temporaire et sous contrôle strict* », on retrouvera les instruments fiscaux ou parafiscaux que sont les primes et réductions d'impôts. Ceux-ci ont une réelle utilité en favorisant ces investissements malgré une rentabilité moins importante que d'autres placements disponibles sur le marché. A ce titre, ils devraient avoir une durée de vie limitée et être revus chaque année afin d'ajuster les montants à la situation réelle. On peut arguer que ceci entraîne une réelle insécurité fiscale pour les investisseurs et qu'un mécanisme de certificats verts plus poussé aurait pu être l'unique instrument dans ce domaine.

e. Faut-il subsidier l'électricité photovoltaïque ?

Faut-il favoriser l'isolation des bâtiments au détriment de la production d'électricité verte ou inversement ? La question peut en effet se poser quand on voit qu'à

⁴⁴ www.vreg.be/en/03_algemeen/07_green_power/01_green_power.asp

investissement égal, l'économie d'énergie générée par une bonne isolation contribue plus à la réduction de la consommation d'énergie⁴⁵.

Le débat ne se situe néanmoins pas selon nous sur le même plan : les instruments publics liés à l'énergie portent sur 2 volets :

- la réduction de la consommation d'énergie
 - o primes/réductions d'impôts à l'isolation des bâtiments
 - o primes à l'acquisition de véhicules plus économes en carburant
 - o etc.
- la production d'électricité d'origine renouvelable
 - o primes à l'acquisition d'équipements
 - o certificats verts

Ces 2 volets reposent sur 2 éléments distincts de la politique énergétique :

- la diminution de la consommation d'énergie primaire (qui comprend entre autre le pétrole raffiné sous forme de diesel qui est brûlé pour fournir du chauffage et de l'eau chaude ainsi que le gaz naturel) qui vise à réduire la consommation de combustibles fossiles, émetteurs de gaz à effet de serre (GES).
- Le remplacement de capacité de production d'électricité fossiles ou nucléaires par des capacités de production basées sur des énergies renouvelables (solaire, éolien, biomasse,...), dans un objectif identique de réduction des GES.

Tout dépend donc de l'angle d'approche considéré par les pouvoirs publics:

- soit on considère que le but unique des instruments publics est de contribuer directement ou indirectement à la réduction des émissions de GES, et dans ce cas il convient de subventionner les techniques les plus efficaces et uniquement celles-ci,
- soit on considère que d'autres objectifs existent en parallèle (réduction de la dépendance aux combustibles fossiles et fissiles, réduction des risques d'approvisionnements pour les combustibles exploités dans des régions géopolitiquement tendues, etc.) et dans ce cas, la production d'électricité verte, y compris la filière photovoltaïque peut devenir un enjeu important. A ce titre la politique officielle de la région wallonne est claire et soutient des multiples objectifs⁴⁶.

f. Primes ou Certificats Verts ?

On pourrait à tout le moins imaginer de réorienter une partie des primes liées aux installations photovoltaïques vers les investissements économiseurs d'énergie, sachant que le mécanisme des certificats verts représente un incitant purement privé (il est financé comme nous l'avons vu par les fournisseurs d'électricité conventionnelle). Avaliser ce changement de méthode reviendrait probablement à porter un coup sévère à l'industrie photovoltaïque dans notre pays, par le simple allongement de la durée de

⁴⁵ www.rtbef.be/info/belgique/environnement/le-photovoltaïque-un-leurre-58039

⁴⁶ energie.wallonie.be/fr/les-energies-renouvelables.html?IDC=6169

rentabilisation des investissements.

	Cas Actuel	1- Cas Actuel	2- Cas Sans subsides	1 - Cas Sans subsides	2 - Cas Sans subsides
Puissance crête (max) de l'installation photovoltaïque (kWc)	1,0 kWc	5,0 kWc	1,0 kWc	5,0 kWc	5,0 kWc
Prix par watt crête (€/Wc)	8,0 €/Wc	6,0 €/Wc	8,0 €/Wc	8,0 €/Wc	6,0 €/Wc
Rendement annuel	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83
Production d'électricité utile par an (kWh/an)	830 kWh/an	4150 kWh/an	830 kWh/an	4150 kWh/an	4150 kWh/an
Superficie de l'installation (m²)	8 m ²	40 m ²	8 m ²	8 m ²	40 m ²
Investissement (puissance crête x prix/Wc)	8.000,00 €	30.000,00 €	8.000,00 €	8.000,00 €	30.000,00 €
Prime Région Wallonne (20% de l'investissement - max 3500 €)	1.600,00 €	3.500,00 €	0	0	0
Déd. fisc. annuelle (40% de l'inv. - max 3440 €) → Année X : acompte - 30%	960,00 €	3.440,00 €	0	0	0
Déd. fisc. annuelle (40% de l'inv. - max 3440 €) → Année X +1 : solde - 70%	2.240,00 €	3.440,00 €	0	0	0
Total des primes	4.800,00 €	10.380,00 €	0	0	0
Investissement avec les primes déduites	3.200,00 €	19.620,00 €	8.000,00 €	8.000,00 €	30.000,00 €
a) Consommation électrique évitée (kWh) (égale à la production)	830 kWh	4150 kWh	830 kWh	4150 kWh	4150 kWh
b) Prix du kWh acheté	0,26 €/kWh	0,26 €/kWh	0,26 €/kWh	0,26 €/kWh	0,26 €/kWh
Gain annuel de consommation (a x b)	215,80 €	1.079,00 €	215,80 €	215,80 €	1.079,00 €
c) Nombre de certificat vert⁴⁷ (fonction de l'électricité produite)	5,6	29,4	5,6	5,6	29,4
d) Prix par certificat⁴⁸	90,00 €	90,00 €	90,00 €	90,00 €	90,00 €
Gain annuel grâce aux certificats verts (c x d)	504,00 €	2.646,00 €	504,00 €	504,00 €	2.646,00 €
Gain total par an [(a x b) + (c x d)]	719,80 €	3.725,00 €	719,80 €	719,80 €	3.725,00 €
Gain total par mois	59,98 €	310,42 €	59,98 €	59,98 €	310,42 €
Nombre d'années pour amortir l'investissement (primes déduites)	4,4 ans	5,3 ans	11,11 ans	11,11 ans	8,0 ans

Tableau 4 : simulations de rentabilité pour des projets PV en Wallonie, primes et impôts déduits.

Le tableau ci-dessus présente le cas de deux investissements dans des installations photovoltaïques, une de petite taille, une de taille moyenne. Les deux premières colonnes présentent le cas actuel avec l'attribution de primes et de réductions d'impôts en plus des certificats verts (garantis 15 ans en Wallonie par exemple), alors que les colonnes 3 et 4, présentent les mêmes investissements sans subsides ni primes.

La suppression des subsides et primes allongerait sérieusement la durée de rentabilité des investissements de petite taille, tout en augmentant plus modérément ceux de taille moyenne, toujours dans une optique résidentielle.

On peut sans trop de mal imaginer que des perspectives de rentabilité à 10 ou 11 ans (sans même tenir compte de l'impact des intérêts financiers d'un crédit

⁴⁷ Note sur le mécanisme et calcul des certificats verts www.cwape.be/servlet/Repository?IDR=9271 (décembre 2008)

⁴⁸ Note sur l'évolution du marché des certificats verts www.cwape.be/servlet/Repository?IDR=10695 (décembre 2008)

d'investissement) saboteraient la filière.

Il faut néanmoins tenir compte ici de l'évolution technologique dans deux aspects essentiels de la technologie photovoltaïque :

- la réduction attendue du prix des panneaux ⁴⁹
- l'augmentation des rendements (aujourd'hui 18,1 % contre 12 % il y a quelques années)⁵⁰.

Ces deux évolutions combinées pourraient à terme - probablement dans moins d'une décennie - rendre l'électricité photovoltaïque naturellement rentable face à la production conventionnelle et rendre de facto inutile toute subsidiation. Dans la période intermédiaire, il n'est selon nous probablement pas inutile de favoriser cette filière afin de créer un marché et des centres de compétence, dans le respect de budgets raisonnables.

⁴⁹ www.nanosolar.com/

⁵⁰ Sunpower commercialise des panneaux solaires photovoltaïques annoncés à 18,1 % de rendement. Sanyo annonce 19,7 % dès 2010.

IV. Les réseaux de transport et de distribution

1. Structure générale des réseaux électriques

Le but unique des réseaux électriques est d'acheminer l'électricité produite vers les consommateurs. Alors que les premiers clients de l'éclairage électrique étaient approvisionnés par une centrale unique, ce schéma s'est vite révélé insuffisant pour satisfaire les besoins de continuité de service et les diverses unités de production se sont raccordées les unes aux autres dans un maillage à haute tension.

Aujourd'hui la plupart des réseaux sont organisés selon des maillages au niveau « haute tension », et des réseaux de plus en plus radiaux au fur et à mesure qu'on se rapproche du consommateur final (de la moyenne vers la basse tension). Des transformateurs assurent la modification du niveau de tension d'un niveau à un autre.

Aujourd'hui l'ensemble d'un réseau fonctionne sur une fréquence unique ; en Europe celle-ci a été fixée à 50 Hz (contre 60 Hz aux Etats-Unis) sur trois phases. Ceci n'a pas toujours été le cas, la fixation de la fréquence ayant été un des principaux chantiers de la constitution des réseaux électriques, de même que l'harmonisation des tensions afin de pouvoir interconnecter les réseaux entre eux au niveau national, puis international.

L'objectif de ce document n'est pas de retracer les raisons qui ont poussé à choisir telle technique ou tel paramètres mais il convient de bien recadrer les principaux éléments clés :

- le transport de l'électricité se fait sous forme alternative, triphasée (sauf exception des lignes HVDC, en courant continu à très haute tension)
- La fréquence de tout le réseau ainsi que les niveaux de tension jusqu'au consommateur final font l'objet de règles précises (les niveaux de tension intermédiaires dépendent des différents pays)

On distingue grosso modo 3 modes d'organisation des réseaux électriques :

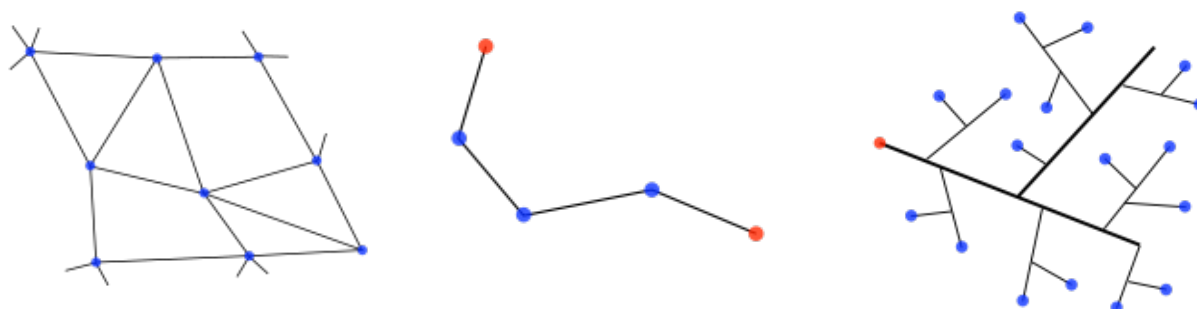


Figure 6: Réseau maillé, réseau bouclé et structure radiale⁵¹

⁵¹ fr.wikipedia.org/wiki/Réseau_électrique, op.cit.

Les réseaux de transport sont maillés et interconnectés les uns aux autres via des lignes transnationales. Le réseau global qui en résulte permet de compenser des déséquilibres sur de plus grandes zones. Dans un réseau maillé les postes électriques sont reliés les uns aux autres par des lignes redondantes. Un défaut sur une ligne (dit défaut $n-1$) doit permettre au réseau de se maintenir. Ce réseau est dit à « haute tension », la tension utilisée pour le transport de l'électricité allant en général de 150 à 400 kV.

Le réseau intermédiaire, dit de « moyenne tension » permet d'acheminer l'électricité au niveau régional. Ils peuvent être maillés ou bouclés selon les régions.

Le niveau de distribution, dit de « basse tension » est utilisé pour distribuer l'électricité jusqu'au consommateur final. Certes certains raccordements de puissance se font sur le réseau de transport mais dans sa grande majorité, l'utilisateur du réseau électrique consomme de l'électricité fournie par le réseau de distribution. Ce réseau est de type radial. Depuis le dernier transformateur jusqu'au point de raccordement, il n'existe qu'un seul et unique chemin⁵².

Les différents niveaux de tensions ont pour but de délivrer l'énergie électrique à des niveaux de tension correspondant à l'utilisation des consommateurs. On retrouve en Belgique les niveaux suivants ⁵³:

- 380 kV et 150 kV – gérés par le GRT – Elia – Responsabilité de l'état fédéral.
- 70 kV et 30 kV – gérés par le GRT – Elia – Responsabilité des 3 régions Bruxelloise, Wallonne et Flamande.
- De 30kV à 400V – gérés par les GRD

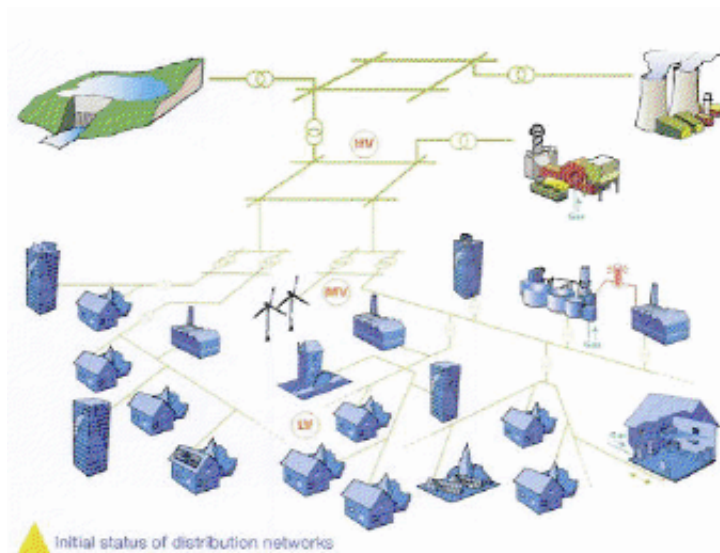


Figure 7: Vue schématique d'un réseau électrique (EU-DEEP)⁵⁴

⁵² Pour ce paragraphe, fr.wikipedia.org/wiki/Réseau_électrique, op.cit.

⁵³ www.elia.be; www.creg.be; www.cwape.be; www.vreg.be; www.brugel.be

⁵⁴ www.eu-deep.com, op.cit.

La distinction entre Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT) et Gestionnaire du Réseau de Distribution (GRD) permet de distinguer entre les responsabilités claires, de transport de l'électricité entre les producteurs de grande taille (unités thermiques, nucléaires, grand hydraulique) et les niveaux inférieurs du réseau où le GRD pourra distribuer cette électricité au consommateur.

La différence entre un réseau de transport et un réseau de distribution n'est pas une distinction administrative. Elle recouvre une réalité technique entre le niveau local et le niveau global. Le niveau local concerne les réseaux de distribution et inclut :

- le contrôle de la tension
- les surcharges
- la protection
- la qualité de l'électricité
- le risque d'îlotage

Le niveau global quant à lui réfère au réseau de transport et à la sécurité du réseau ; on y retrouve :

- le contrôle de la puissance et de la fréquence
- le contrôle de la tension au moyen de la puissance réactive
- les systèmes de protection
- les procédures de contrôle d'urgence
- les plans de défense
- la restauration du système

Le passage du transport à la distribution se matérialise là où la structure du réseau change : du réseau maillé de transport vers le réseau radial de distribution⁵⁵.

En Belgique, les GRD sont les émanations d'anciennes intercommunales alors que le GRT (Elia) est issu de l'ancienne société monopolistique, Electrabel. Cette situation est semblable à beaucoup de pays européens depuis la libéralisation (RTE et EDF par exemple en France). Il existe en Belgique deux fédérations regroupant pour la région wallonne et la région flamande une partie importante des GRD : ORES (Wallonie) et EANDIS (Flandre).

Le cas d'un GRT unique n'est pas universel, l'Allemagne disposant de plusieurs gestionnaires de réseau de transport, avec E.ON Netz, Vattenfall, RWE et EnBW).

2. Les fonctions des réseaux

Fondamentaux

Le gestionnaire du réseau de transport doit répondre à une problématique triple :

- il doit assurer l'équilibre entre production et consommation à tout instant,

⁵⁵ Résultats EU-DEEP : T1 : Power system design is a key parameter for the introduction of Distributed Energy Resources (DER) - www.eu-deep.com/index.php?id=473

- il doit assurer que la puissance demandée soit disponible chez les clients à tout instant dans la limite des contraintes techniques (tension, fréquence, harmoniques),
- il doit garantir le transit dans les lignes de transport.

Ce qui semble évident sur le papier l'est moins en pratique : pour ce faire, le gestionnaire prévoit jour après jour la consommation afin d'adapter la production. Cette prévision permet de disposer d'une marge de manœuvre afin de pouvoir faire face à des problèmes inattendus. Un réglage fin est réalisé à chaque instant pour couvrir les variations dans la zone de réglage et assurer le respect des limites fixées aux paramètres de base : la tension et la fréquence. Le GRT planifie donc avec les autres intervenants (producteurs) la gestion active du réseau⁵⁶.

Se rajoute l'obligation d'entretenir le réseau, la mise hors service de certains éléments, et les aléas de production et de consommation quotidiens.

- Maîtrise de la puissance fournie
- Gestion de la puissance réactive
- Respect de la qualité du réseau (tension, fréquence, harmoniques)

La fréquence sur le réseau est influencée par le comportement de l'énergie active ; la tension quant à elle est affectée par l'énergie réactive.

L'énergie active se transporte et la fréquence peut se régler au niveau de l'ensemble du réseau européen. L'énergie réactive quant à elle se transporte difficilement et la tension doit être gérée localement.

Afin de gérer la tension et la fréquence, le GRT dispose d'unités de production réglantes. Dans le cas de la tension, celles-ci doivent être réparties localement pour pouvoir gérer la tension au niveau local. Afin de gérer cette tension, le GRT dispose de plusieurs possibilités : de l'énergie réactive fournie par les producteurs, mais aussi des batteries de condensateurs et une possibilité de réglage sur les transformateurs.⁵⁷ Ce réglage peut être réalisé de manière centralisée par le GRT ou de manière automatique, ce que l'on nomme *contrôle primaire*.

A côté de cela, GRT et GRD doivent faire évoluer leur réseau afin de faire face aux évolutions de la production et de la consommation. Cette activité est réalisée sur base d'études liées à la variation de consommation mais aussi, et c'est assez récent, à l'évolution vers de plus en plus d'intégration de sources renouvelables sur le réseau électrique.

⁵⁶ Electricité et énergies renouvelables, jusqu'où le réseau actuel peut-il gérer des sources décentralisées ? André Merlin, RTE in www.x-environnement.org/index.php?option=com_content&view=article (15 août 2009)

&id=54%3Aenergieenvironnement&catid=36%3Ajaune-rouge&Itemid=41&limitstart=6 (15 août 2009)

⁵⁷ Produire ou absorber de l'énergie réactive pour stabiliser la tension du réseau – Elia – Soutien Réseau – in www.elia.be/repository/ProductsSheets/S6_F_TENSION.pdf. (15 août 2009)

Les Réserves

On définit les réserves comme étant la puissance pouvant être appelée pour maintenir l'équilibre du réseau électrique entre consommation et production, ainsi que la tension et la fréquence. Ces réserves sont mises à disposition par les utilisateurs du réseau⁵⁸. De manière générale, on distingue :

- la réserve primaire
 - La réserve primaire permet de stabiliser la fréquence du réseau européen interconnecté et de prévenir les situations de *black-out*. Celle-ci est activable automatique sur des installations équipées pour détecter une variation de fréquence. La réaction se fait en moins de 30 secondes. Elle peut être utilisée pendant un maximum de 15 minutes.
 - Ordre de grandeur (RTE – France – 700 MW pour une capacité totale de l'ordre de 85000 MW)⁵⁹
- la réserve secondaire
 - la réserve secondaire est utilisée par le GRT pour équilibrer la zone de réglage et ramener la fréquence à 50 Hz. Elle est activée automatiquement et de manière continue. Elle est mobilisable dans un délai de 30 secondes à 15 minutes. Elle reste utilisée le temps nécessaire. Elle permet aussi de rétablir la réserve primaire qui en peut être utilisée plus de 15 minutes.
 - Ordre de grandeur (RTE – France – 500 à 750 MW pour une capacité totale de l'ordre de 85000 MW)
- la réserve tertiaire
 - la réserve tertiaire est une réserve de puissance qui sera utilisée par le GRT pour faire face à un déséquilibre important du réseau ou une congestion. Celle-ci comporte deux aspects : une réserve de production et une réserve de consommation. Cette seconde réserve (dite de prélèvement) consiste à pouvoir déconnecter certains utilisateurs ayant un contrat spécifique d'interruptibilité (dit *load shedding*). Cette réserve est activée manuellement, au contraire des deux autres, à la demande du GRT.
 - Ordre de grandeur (RTE – France – 1000 MW (15 minutes) + 500 MW (30 minutes) pour une capacité totale de l'ordre de 85000 MW)

Le schéma suivant indique comme le GRT belge, Elia, utilise les 3 réserves et selon quel enchaînement⁶⁰.

⁵⁸ Vue d'ensemble des services de soutien au réseau électrique – ELIA in www.elia.be/repository/ProductsSheets/S_F_SOUTIEN_RESEAU.pdf (15 août 2009)

⁵⁹ www.rte-France.com

⁶⁰ Elia, Soutien Réseau, op.cit.

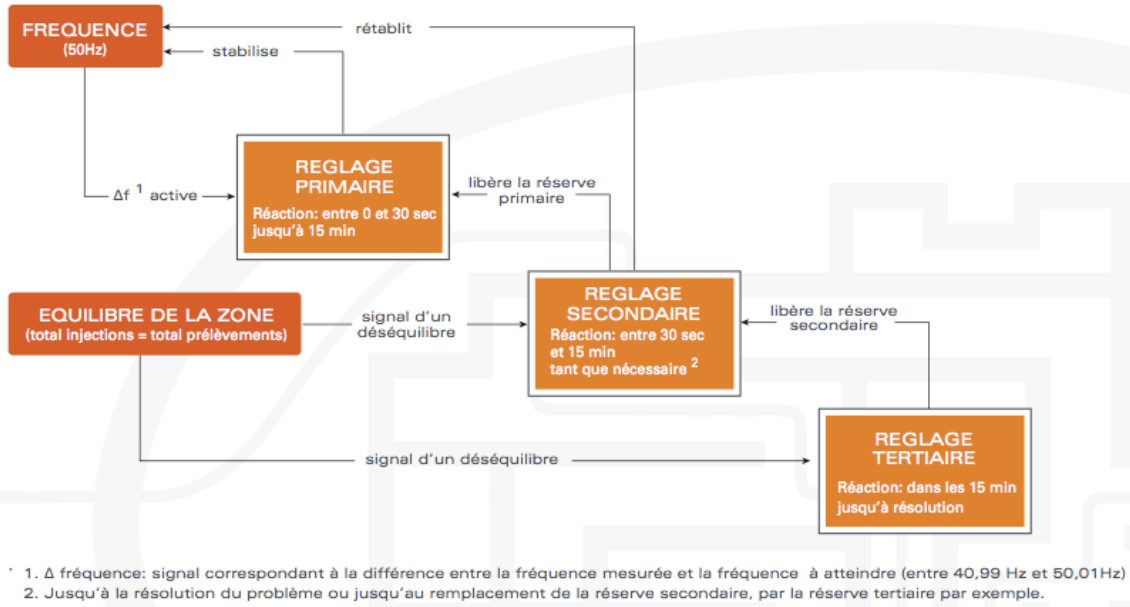


Figure 8: Utilisation des réserves par Elia.

La définition des réserves varie légèrement d'un pays à l'autre. En annexe 3 du rapport VTT 2007 cité en notes de bas de page⁶¹.

Ces réserves permettent de maintenir en permanence l'équilibre du réseau. Ce qui est illustré dans le tableau ci-dessous⁶²

	<i>Stabiliser en temps réel</i>	<i>Rétablir à court terme</i>	<i>Maintien à plus long terme</i>
<i>Période indicative</i>	De 0 à 30 sec	De 0 à 15 min	De 15 min à 8 h
<i>Fréquence</i>	Réglage primaire	Réglage Secondaire	-
<i>Congestion</i>	GRT accepte de légères surcharges.	Impose une modification topologique du réseau	Réglage tertiaire (production et prélèvement) et utilisation de la réserve d'urgence internationale
<i>Equilibre</i>	Prise en charge par le réseau interconnecté européen	Réglage secondaire	Réglage tertiaire
<i>Tension</i>	Contrôle primaire de la tension	Contrôle central de la tension. Utilisation transformateurs / condensateurs.	-

Tableau 5 : utilisation des réserves

⁶¹ VTT 2007 Wind Report, Design and operation of power systems with large amounts of wind power - State-of-the-art report - Hannele Holttinen & all. , VTT 2007.

⁶² Elia, Soutien Réseau, op.cit.

3. Interconnexion des réseaux européens

Les interconnexions entre les pays européens se sont développées depuis de nombreuses années au point qu'il n'est plus envisageable aujourd'hui de considérer un réseau électrique national (certains pays comme l'Allemagne voyant même cohabiter plusieurs gestionnaires) de manière isolée.

Le graphique ci-dessous représente les lignes à haute tension en Belgique et dans les pays limitrophes et l'ensemble des interconnexions en haute tension avec ces pays⁶³.

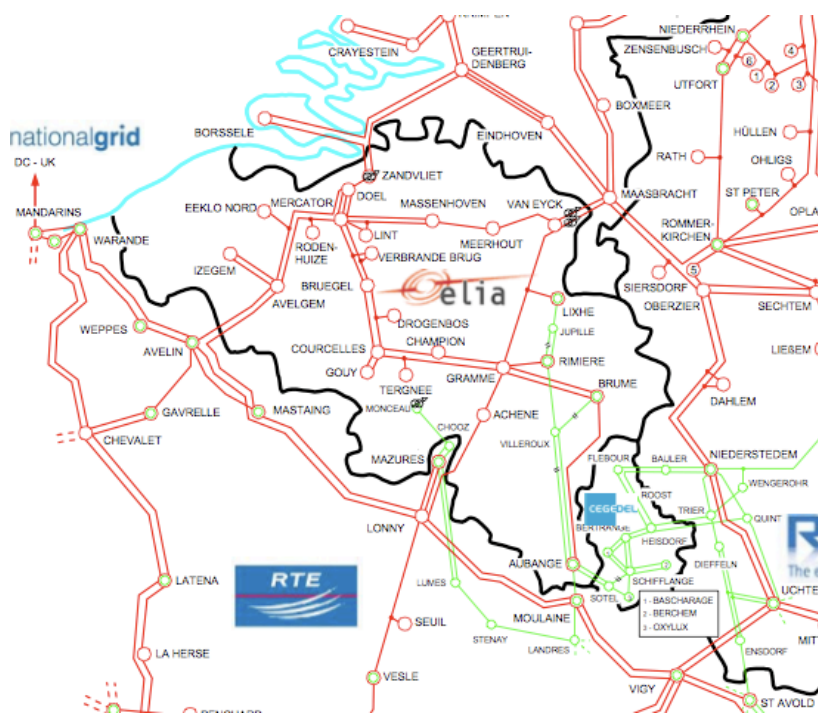


Figure 9: Principales interconnexions entre la Belgique et ses voisins. Elles se font entre la France d'une part et les Pays-Bas d'autre part en 400 kV.

On remarque qu'il n'existe pas de ligne entre la Belgique et l'Allemagne et qu'il n'existe qu'une connexion unique en 225 kV avec le Luxembourg.

Il existe des projets détaillés sur le site d'Elia pour augmenter ces interconnexions⁶⁴. Dans d'autres pays européens, de nouveaux investissements seront

nécessaires pour améliorer ces interconnexions en fonction des contraintes à venir⁶⁵.

Ces interconnexions permettent de faire appel à des ressources extérieures au pays afin d'équilibrer la tension et/ou la fréquence. Elles garantissent un niveau plus élevé de sécurité et de stabilité.

Un simple coup d'œil au graphique ci-dessus fait clairement ressortir que les interconnexions ont d'abord été pensées pour compenser de faibles déséquilibres. Or avec des taux de pénétration en augmentation croissante pour les unités décentralisées renouvelables, l'Europe (au minimum) pourrait être un terrain de jeu acceptable pour

⁶³ Carte des réseaux des membres Coreso – Zoom sur la Belgique - Extrait de www.coreso.eu/media/maps/CWE_map_04_2009.pdf (15 août 2009)

⁶⁴ Accroissement de la capacité d'interconnexion entre Belgique et pays voisins – Elia in www.elia.be/repository/pages/a6ab88b01fbc447eb518b493e124406c.aspx - (18 juillet 2009).

⁶⁵ Accès aux interconnexions – RTE in www.rte-france.com/htm/fr/activites/acces_interconnexions.jsp (15 août 2009)

intégrer les capacités éoliennes, photovoltaïques et autres liées aux variations climatiques.

Un manque de production dans un pays peut être comblé par une production excédentaire dans un pays voisin ou inversement un surplus de production peut être absorbé ailleurs.

Néanmoins la régulation du réseau se faisait jusqu'il y a peu uniquement au niveau national par chacun des opérateurs. L'incident du 4 novembre 2006 a montré l'absolue nécessité de la coordination entre les différents GRT. ⁶⁶

Ces interconnexions sont rendues d'autant plus importantes et la régulation entre les divers GRT que les productions décentralisées renouvelables ont des effets d'autant plus aisément contrôlables que la taille du réseau est grande.

Les réseaux belge, français, allemand, suisse, hollandais et luxembourgeois échangent des informations au sein de CORESO, structure visant à chapeauter les gestionnaires nationaux.

⁶⁶ Historique de la création de Coreso –
www.coreso.eu/index.php?option=com_content&view=article&id=14&Itemid=41 (15 août 2009)

V. Effets connus des productions décentralisées sur les réseaux électriques

1. Introduction

Ce chapitre vise à exposer les principaux défis techniques auxquels les réseaux électriques sont ou seront exposés de part la croissance de la pénétration des énergies renouvelables décentralisées.

Les réseaux électriques tels que définis dans un pays comme la Belgique ne datent pas d'hier. Les infrastructures ont évolué au cours du temps pour arriver à la situation actuelle. Mais une seule et unique chose n'a pas changé, la structure des réseaux reste une structure globalement radiale, au départ des nœuds du réseau de transport.

Les réseaux de distribution actuel ont été pensés et dessinés pour faire passer un flux de puissance (réelle P , et réactive Q) des hautes vers les basses tensions.⁶⁷ Avec l'augmentation du taux de pénétration d'unités décentralisées, le circuit qui était purement passif et ne faisait qu'alimenter des appareils électriques, ce circuit devient actif: les flux de puissance et les tensions y sont à présent déterminées par la dynamique des consommations mais aussi des productions décentralisées qui y sont raccordées.⁶⁸

Les opérateurs des réseaux ont d'abord réagi en définissant des standards de connexion de ces unités décentralisées aux réseaux. L'approche considérée a été de garantir que ces unités ne réduisent pas la qualité de l'électricité offerte aux consommateurs tout en privilégiant une approche où l'unité décentralisée est considérée comme une charge négative.⁶⁹

Nous allons passer en revue les effets les plus connus des productions d'énergie décentralisées et renouvelables sur les réseaux électriques.

2. Effets constatés sur les réseaux électriques

Ce chapitre vise à détailler les principaux effets des productions décentralisées renouvelables sur la gestion des réseaux électriques. Nous détaillerons les effets les uns après les autres avant d'esquisser une synthèse globale.

Les points traités parcourent les grandes tendances que font apparaître les pénétrations de plus en plus élevées des unités décentralisées et/ou renouvelables. La distinction entre ces deux aspects est importante: la connexion d'une unité sur le réseau de distribution ne présente pas les mêmes caractéristiques si la source d'énergie est prévisible ou non, intermittente ou constante, etc.

⁶⁷ Embedded Generation, Nick Jenkins & All., The institution of Electrical Engineers, p9

⁶⁸ ibid..

⁶⁹ ibid.. p. 11

Nous allons nous attarder premièrement sur les effets dynamiques, la qualité de l'électricité produite et la gestion de l'équilibre du réseau entre production et consommation, gestion dont dépend étroitement la qualité de l'électricité. Nous nous attacherons ensuite à évaluer des problèmes plus statiques comme les contraintes de raccordement, les transferts d'information vers le GRT, etc.

a. Introduction à la gestion de l'équilibre et au maintien de la tension et de la fréquence

A tout moment il convient d'équilibrer sur un réseau électrique la consommation et la production. Tout déséquilibre de l'une par rapport à l'autre conduit à modifier à la hausse ou à la baisse la tension et la fréquence, paramètres devant rester impérativement dans les normes fixées au risque de ne pouvoir garantir le bon fonctionnement et partant la sécurité des installations.⁷⁰

Les conséquences d'une instabilité étant dramatiques pour la continuité de la fourniture de l'électricité aux consommateurs, le GRT doit mettre tout en œuvre pour limiter au maximum les risques de survenance de ces phénomènes.

Dans le cadre d'un réseau classique, la gestion de l'équilibre passe par un ajustement de la production pour compenser la hausse ou la baisse de la consommation. Cet équilibre fait l'objet de règles strictes, édictées par le législateur et/ou le régulateur.

Le réglage de la fréquence se fait au niveau global, en utilisant la puissance classique tandis que le réglage de la tension fait appel à la puissance réactive, au niveau local.

Dans le cas des productions d'énergie décentralisées, le nombre et la taille des intervenants influent directement sur la capacité à maintenir l'équilibre. De quelques dizaines ou centaines d'unités sous contrôle, le GRT voit une fraction des unités de production passer sous contrôle des GRD, parfois sans moyen d'action sur leur production (électricité photovoltaïque, micro-cogénérations, etc.) ou même sans connaissance précise de leur existence.

En effet, comme nous l'avons vu ci-dessus, dans le cas de la Belgique, les grandes unités de production se taillent la part du Lion et on compte une grosse centaine d'unités au maximum. Le maintien de l'équilibre requiert donc la mise en service ou l'arrêt de ces unités au fur et à mesure des besoins planifiés et des imprévus.

Les contraintes suivantes sont liées aux unités décentralisées :

- Elles sont généralement connectées sur le réseau de distribution, et donc hors du champ du GRT,
- Elles ne font pas l'objet d'une télésurveillance, ni de possibilités de télécommande,
- De ce fait, elles ne participent pas à la gestion active du réseau,

⁷⁰ Raccordement réseau – des études pour « Power Quality » pour une qualité de tension appropriée in Elia, www.elia.be/repository/ProductsSheets/R3_F_ETUDE_POWER_QUALITY.pdf (15 août 2009)

- Elles reportent cette gestion entièrement sur les unités centralisées classiques.

Lorsque ces unités utilisent des sources d'énergie renouvelables :

- Leur production ne peut être prévue à 24 heures avec précision ou à tout le moins autant de précision qu'une unité classique.

Aujourd'hui ces points sont devenus essentiels du fait de l'augmentation des taux de pénétration. Les GRT ne peuvent plus considérer les unités décentralisées, renouvelables ou non, comme négligeables et doivent prendre en compte leur production d'énergie dans leur gestion active du réseau. Le GRT doit prendre des mesures, que nous détaillerons ci-après afin de maintenir l'équilibre du réseau et la qualité de l'électricité.

Dans les points suivants, nous détaillerons chacune des grandes contraintes qui modifient la manière d'opérer et de concevoir les réseaux électriques, en commençant par les contraintes techniques.

Global & Local

De la même manière que la gestion de l'équilibre, le problème du maintien de la fréquence est un problème *global* qui s'applique au réseau dans son ensemble, voir à l'ensemble des réseaux interconnectés. Le maintien de la tension et la qualité générale de l'onde électrique sont une problématique *locale*, au point de connexion.

b. Intermittence et prédictibilité

Un effet couramment associé aux productions renouvelables est celui de leur variabilité. Il est important de distinguer à nouveau entre les productions renouvelables et les autres productions décentralisées, au rang desquels on compte les cogénérations. Celles-ci, quelque soit leur taille, tournent quand il existe un besoin de chaleur. Ce besoin n'est pas *nécessairement* concomitant avec le besoin en électricité, même s'il semble acquis⁷¹. De ce fait, ces unités deviennent prévisibles, au même titre que des centrales classiques.

La question essentielle est celle de la prévisibilité : est-il possible de planifier la production des unités décentralisées avec le même niveau de sécurité que celle des unités classiques ?

Les productions intermittentes apportent de la variabilité et de l'incertitude dans la gestion des réseaux électriques⁷². Ceci conduit inéluctablement à des effets sur la fiabilité du réseau et son efficacité. Dans le contexte d'une production classique, dont il est aisé de prévoir l'offre en électricité, les producteurs sont tenus de prévenir au minimum la veille de leur plan de production. Dans le cas du vent et du soleil, malgré les

⁷¹ www.eu-deep.com - nombreuses conclusions sur le lien entre électricité produite par une micro-cogénération et la pointe de consommation électrique de début de soirée.

⁷² Variability of Wind Power and Other Renewables – management options and strategies - Agence Internationale de l'énergie – www.iea.org/textbase/papers/2005/variability.pdf (15 août 2009)

prévisions météorologiques, il subsiste une importante incertitude sur la production réelle. Le graphique ci-dessous compare la demande en électricité (la charge) avec la variation de la vitesse du vent au Danemark sur une période de 20 jours.

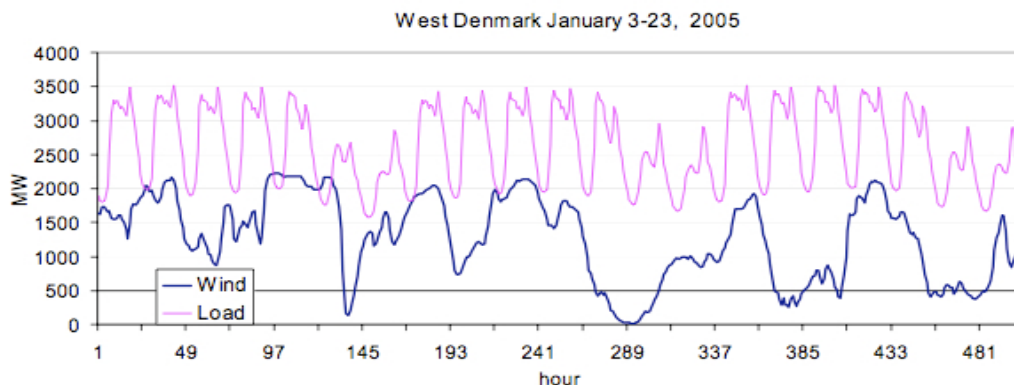


Figure 10: Production éolienne (2400 MW) et charge dans l'Ouest du Danemark. La tempête du 8 janvier 2005 est visible aux heures 128 à 139. Données : www.energinet.dk⁷³

En Espagne, des variations ont été mesurées sur la production totale allant de 2 à 72% de la capacité installée (soit de 25 MW à 8375 MW).⁷⁴

Est-il possible de prévoir les productions intermittentes ? Il semble que cela soit plus aisé dans le cas du photovoltaïque⁷⁵ que pour l'éolien. Pour le photovoltaïque, l'électricité produite dépend d'abord de l'ensoleillement normal, ensuite de la couverture nuageuse. Autant le premier est simple à déterminer, autant le second pose les mêmes problèmes de prévision météo que l'éolien. On arguera à nouveau que plus la zone est grande plus l'effet de lissage sera important.

Dans le cas de l'éolien il semble que la prévision actuelle de l'éolien soit moins précise que les prévisions de charge. Néanmoins des prévisions sur des zones plus larges permettent comme en Allemagne de diminuer l'incertitude⁷⁶. On pourrait logiquement en déduire qu'en étendant la zone sur laquelle on souhaite mesurer le foisonnement, on réduirait d'autant l'incertitude.

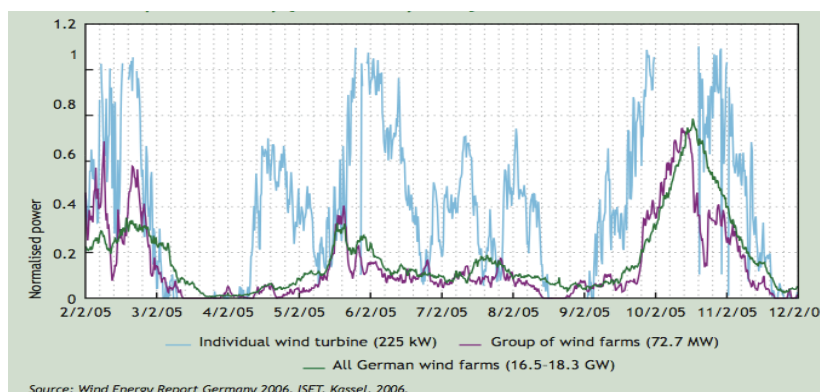


Figure 11: Lissage géographique de la puissance éolienne (2 au 12 février 2005, Allemagne)⁷⁷

⁷³ VTT 2007 Wind Report, op.cit.

⁷⁴ Ibid. p.22

⁷⁵ www.epia.org (15 août 2009)

⁷⁶ VTT 2007 Wind Report, op.cit. p.19

⁷⁷ Empowering Variable Renewables. Options for Flexible Electricity Systems. International Energy Agency in www.iea.org/g8/2008/Empowering_Variable_Renewables.pdf (15 août 2009)

Néanmoins on trouve aussi des études indiquant que la production d'électricité éolienne suit assez bien les variations de la consommation, en tous cas à des niveaux de pénétration de l'ordre de 10 %⁷⁸. Ces affirmations doivent cependant être prises avec précaution.

Les prédictions dans le domaine du vent sont plutôt bonnes pour autant que les modèles soient adaptés aux zones considérées ; les facteurs locaux ayant une importance énorme. Néanmoins, les prédictions ne sont pas encore aujourd'hui à un niveau de précision tel que l'on puisse considérer le vent comme une énergie prévisible. De nombreuses recherches sont menées à ce sujet et devraient progressivement faire évoluer par petit pas les prédictions en la matière.⁷⁹

Le graphique ci-dessous donne une indication de cette corrélation. Néanmoins le nombre de jours considéré ne constitue par une preuve formelle à cet égard et ne peut être extrapolé à un autre pays ou une autre région. Les quatre courbes les plus basses représentent 4 jours de production éolienne dans la partie ouest du Danemark. La courbe orange correspond au cinquième jour. De manière générale, avec peu de vent la nuit, la courbe venteuse correspond d'une certaine manière à l'évolution de la consommation d'électricité. Il faut néanmoins faire attention au fait qu'il ne s'agit que de quelques jours de production⁸⁰.

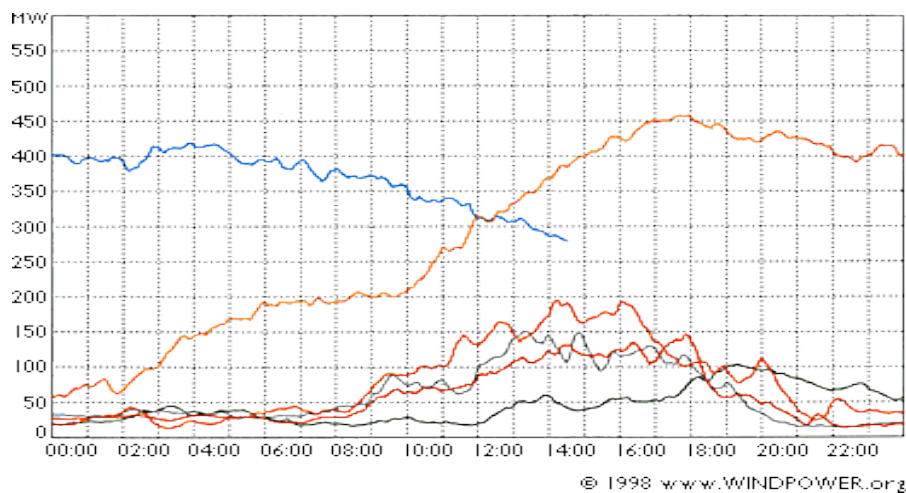


Figure 12: La production d'énergie éolienne au cours d'une semaine d'été⁸¹

D'un point de vue macroscopique, en prenant en compte le mois comme durée de référence, cette corrélation semble assez bien justifiée. On notera qu'il existerait une adéquation intéressante sur base mensuelle, qui mériterait une étude plus profonde. En effet, une adéquation sur base mensuelle permettrait de travailler sur des systèmes de

⁷⁸ « Les éoliennes dans le réseau électrique : les variations de l'énergie du vent » in Danish Wind Industry Association - www.windpower.org/fr/tour/grid/index.htm (15 août 2009)

⁷⁹ The State-of-the-Art in Short-Term Predictions of Wind Power. A literature overview. Gregor Giebel. Project ANEMOS in anemos.cma.fr (15 août 2009)

⁸⁰ « Les éoliennes dans le réseau électrique... » op.cit.

⁸¹ Ibid.

compensation (le stockage à moyen terme (quelques jours à un mois) restant hors de portée au vu des quantités d'énergie à stocker).⁸²

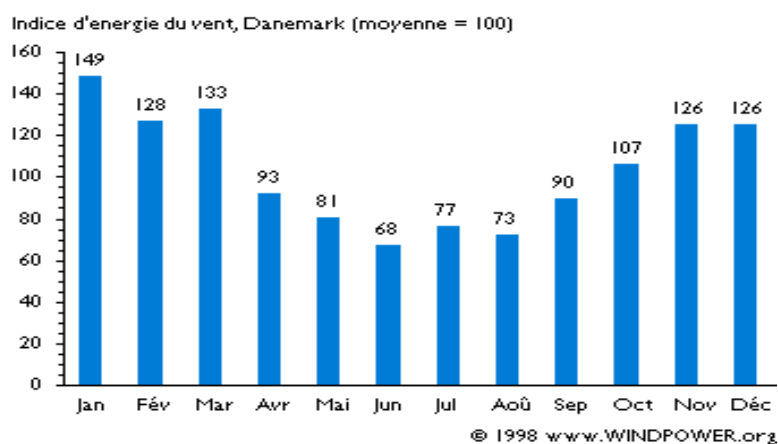


Figure 13: Indice d'énergie du vent sur base mensuelle.

Pour conclure sur ce point, pouvons-nous assurer que la volatilité des certaines sources décentralisées pose un problème majeur ? Nous allons tenter de résoudre partiellement à cette question plus avant dans le document en comparant les variations dues à la demande aux variations dues à la production renouvelable, photovoltaïque et éolienne.

A ce niveau-ci, nous pouvons aussi nous interroger sur la pertinence de l'analyse d'une seule source localisée en un endroit précis. Le foisonnement, sur de grandes zones géographiques, mais aussi la combinaison de sources renouvelables distinctes ayant des caractéristiques différentes (comme éolien, biomasse et stockage d'hydrogène) devrait permettre de lisser les effets variables pour approcher une prédictibilité importante des unités renouvelables prises groupées. Nous reparlerons de ceci plus avant dans le chapitre consacré à l'extension des limites d'intégration.

Plusieurs études ont ainsi été menées séparément afin de valider l'intuition selon laquelle l'agrégation de sources renouvelable diverses peut fournir un agrégat aussi stable et prévisible qu'une centrale classique. On se référera à une étude citée en note de bas de page pour plus de précisions⁸³. Mais aussi aux travaux d'agrégation de sources renouvelables en Allemagne qui visent à promouvoir ces concepts⁸⁴ dont nous reparlerons plus avant.

⁸² Variations saisonnières de l'énergie du vent – Danish Wind industry Association in www.windpower.org/fr/tour/grid/season.htm (15 août 2009)

⁸³ www.energyrichjapan.info - Dr. Harry Lehmann (15 août 2009)

⁸⁴ www.kombikraftwerk.de/index.php?id=25 (15 août 2009)

c. Inversion de la pente de tension

La question de la sous-tension ou surtension en un point sur la ligne d'un feeder (alimentation de distribution) limite l'installation de systèmes de production d'électricité décentralisée.

Tout gestionnaire de réseau électrique est dans l'obligation de fournir une onde électrique dont la tension se situe dans des limites définies. En Belgique Synergrid fournit des prescriptions techniques à respecter en cas de raccordement d'une unité décentralisée au réseau de distribution.⁸⁵

Dans une installation de distribution classique, les lignes tirées depuis le dernier transformateur sont dimensionnées en fonction de deux critères : la capacité à fournir tous les clients raccordés à cette ligne (ce qui définit entre autres la section du câble) et le maintien de la tension dans les limites définies (ce qui définit la longueur de la ligne).

Quand on parle de variations de tension, on parle de fluctuations, de creux et de pics de tension. La génération décentralisée cause un pic de tension au point d'interconnexion. Ceci limite clairement la puissance de l'installation pour permettre à la tension de demeurer dans les limites réglementaires. Dans une distribution classique, sans génération décentralisée, la tension prend la forme suivante :⁸⁶

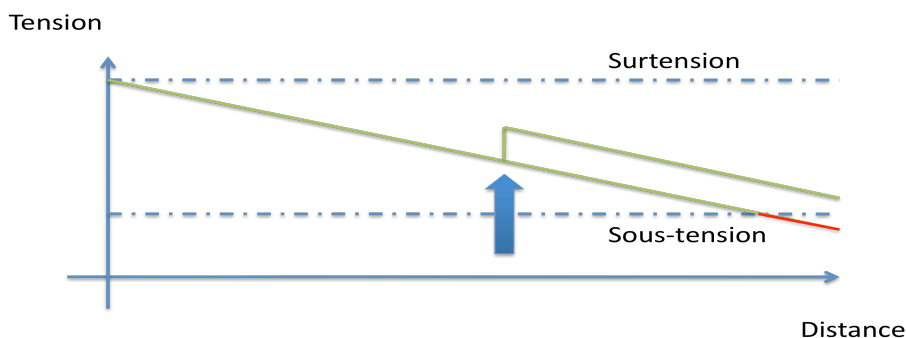


Figure 14: Evolution de la tension depuis le dernier transformateur. Pour éviter que la tension en bout de ligne ne passe sous le seuil limite, il existe des possibilités techniques telles que le SVR (Step Voltage Regulator). Cette technique permet de compenser la perte de tension sur des lignes trop longues par rapport à la consommation amont.

Si on installe un ou plusieurs générateurs sur la ligne : Si la puissance générée est supérieure à celle consommée au point d'interconnexion, le surplus d'électricité est renvoyé sur le réseau. Le sens du courant électrique est alors renversé et la tension monte à l'approche de la fin de ligne comme expliqué dans le graphique suivant :

⁸⁵ « Prescriptions techniques spécifiques pour les installations de production décentralisées fonctionnent en parallèle sur le réseau de distribution » - doc C10/11 – Synergrid.

⁸⁶ Pour ceci est la suite du chapitre sur la pente de tension : Visualization Tool for Photovoltaics Operating on Electric Grids - International Energy agency – PVPS – Task Force 5.

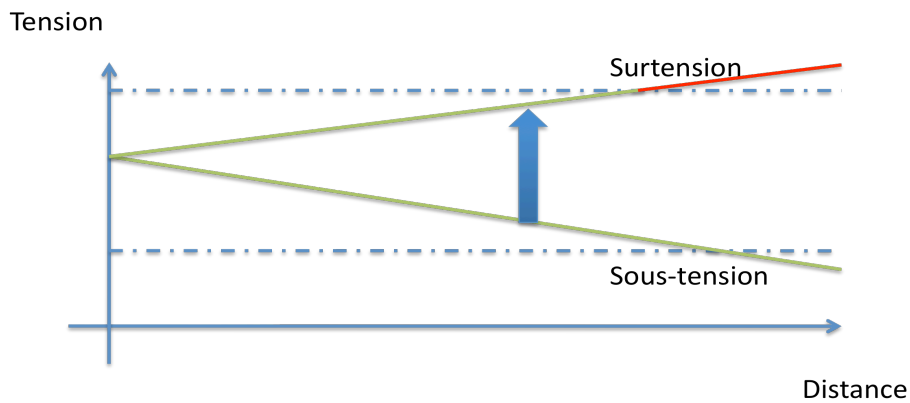


Figure 15: *inversion de la pente de la tension. Un dépassement de la limite supérieure peut survenir en cas de raccordements de nombreux générateurs sur la ligne.*

Il existe néanmoins des contremesures pour éviter ces cas, la surtension en bout de ligne étant tout aussi problématique pour le consommateur que la sous-tension. De plus ce dépassement de la tension provoque en général une déconnexion des unités (PV par exemple) placées en aval.

La technologie dite LDC (*Line Drop Compensator*) permet de modifier la tension en sortie de transformateur par pas à pas. La tension peut donc être contrôlée sur la ligne pour éviter un dépassement de la limite supérieure, comme indiqué dans le graphique ci-dessous.

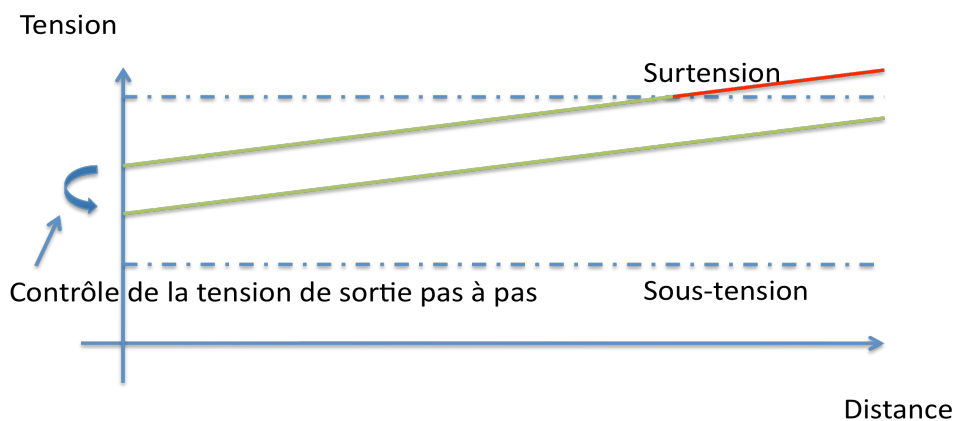


Figure 16: *utilisation de LDC en sortie de transformateur pour adapter la tension aux circonstances de génération et éviter de franchir le seuil de surtension en bout de ligne.*

Cette solution est imparfaite en ce sens que la tension de sortie ne peut pas être contrôlée indépendamment sur chaque ligne raccordée au transformateur. Le taux de génération étant différent sur chaque ligne, il existe un risque important de faire passer d'autres consommateurs en sous-tension.

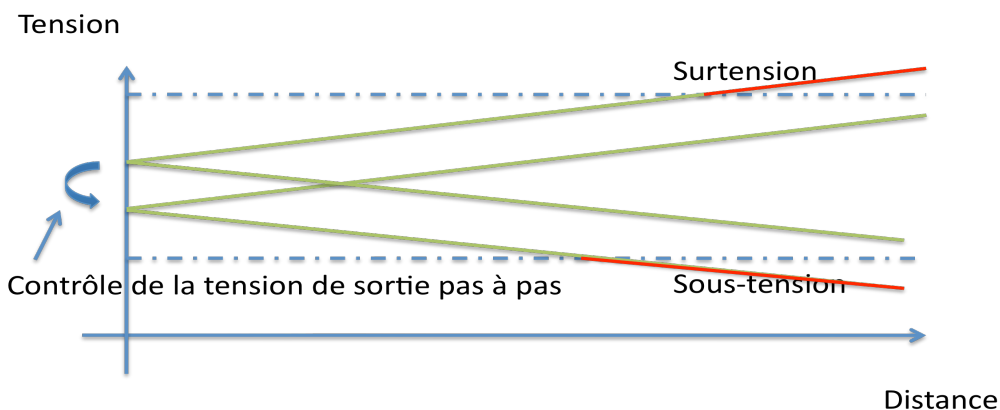


Figure 17: la baisse du niveau de tension en sortie de transformateur affecte aussi bien les lignes à haute intensité de génération que les lignes à basse intensité. Il est possible qu'il n'existe pas de tension de départ idéale qui satisfasse l'ensemble des lignes. Certains pays comme le Japon imposent dès lors aux fournisseurs d'onduleurs de limiter la puissance de sortie (pour du PV). Cette solution est néanmoins pénalisante pour le producteur situé loin sur la ligne car elle diminue sa production.

Il existe néanmoins d'autres types de solutions techniques qui nécessitent des investissements de la part du GRD impliqué, néanmoins ce problème est crucial et limite clairement le raccordement d'unités décentralisées sur un ligne.

d. Ilotage

Dans un réseau classique en étoile, la coupure d'une ligne au niveau du réseau de distribution coupe l'alimentation en électricité en aval de la coupure. Dans le cas de productions décentralisées actives en aval de la coupure, ceci n'est plus vérifié : on parle dans ce cas de situation d'îlotage (*islanding*).

Est-il possible que la partie déconnectée du réseau continue à fonctionner normalement en cas d'îlotage ?

La probabilité est extrêmement faible. Il faudrait pour cela remplir les conditions de tension et de fréquence du réseau tout entier alors que justement la zone isolée a été déconnectée du réseau. Si par hasard la consommation équilibre la production isolée au moment précis de la séparation, il est totalement improbable que cet équilibre perdure.

Normalement les unités décentralisées doivent se déconnecter du réseau en cas de problème de ce type. Néanmoins il existe tout de même une probabilité que le générateur ne se déconnecte pas et continue d'alimenter le sous-réseau isolé et les charges qui y sont connectées.

Le problème majeur est le risque d'accident que l'îlotage fait courir aux personnels. Néanmoins il semble que ce risque soit faible et que de plus en plus le personnel d'intervention des gestionnaires de réseaux de distribution soit entraîné à travailler dans un environnement plus aléatoire qu'auparavant.

On notera pour mémoire que le public pourrait également être à risque mais surtout le matériel électrique raccordé au réseau, qui cette fois fonctionne en dehors de toutes les limites de sécurité définies.

Dans le cas d'un ilotage de courte durée, pour lequel les génératrices ne se sont pas déconnectées, le rétablissement de la connexion au réseau principal peut causer d'énormes courants électriques dans tant le réseau que la génératrice (du fait du déphasage). De même, on assistera probablement aussi à une grande libération d'énergie dans le système de transmission mécanique des éoliennes (p.ex. les arbres, le multiplicateur et le rotor de l'éolienne), libération dont les effets seront semblables à ceux d'une connexion abrupte de la génératrice au réseau électrique.

Le système doit donc surveiller sans cesse la tension et la fréquence du courant alternatif transmis au réseau. Dans le cas où la tension ou la fréquence du réseau local dépasseront certaines limites pendant une fraction de seconde, l'éolienne coupera automatiquement la connexion au réseau et s'arrêtera immédiatement après

La reconnexion constitue un problème supplémentaire : il existe un risque de sur-courant pendant la phase de reconnexion, due à un déphasage entre le réseau principal et la zone passée en ilotage.⁸⁷

Néanmoins la probabilité d'un ilotage de plus de 5 secondes sur une ligne du réseau de distribution a été calculée et va de $8,3 \cdot 10^{-10}$ /an à $8,3 \cdot 10^{-11}$ /an, soit de chiffres tout-à-fait insignifiants.⁸⁸

e. Harmoniques

L'électricité fournie par le réseau électrique est de type alternatif. Cela signifie que la tension et le courant suivent la forme d'une sinusoïde de fréquence fixée (50 Hz en Europe, 60 Hz aux USA). En connectant certains appareils électroniques au réseau, ceux-ci peuvent provoquer des modifications de la forme de la courbe tension/courant dans le temps. Les différentes par rapport à la sinusoïde parfaite sont appelés harmoniques.

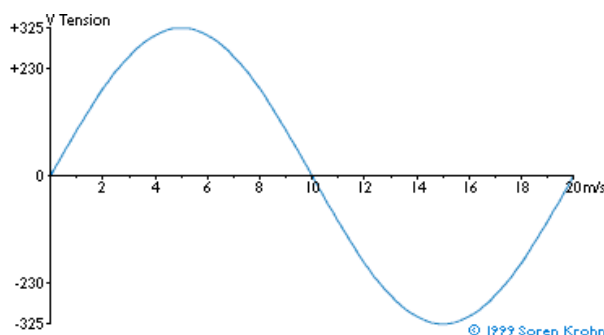


Figure 18: Courbe de courant/tension en sinusoïde parfaite.⁸⁹

⁸⁷ Les éoliennes et la qualité de puissance, Danish Wind Industry Association in www.windpower.org/fr/tour/grid/rein.htm (15 août 2009)

⁸⁸ IEA – PVPS Task Force 5 – op.cit.

Une harmonique est donc un composant intégral multiple de la fréquence fondamentale d'une onde. Une onde de 50 Hz pourra donc avoir des harmoniques de 150 Hz (harmonique de rang 3), 250 Hz (harmonique de rang 5), etc.

Ces harmoniques proviennent en général d'appareils fonctionnant sous en courant continu ou en courant alternatif à une autre fréquence : les appareillages utilisés pour convertir le signal électrique renvoient des perturbations dans le réseau sous forme de combinaisons d'harmoniques.

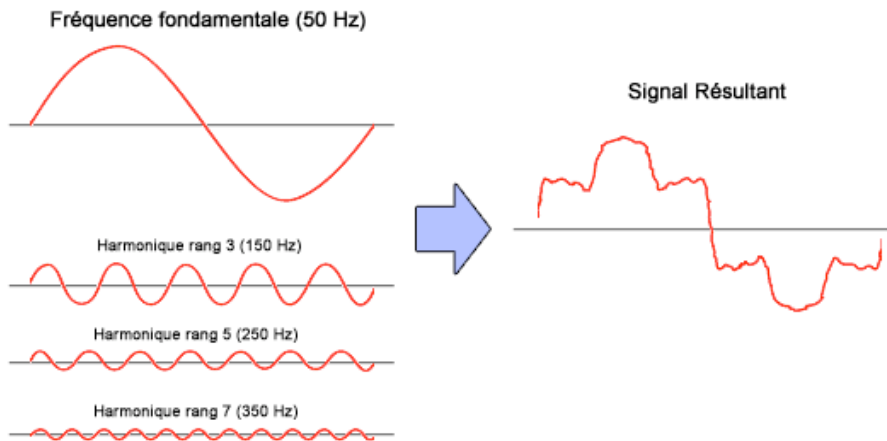
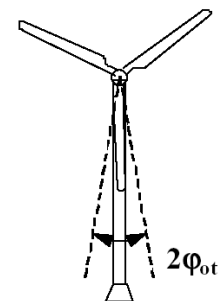


Figure 19: Ces harmoniques peuvent déformer le signal comme indiqué ci-dessus (signal résultant). L'addition des harmoniques au signal fondamental déforme la sinusoïde de base.

En cas de dépassement important, il existe un risque de rupture physique des appareillages connectés par surchauffe voir incendie.

Les systèmes de génération d'électricité photovoltaïque produisent de l'électricité en courant continu. Un dispositif d'électronique de puissance permet alors de convertir vers du courant alternatif. Certains onduleurs anciens généraient des harmoniques néfastes mais a priori les appareils les plus récents ont éliminé ce phénomène.⁹⁰

De manière générale, ce problème appartient donc au passé, grâce à la combinaison d'un dispositif appelé PWM (*Pulse Width Modulation*) qui contrôle la tension en variant les intervalles et la largeur de la pulsation de telle manière que la valeur moyenne de la tension se rapproche de la courbe idéale désirée. Un filtre supplémentaire permet de supprimer totalement les harmoniques en sortie d'unité photovoltaïque.



Effet d'ombre de la tour

⁸⁹ Les éoliennes et la qualité de puissance, op.cit.

⁹⁰ Pour ce chapitre, International Energy Agency, PVPS Task Force 5, op. cit.

Dans le cas de l'éolien, le cas est un peu différent. La production d'électricité éolienne est déjà alternative, par l'utilisation d'une machine tournante. On note de la production d'harmoniques par l'effet d'ombre de la tour :

L'effet d'ombre de la tour déforme légèrement l'onde électrique fondamentale. Ces harmoniques sont filtrées par l'onduleur.

En résumé, le problème existe mais il est globalement sous contrôle aujourd'hui.

f. Flicker

On appelle communément la variation de tension rapide qui affecte les appareils électriques un « *flicker* », par analogie avec le scintillement des ampoules à incandescence lorsqu'elles subissent cette variation de tension.

Dans le cas des éoliennes, le phénomène peut surgir si l'éolienne est raccordée à un réseau faible, les variations fréquentes du vent causant alors des variations importantes de la production d'électricité. Ce problème put néanmoins être résolu lors de la conception de l'éolienne : mécaniquement, électriquement ou par l'emploi d'électronique de puissance.⁹¹

Il existe aussi un flicker éolien, provoqué par les variations périodiques du vent qui influe sur la tension. Là aussi l'électronique de puissance doit jouer un rôle d'amortisseur.

g. Contraintes de raccordement au réseau / Grid Codes

Les *Grid Codes* sont des règles édictées par les gestionnaires de réseau afin d'autoriser ou non le raccordements d'unités de production.

Les règles à suivre pour le raccordement d'unités décentralisées sont en cours de modification ou l'ont déjà été⁹².

Sur base de plusieurs études et de l'expérience de projets éoliens (surtout) existants, les « *Grid Codes* » pour la connexion et l'opération d'unités éoliennes sur le réseau haute tension ont été modifiés. Principalement pour tout ce qui concerne le passage à travers des erreurs de tension (*fault-ride-through*)⁹³ et la gestion de la tension. Certains pays planifiant des pénétrations éoliennes élevées dans un futur proche (Allemagne, Espagne, Portugal) demandent déjà aux nouveaux projets de parcs éoliens de respecter ces règles⁹⁴.

⁹¹ « Les éoliennes et la qualité de puissance », op.cit.

⁹² VTT 2007 Wind Report, op.cit. p.20

⁹³ Ce point sera détaillé dans le paragraphe suivant

⁹⁴ Advanced Grid Requirements for the Integration of Wind Turbines into the German Transmission System Erlich, I., Winter, W. & Dittrich, A. 2006.. IEEE PES, Montreal.

Le Danemark impose par exemple ⁹⁵ différents types de régulation de puissance active disponibles pour le GRT.

De plus le « *grid code* » peut aussi imposer la gestion de la puissance réactive. On notera que les nouvelles éoliennes implantées respectent ces prérequis⁹⁶.

Belgique : règles Synergrid

Le raccordement d'une unité centralisée ne peut se faire qu'avec l'accord explicite du gestionnaire de réseau. Une exception est prévue pour les petites unités décentralisées (au rang desquelles on compte certaines installations photovoltaïques ou de micro-cogénération) de moins de 5 kVA (monophasé) ou 10 kVA (triphase).⁹⁷

Dans le cas des unités décentralisées (et donc raccordées aux réseaux de distribution), c'est bien le GRD qui est responsable de l'acceptation ou de la non-acceptation du raccordement.⁹⁸

Les principaux critères (BE) à remplir sont listés ci-dessous :

- le transit de puissance est tel que les éléments du réseau ne seront pas dépassés. En particulier le transit vers le niveau de tension supérieur (qu'il soit géré par le GRT ou le GRD), ne peut dépasser la capacité des éléments techniques.
- Dans certaines situations dites « n-1 » (perte d'un élément du réseau), l'unité décentralisée ne peut fonctionner que si la puissance des unités décentralisées est inférieure à la puissance admise par les transformateurs entre haute et moyenne tension. Dans une situation n-1 le gestionnaire du réseau devrait ainsi pouvoir déconnecter du réseau certaines unités décentralisées.
- La contribution à la puissance de court-circuit doit être telle qu'elle reste dans les limites acceptables par tous les éléments du réseau au point de raccordement⁹⁹
- Le plan de tension doit pouvoir être respecté. Cela signifie que le facteur de puissance de l'installation décentralisée ne doit pas compromettre le fonctionnement normal du réseau. Pour les installations de moins de 1MVA, il doit être supérieur à 0,95. Pour les installations au dessus de 1MVA, le facteur de puissance doit être réglable par le gestionnaire du réseau.
- Les variations de puissance de l'installation ne peuvent provoquer de variations supérieures à 3 % du niveau de tension. Il est interdit de provoquer du flicker.
- Une installation de production décentralisée doit être neutre vis-à-vis du réglage de la fréquence. Aucune fonction de soutien n'est requise.¹⁰⁰
- En cas de perturbation du réseau, la réaction de l'installation décentralisée est régie par des règles spécifiques.
 - o La tolérance de tension impose de pouvoir fonctionner entre 207 et 253V (230V \pm 10%)

⁹⁵ Danish Technical Requirement, Energinet, 2004 in www.energinet.dk (15 août 2009)

⁹⁶ VTT... op.cit. p.23

⁹⁷ Prescriptions Synergrid, op.cit. p. 5

⁹⁸ ibid.. p. 6

⁹⁹ ibid.. p. 7-9

¹⁰⁰ ibid.. p. 10

- La tolérance de fréquence impose de pouvoir fonctionner entre 47,5 Hz et 51,5 Hz pour les installations > 1MVA.
- La tolérance envers les creux de tension (qui surgissent suite à des courts-circuits électriques), impose que les unités > 1 MVA doivent pouvoir se maintenir face à des creux de tension modérés :
 - 85% de tension résiduelle pendant 1,5 s
 - 70% de tension résiduelle pendant 0.2 s
- Le niveau des harmoniques ne doit pas perturber le réseau de distribution.
- Le gestionnaire peut demander à pouvoir télémessurer, télésignaler ou télécommander l'installation à distance.

Cas particulier : le raccordement des parcs éoliens offshore

Les parcs éoliens offshore combinent différentes difficultés inhérentes à leur positionnement maritime, aussi bien qu'à leur taille¹⁰¹ ;

- de l'ordre de quelques centaines de MW, soit une puissance installée comparable à celle d'unités classiques au gaz, de type *turbines gaz vapeur* (TGV), la puissance devient difficile à raccorder au réseau de distribution ;
- la distance des côtes (de l'ordre de quelques kilomètres à quelques centaines de kilomètres pour certains projets), implique des pertes de ligne ou l'utilisation de transport en courant continu (HVDC) à haute tension.
- Les connexions avec les réseaux terrestres se font par câbles sous-marins.

De manière générale, les GRD et GRT ont donc adapté leurs codes de raccordement aux réseaux. Il est prévisible que ceux-ci évolueront à l'avenir vers des contraintes plus draconiennes.

h. Tenue aux coupures brèves du réseau (*Ride Through Fault*)

Les premières règles de raccordements aux réseaux électriques des unités décentralisées imposaient un respect passif du réseau. Il n'était pas demandé aux génératrices décentralisées de participer à sa gestion active. La seule contrainte a longtemps été de ne pas perturber le réseau, y compris dans une situation de défaut, en concevant des appareillages capables de déconnecter les unités au moindre défaut constaté.

L'augmentation du taux de pénétration a modifié la donne ; les coûts de gestion active ne peuvent être supportés uniquement par les producteurs classiques aux unités centralisées et l'augmentation de la puissance installée en ressources renouvelables et/ou décentralisées impose de revoir la notion de gestion d'erreur temporaire : il n'est plus question de laisser en cas d'erreur une partie significative des unités de production à l'arrêt.

¹⁰¹ « Le raccordement au réseau électrique des parcs éoliens offshore », Danish Wind Industry Association, in www.windpower.org/fr/tour/grid/offshore.htm (15 août 2009)

Ride Through Fault

C'est que l'on nomme « Ride Through Fault » ou « low voltage ride through » est le comportement requis pour une génératrice (éolienne, PV etc.) en cas de défaut temporaire sur le réseau : elle ne doit pas interrompre son fonctionnement (donc la production d'électricité) ou seulement pour une durée limitée. En fonction des circonstances, on exigera :

- Une déconnexion temporaire suivie d'une reconnexion automatique
- pas de déconnexion
- de rester connecté, tout en supportant le réseau en injectant de la puissance réactive.

Ces comportements sont décrits dans les « grid codes », édités par chaque gestionnaire de réseau. A titre d'exemple on trouvera en note de bas de page le lien vers celui du gestionnaire britannique¹⁰².

Sans rentrer plus avant dans les détails techniques, le schéma ci-dessous donne une idée de quelques « grid codes » utilisés.

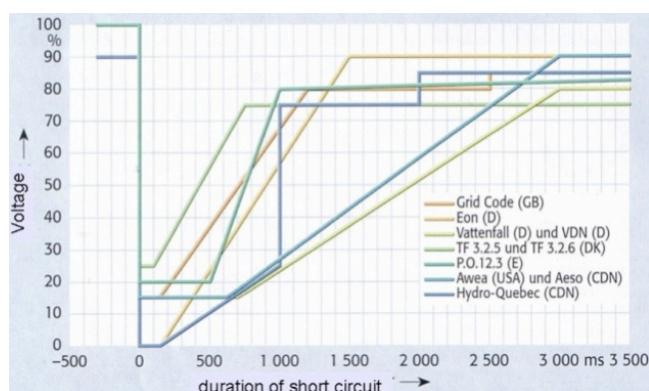


Figure 20: Comparaison des exigences en matière de réaction face à un défaut sur le réseau. (fault ride through)¹⁰³ En fonction de la durée du défaut, le graphique ci-dessus indique dans quelles conditions la génératrice doit rester connectée.

Dans 13 pays les raccordements au réseau des éoliennes imposent de gérer les LVRT (*low-voltage ride-through*) : le générateur doit rester branché sur les 3 phases dans une certaine gamme de fréquences¹⁰⁴.

L'objectif est clairement de maintenir ces génératrices opérationnelles, vu la part de plus en plus importante qu'elles représentent au sein de certains réseaux.

On notera par ailleurs que les génératrices éoliennes diminuent l'inertie du système quand leur part relative augmente¹⁰⁵ Leur déconnexion du réseau provoque une baisse de fréquence plus rapide et plus importante.

De plus les éoliennes modernes peuvent contrôler aussi bien la puissance active que la puissance réactive, parfois plus rapidement que des unités conventionnelles. Certaines simulations montrent qu'il serait non seulement possible de les utiliser pour une gestion active du réseau en cas de perturbation, mais aussi que, sous réserve d'adaptation du réseau, les éoliennes pourraient même améliorer la stabilité en réponse à une

¹⁰² Current Grid Codes Documents UK – in www.nationalgrid.com/uk/Electricity/Codes/gridcode/gridcodedocs/ (15 août 2009)

¹⁰³ Elektrizitätswirtschaft. 2006. Elektrizitätswirtschaft Jg. 105, Nr. 25, p. 42.

¹⁰⁴ VTT 2007 Wind Report, op.cit. p. 22

¹⁰⁵ VTT 2007 Wind Report, op.cit. p.56

déconnexion d'une unité conventionnelle importante¹⁰⁶.

i. Contraintes sur le dimensionnement des réseaux de distribution

Les réseaux de distribution ont un but clair : distribuer l'électricité aux consommateurs. Ceux-ci ont été conçus dans cette optique et leur dessin à de longue date été validé comme permettant l'écoulement de flux de puissance unidirectionnels : des unités de production aux consommateurs finaux.

Les réseaux de distribution ont dès lors une structure bien souvent radiale, avec des transformateurs auxquels les lignes d'alimentation sont raccordées en étoile.

Les ressources distribuées impliquent une révision fondamentale des concepts ayant présidé au dimensionnement de ces réseaux. La question majeure qui se pose est de savoir jusqu'à quel point les réseaux actuels peuvent supporter une production décentralisées en leur cœur, et si tel n'est plus le cas passé un certain seuil, quels sont les investissements nécessaires pour les adapter.

Contrainte 1 : flux bidirectionnels

La première contrainte provient de la bidirectionnalité des flux de puissance : il semble d'après nos sources¹⁰⁷ que cette contrainte ne pose pas de problèmes insurmontables, outre les problèmes de sécurité de personnels mentionnés dans le paragraphe « îlotage ».

Contrainte 2 : le dimensionnement des lignes (feeders)

Cette contrainte pose plus de problèmes, qui en pratique se posent déjà aujourd'hui : comment concilier une ligne existante avec des besoins nouveaux ? Une production trop élevée sur une ligne par rapport à la somme des consommations va renverser le sens du courant électrique jusqu'au transformateur et au-dessus dans le réseau moyenne tension. Sans même revenir sur les effets locaux comme la variation de la pente de la tension. Cette contrainte empêche clairement en zone rurale certains propriétaires de s'équiper d'unités de type « petit éolien » ou de panneaux photovoltaïques en quantité importante, la ligne n'étant pas en mesure d'absorber les puissances engendrées. Or il est interdit aujourd'hui en Belgique de refuser un raccordement jusqu'à 5 ou 10 kVA en fonction des circonstances. Ce qui devrait impliquer que le GRD se voit imposé *de facto* de mettre à jour ses équipements, et entre autres ses lignes.

Ainsi la section des câbles peut être augmentée, alors que la longueur totale depuis le dernier transformateur devra être réduite.

Contrainte 3 : le financement

¹⁰⁶ GE Energy, 2005. The Effects of Integrating Wind Power on Transmission System Planning, Reliability, and Operations. Report on Phase 2, Prepared for The New York State Energy Research and Development Authority, City, State, Mar. 2005. - www.nyiso.com/public/services/planning/special_studies.jsp.

¹⁰⁷ Entretiens avec ORES / Eandis, op. cit.

Le financement des GRD est assuré par une redevance perçue sur le prix de l'électricité. Celle-ci a été calculée pour permettre un entretien et un niveau d'investissements basés sur l'historique des réseaux de distribution. Ce niveau de financement permet-il d'assurer le raccordement de l'ensemble des demandes enregistrées ? Il conviendrait clairement de mettre en place une politique *ad hoc* qui prenne en compte cette contrainte essentielle, à savoir que si le réseau ne peut évoluer, faute d'investissements suffisants, la part des énergies renouvelables et/ou décentralisées sera limitée de par le manque d'infrastructure *ad hoc*.

La manifestation de cette nécessité d'investir se voit dans le cas des réseaux gérés par le belgo-flamand Eandis : la croissance en 2008 et 2009 des demandes de raccordement d'unités PV au réseau de distribution s'est accompagnée d'une augmentation spectaculaires des plaintes pour déconnexion¹⁰⁸. Ce constat n'est pas fait par ailleurs par Ores¹⁰⁹, en tous cas pas dans les mêmes proportions que pour la Flandre.

j. Contraintes sur le dimensionnement des réseaux de transport

L'électricité n'est pas toujours produite proche du lieu où elle sera consommée. Celle-ci est donc amenée à être transportée, parfois sur de longues distances, ce qui a des répercussions sur les réseaux de transport d'électricité. Si les unités décentralisées de type photovoltaïques ou micro-cogénération produisent des quantités d'énergie relativement limitées, qui peuvent être absorbées au pire sur le réseau moyenne tension, les fermes éoliennes marines engendrent des flux de puissance sur les réseaux de transport.

L'éolien, de par sa nature intermittente, couplée à des capacités élevées en Europe du Nord par exemple, peut amener des flux de puissance dans les deux sens, avec des inversions relativement rapides sur une ligne de transport. En fonction de la localisation des fermes, des flux de puissance peuvent créer une congestion ou au contraire la réduire, en fonction des circonstances. La réponse la plus simple consisterait à redimensionner les lignes de transport et les équipements afin de supporter ces nouveaux flux. Néanmoins, ceci a un coût non négligeable et il existe d'autres solutions comme la régulation de la puissance produite, du moins pour certaines situations. A terme les investissements deviennent nécessaires¹¹⁰.

Quand on parle de réseaux de transport, il est indispensable de prendre en compte les interconnexions avec les pays riverains et partant, l'intégration au réseau européen. Comme l'indique l'UCTE dans son rapport 2009 concernant le développement des réseaux de transport¹¹¹, des changements majeurs sont en cours en matière de

¹⁰⁸ Discussion avec Piet Lauwers, Eandis, 8 juillet 2009. Les données concernant les plaintes n'ont pas été publiées jusqu'ici et ne concernent que quelques mois de 2009. Il n'est pas non plus possible de distinguer les plaintes pour déconnexion ayant pour origine une installation mal réalisée. Néanmoins, ceci sonne comme un signal inquiétant, vu la pénétration somme toute limitée en Flandre aujourd'hui.

¹⁰⁹ Discussion avec Benoît Houssard, Ores, 1er juillet 2009.

¹¹⁰ VTT 2007 Wind Report, op.cit. p 56

¹¹¹ UCTE Transmission Development Plan, Development of interconnexions, april 2009 - p.4 in entsoe.eu/_library/publications/ce/otherreports/tdp09_report_ucte.pdf (15 août 2009)

production d'électricité avec le développement de l'exploitation de sources renouvelables.

De plus une partie de nouveaux projets de production d'électricité ne verront peut-être pas le jour, pour des raisons économiques. Le temps d'un producteur et planificateur unique ayant disparu avec la libéralisation du marché, chaque producteur avance ses propositions, en sachant que certaines seront refusées ou s'avèreront au final non rentables. Cette incertitude pèse sur le développement des réseaux de transport qui nécessitent des délais longs de planification, de l'ordre de 7 à 10 ans. Ceci implique que les GRT se voient dans l'obligation de penser le réseau de manière flexible, étant dans l'incapacité de prévoir avec certitude les futures congestions structurelles.

k. Congestion

La congestion se manifeste dès qu'un flux de puissance qui circule sur une ligne électrique est plus important que celui pour lequel la ligne ou l'appareillage a été dessiné.

Le cas le plus intéressant à étudier est celui de l'éolien (Mais il pourrait être extrapolé à toute production délocalisée importante, située loin du lieu de consommation principal, en faisant donc appel au réseau de transport).

En cas de fort vent dans le nord de l'Europe, les flux depuis les zones de production vers les foyers de consommation peuvent saturer les lignes électriques. Par exemple, quand la production éolienne dans le nord de l'Allemagne est importante, un flux du nord vers le sud provoque des congestions sur le réseau. Le réseau évacue le « trop plein » par les interconnexions avec les pays voisins et ainsi de suite jusqu'à absorption complète des électrons produits.

Mais ces interconnexions avec les pays voisins ont pour but de permettre des échanges commerciaux, d'importation et d'exportation, destinés à équilibrer l'offre et la demande sur le marché national à un moment donné. Si ces lignes sont saturées pour une raison externe, cela réduit les capacités commerciales d'importations/exportations.

Le schéma suivant, réalisé par l'ETS03 dans son étude EWIS4, représente les flux supplémentaires sur le réseau européen en cas de vents forts dans le nord de l'Europe. Le scénario est basé sur une production éolienne proche de 80% de sa capacité totale au Danemark, aux Pays-bas, et en Allemagne.

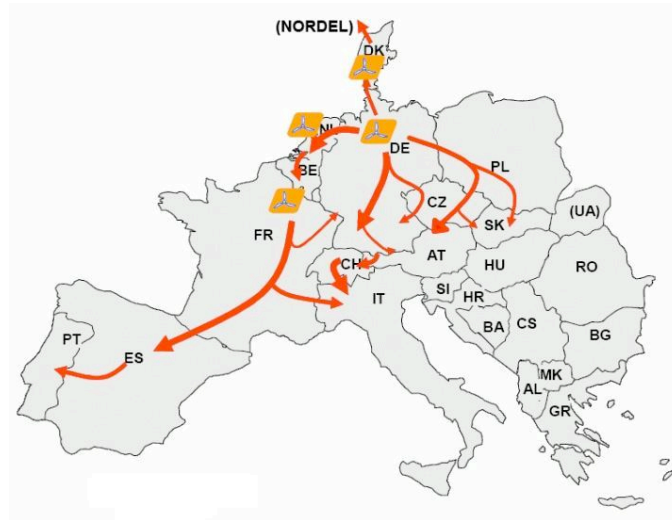


Figure 21: flux de puissance en Europe en cas de fort vent en Europe du Nord, associé à des consommations faibles.

Les impacts sur le dimensionnement du réseau de transport belge sont importants et les derniers investissements en date consentis par Elia portent sur la réduction des congestions aux frontières nord et sud du pays, afin de pouvoir survenir à des situations de congestion importante, issues d'un surplus d'électricité éolienne.¹¹²

On notera par ailleurs que dans un réseau international interconnecté, les effets de ce genre sont monnaie courante : des variations importantes du vent au Portugal ont un effet sur l'interconnexion France/Espagne.¹¹³



Des congestions plus ponctuelles, liées à des situations nationales peuvent se présenter de la même manière. Le schéma ci-dessous montre les impacts de parcs éoliens marins au large des Pays-bas, et leur effet sur les lignes du réseau de transport. On notera immédiatement les congestions possibles et donc les besoins en investissements.

Figure 22: l'électricité éolienne marine induit des goulots d'étranglement dans le réseau de transport hollandais (6000 MW)^{114 115}.

¹¹² Développements des interconnexions, www.elia.be (15 août 2009)

¹¹³ VTT 2007 Wind Report - op.cit. p.66

¹¹⁴ VTT 2007 Wind Report - op.cit. p.63

¹¹⁵ Pour plus de détails sur les investissements de Tennet (GRT Hollandais) on se rapportera à un chapitre ultérieur.

Le problème essentiel reste le décalage temporel entre l'aboutissement des investissements sur les réseaux et la rapidité de création des nouvelles unités de production, surtout renouvelables. Il s'agit donc ici de prévoir intelligemment les flux futurs, en partenariat si possible avec les producteurs, afin de garantir que les raccordements au réseau seront simplement faisables, et assureront donc la rentabilité des projets.¹¹⁶

I. Gestion des réserves

Comme nous l'avons vu plus haut, le GRT dispose de réserves mobilisables, dans le but de maintenir la tension et la fréquence ainsi que l'équilibre à chaque instant. Les réserves sont dimensionnées en fonction de la configuration du réseau.

L'arrivée de productions intermittentes implique-t-elle de modifier les réserves ? La détermination des réserves se fait traditionnellement au moyen de méthodes statistiques¹¹⁷. L'approche statistique consiste à estimer l'accroissement nécessaire des réserves en considérant la variabilité comme une distribution de probabilité. Selon Milligan¹¹⁸, sur base de la variabilité de la demande et de celle de la production éolienne, on peut considérer que prendre 3 fois la déviation standard suffit à définir un niveau de confiance suffisant pour dimensionner les réserves. L'étude citée ci-dessus considère d'ailleurs qu'au vu de la répartition géographique, une perte totale de la production éolienne subitement serait un événement non réaliste¹¹⁹.

Le graphique suivant donne une idée de l'accroissement des réserves nécessaires pour maintenir la stabilité du réseau avec des taux de pénétration de l'électricité éolienne plus élevés.

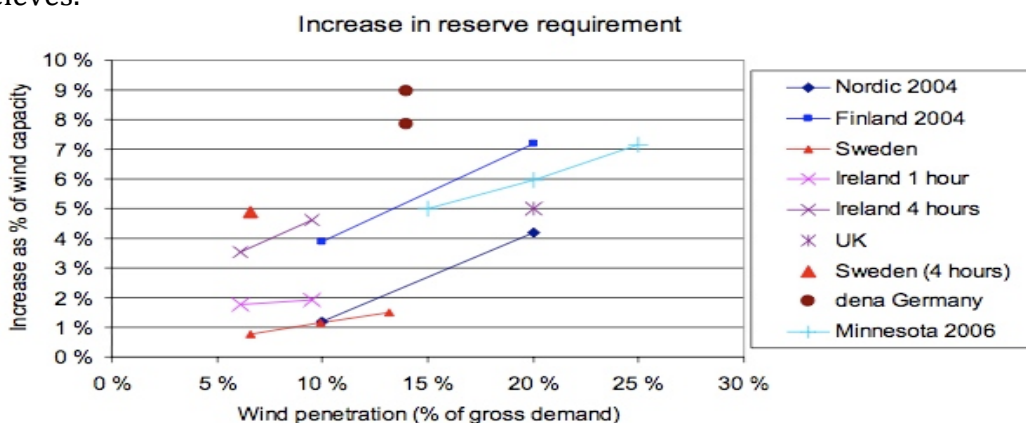


Figure 23: résultats de l'accroissement des besoins de réserves liées à l'éolien. L'agence allemande de l'énergie (DENA) prend en compte l'incertitude sur une journée (à la hausse et à la baisse). La GB, l'incertitude à 4 heures. Pour le Minnesota, l'incertitude sur un jour. Pour les autres les effets des variations pendant l'heure d'opération sont pris en compte. Pour l'Irlande et la Suède, l'incertitude à 4 heures a été évaluée séparément¹²⁰.

¹¹⁶ Sur ce sujet UCTE Transmission Development Plan. op.cit.

¹¹⁷ VTT 2007 Wind Report, op.cit. p. 28

¹¹⁸ Ibid. p. 28

¹¹⁹ Ibid.

¹²⁰ VTT 2007 Wind Report, op.cit. p.100

On note globalement un accroissement des réserves, ce qui ne surprendra personne vu la nature intermittente de la production éolienne.

Comme nous venons de le voir, la gestion des réserves est impactée par les productions renouvelables décentralisées. L'aspect décentralisé ne joue aucun rôle, si ce n'est la complexité du contrôle des réserves, mais l'aspect intermittent de la production renouvelable solaire ou éolienne joue influence clairement le dimensionnement des réserves.

m. Effet sur les pertes électriques

Entre l'énergie électrique produite par une génératrice et le consommateur, des pertes diverses se produisent ; on retrouve ainsi :

- des pertes de ligne
- des pertes au niveau des transformateurs

La prévision des pertes fait partie du travail quotidien des gestionnaires du réseau¹²¹.

Les productions décentralisées accroissent-elles les pertes subies lors de l'acheminement de l'électricité ? Pour répondre à cette question il importe de distinguer les différents types de sources d'énergie considérés :

- les unités décentralisées de faible puissance, connectées sur le réseau de distribution (photovoltaïque, micro-cogénération) : les quantités d'énergie électrique produite sont consommées, soit sur le lieu de production, soit dans le voisinage immédiat. Les pertes sont donc limitées. On peut même faire l'hypothèse que les pertes globales sont réduites car une partie de la production est réalisée sur le lieu de consommation. Le graphique suivant illustre cet état de fait. Plus la production décentralisée est importante, plus ceci est vrai (Le PV est meilleur que la micro-cogénération car sa puissance par installation est supérieure). Ceci n'est toutefois pas linéaire en fonction de la puissance installée. Les différences sont surtout marquées en basse tension.¹²²

¹²¹ Pertes réalisées, RTE in www.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/vie_perte_real.jsp (15 août 2009)

¹²² DER, efficient grid cost allocation methodology and « full value » of network connection. Jacques Deuse – Tractebel engineering – EU-DEEP-
www.eudeep.com/fileadmin/user_upload/media/downloads/Poster_conference_nice/Deuse_Tractebel_efficient_grid_cost_allocation.pdf

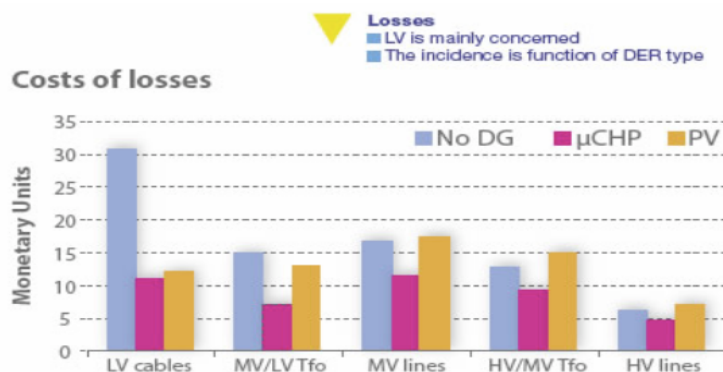


Figure 24: Coût des pertes sur les différents niveaux d'un réseau en fonction de la présence de PV ou de micro-cogénération.

- les unités décentralisées de moyenne puissance, connectées sur le réseau de distribution (éolien terrestre, cogénérations), situées dans des zones de forte consommation : la connexion au réseau de distribution implique de la même manière une consommation limitrophe. On peut faire l'hypothèse que les pertes sont du même ordre de grandeur que dans un système centralisé.
- les unités décentralisées de forte puissance, qui peuvent être selon les circonstances connectées sur le réseau de transport (certains parcs éoliens marins) ou sur le réseau de distribution (parcs terrestres importants situés dans des zones de faible consommation). Dans ce cas, la distance moyenne entre le lieu de production et la zone de consommation peut être élevé. On note en Allemagne que les parcs éoliens du nord du pays alimentent des zones situées plus au sud, ce qui implique *de facto* un transport de longue distance et donc des pertes en ligne accrues¹²³

On le voit, la question des pertes est fortement liée au type d'installation considéré, plus qu'à la technologie de production. Il paraît trivial que la minimisation des pertes passe par une production sur le lieu de consommation ; ainsi une production décentralisée adaptée à la charge minimisera les pertes. A l'autre opposé, une unité de grande taille, située loin des zones de production, nécessitant un réseau de transport *ad hoc* impliquera des pertes plus importantes : les parcs éoliens marins, les centrales solaires photovoltaïques ou thermiques installées dans les déserts, et de manière générale toute production éloignée de ses zones de consommation impliquera des pertes en ligne plus élevées. Ce débat n'est pas neuf et a amené à reconsidérer les modes de transport de l'électricité sur longue distance. Alors que l'ensemble des réseaux électriques fonctionne en courant alternatif (AC), on voit réapparaître des connexions à longue distance en courant continu, à très haute tension (dit HVDC)¹²⁴. Cette technologie semble en effet prometteuse pour réduire les pertes lors du transport sur des distances importantes, comme dans le cas des parcs éoliens marins. C'est à nouveau cette technologie qui est mise en avant dans le projet « Desertec » initié par le Club de Rome, et qui vise synthétiquement à mailer un réseau africain et européen combinant des centrales

¹²³ VTT 2007 Wind Report, op.cit.

¹²⁴ fr.wikipedia.org/wiki/HVDC#Installations_existantes (15 août 2009)

solaires thermiques dans les déserts d'Afrique du nord et du Moyen-Orient à des capacités géothermiques et éoliennes en Europe¹²⁵.

n. Connaissance des installations décentralisées par le GRT

La libéralisation du marché de l'électricité a morcelé les responsabilités, entre producteurs, gestionnaire du réseau de transport et gestionnaires des réseaux de distribution.

La connexion au réseau de distribution de sources nombreuses et significatives d'électricité renouvelable (ou non d'ailleurs), impose des procédures strictes de transmission d'information entre les différents acteurs.

Le GRT ayant la responsabilité de l'équilibre, il commande les différentes unités présentes sur le réseau selon deux axes :

- La puissance active
- La puissance réactive

Il importe que le GRT connaisse les installations décentralisées, connectées sur les réseaux de distribution qui ne sont pas sous sa supervision.

Ainsi en Belgique, un comité de coordination entre le GRT et les GRD permet un transfert de ces informations. ORES (fédération des GRD) pour (une grosse partie de) la Wallonie tient un cadastre des unités installées sur ses lignes et transfère l'information vers Elia (GRT).

Cette exigence devient d'autant plus cruciale que le pourcentage de production décentralisée est appelé à augmenter en valeur relative et absolue au point de ne plus pouvoir être considéré comme négligeable du point de vue des missions des GRT.

o. Disponibilité de puissance réactive

Les appareillages en courant alternatif produisent ou consomment de la puissance réactive. Cette « puissance », qui est issue du déphasage entre tension et courant, trouve son origine dans le fait que les appareillages sont rarement des résistances pures. Inductances et capacités jouent un rôle plus ou moins grand et peuvent absorber ou produire de la puissance réactive.

La gestion du réseau utilise cette puissance réactive comme un outil pour régler la tension localement. En effet celle-ci ne se transmet pas aisément et doit donc être produite ou consommée localement. L'équilibre de la tension étant une règle principale à respecter, il importe que le gestionnaire dispose de capacités de puissance réactive réparties sur tout le réseau. Ceci a toujours été le cas avec les unités de production classiques. Mais est-ce encore le cas avec les unités renouvelables ?

¹²⁵ Desertec, op.cit.

Les éoliennes les plus récentes permettent un pilotage par l'opérateur réseau avec une gestion de la puissance active et réactive produite. Pour les éoliennes à moteur asynchrone, ceci ne pose pas de problème mais pour les éoliennes synchrones, des équipements additionnels doivent être ajoutés.

Dans le cas des parcs éoliens marins, certains proposent d'utiliser des câbles ayant une capacitance élevée, de manière à pouvoir aisément fournir de la puissance réactive aux génératrices qui en consomment¹²⁶.

De même pour les systèmes photovoltaïques, il devrait être possible de les faire participer à la gestion active de la tension, sous réserve des technologies choisies¹²⁷. Pour cela un onduleur plus avancé est requis.¹²⁸

De manière générale, la production ou l'absorption de puissance réactive n'a pas été un pré requis des raccordements au réseau tant que les puissances installées étaient limitées. A présent que ce n'est plus le cas, les solutions techniques existantes devront être mise en œuvre pour permettre aux unités décentralisées utilisant des sources renouvelables (ou autres) de pouvoir répondre aux besoins du réseau en puissance réactive.

On est en droit de se poser la question de la taille et du nombre de ces installations : une gestion primaire est-elle réaliste ? De même qu'une gestion centralisée par le GRT ? Ces points devront faire l'objet d'un suivi dans les années à venir pour permettre une pénétration plus importante des unités décentralisées renouvelables dans le paysage énergétique¹²⁹. De manière générale, il s'agira de définir des règles de connexion au réseau plus strictes et de mettre en place les outils permettant d'utiliser ces unités décentralisées pour réaliser une gestion active de la tension.

p. Réduction des consommations de pointe

La question de la réduction des consommations de pointe est un argument souvent entendu dans le cas des productions renouvelables. Leur aspect décentralisé n'y change rien. Mais ceci recouvre-t-il une réalité tangible ?

Il est difficile de répondre à la question sans fixer certaines limites à notre réflexion ; tout d'abord il convient de poser la question de manière rigoureuse :

- qu'appelle-t-on une pointe ?

¹²⁶ Eolien, quel impact sur la gestion des réseaux de transport d'électricité, Sia Conseil, in energie.sia-conseil.com/20080116-eolien-quel-impact-sur-la-gestion-des-reseaux-de-transport-d'electricite (15 août 2009)

¹²⁷ A multi-function grid-connected PV system with reactive power compensation for the grid – Huajun You, Junmin Pan, An Xiang in www.sciencedirect.com/science?_ob=ArticleURL&_udi=B6V50-4DVB9PG-3&_user=10&_rdoc=1&_fmt=&_orig=search&_sort=d&_docanchor=&view=c&_acct=C000050221&_version=1&_urlVersion=0&_userid=10&md5=1684407c703122f48a142682593bae84 (15 août 2009)

¹²⁸ Economis Incentives for Reactive Power – Hugh Outhred – in « The Role of PV in Smart Grids ». in www.apva.org.au/drupal-6.3/sites/default/files2/Documents/Smart%20Grid/Outhred%20-%20Economic%20Incentives%20For%20Reactive%20Power.pdf - (15 août 2009)

¹²⁹ Sur ce paragraphe : « Wind Turbine as Power Plants », W.L.King & All., T.U. Delft, in www.ieee.no/oslo/ieee.nsf/Attachments/68F996BABC60C95941256BE300409371/\$FILE/Slootweg-slides.pdf (15 août 2009)

- quand se produisent-elles et combien de temps durent-elles ?
- en quoi cela pose-t-il problème ou non ?
- les sources renouvelables permettent-elles d'éviter les pointes ou une partie d'entre-elles ?

Une pointe de consommation correspond à une période de la journée ou de la nuit pendant laquelle la demande en électricité connaît un pic par rapport à ses valeurs antérieures. De manière générale en Belgique, la demande connaît deux pics en hiver, le pic de mi-journée étant moins prononcé que le pic du soir, réel maximum de consommation. En été par contre, le pic de journée est plus important que celui de nuit, bien que les deux se retrouvent largement en dessous des valeurs hivernales.

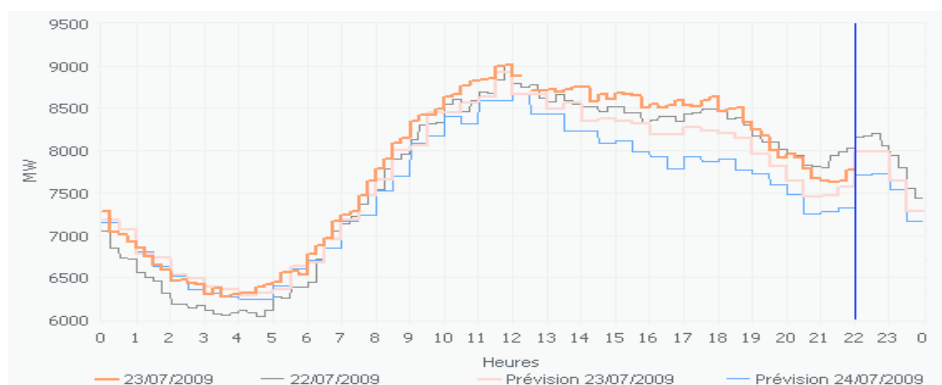


Figure 25: Consommation et prévisions de charge du 22 au 24 juillet 2009.¹³⁰

A titre d'exemple, le graphique ci-dessus indique les prévisions de consommations pour le jour en cours et le lendemain ainsi que les consommations de la journée et de la veille. On distingue nettement le pic de mi-journée, ainsi que le creux de nuit.

Le graphique suivant compare la journée du 23 juillet 2009 et la prévision du lendemain avec une journée d'hiver, le 6 janvier 2009 en l'occurrence. On note le décalage vers le haut de toute la courbe mais aussi l'apparition d'un pic du soir plus élevé que le pic de journée.

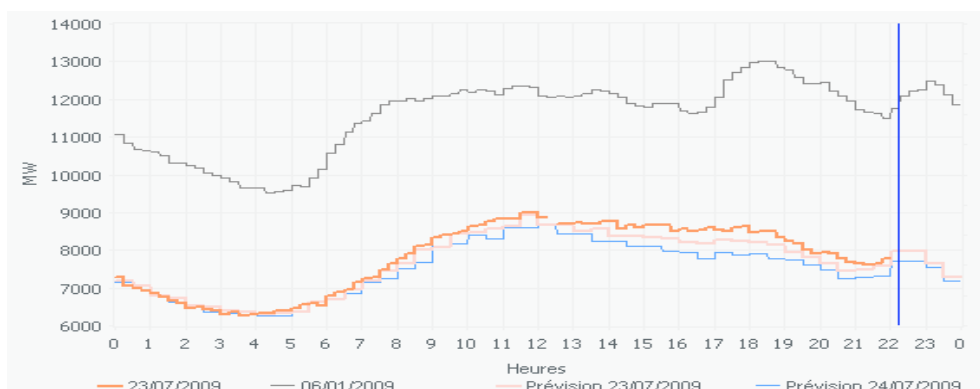


Figure 26: Consommation du 6 janvier 2009, comparée aux prévisions de juillet¹³¹

¹³⁰ Données extraites des statistiques d'Elia disponibles en ligne sur www.elia.be

Le problème majeur des pointes tient à la structure de la consommation électrique. Dès qu'un pays dispose d'une infrastructure nucléaire, celle-ci assure la base de la consommation, pour des raisons simples : le nucléaire est très peu flexible. Dès lors, en montant dans les niveaux de consommation on fait appel à des unités qui produisent de moins en moins longtemps tout au long de l'année, afin de produire l'électricité pendant les pointes. Ces unités sont chères, et bien souvent les plus polluantes des parcs de production. Le graphique suivant indique l'évolution des prix en fonction des périodes de la journée. On distingue sans problème l'effet des pointes dès qu'on dépasse un certain niveau de capacité.

Un autre élément tient au coût de ces unités de pointe : il est coûteux de maintenir des unités de production qui ne tournent qu'une fraction du temps. Ceci explique la volonté de trouver des solutions afin de pouvoir réduire les pointes.

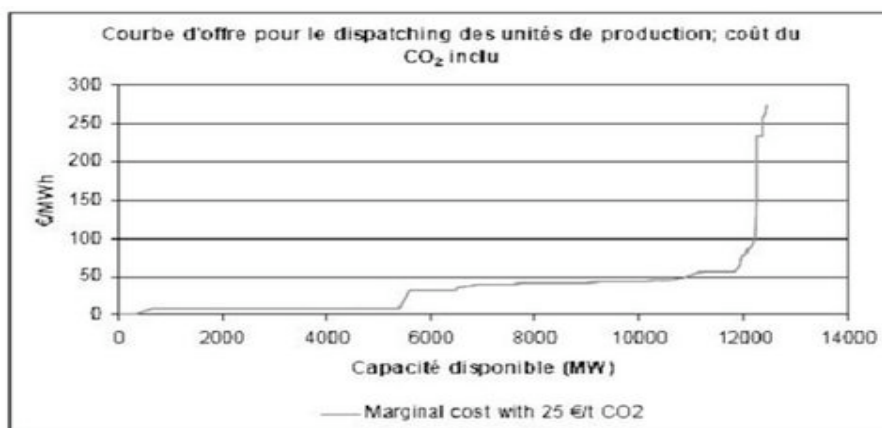
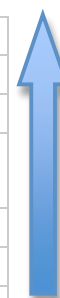


Figure 27: Courbe d'offre des unités de production en fonction de leur mise en activité¹³²

Le tableau suivant explicite l'ordre général de mise en route des unités de production classiques ; la flèche indique l'ordre de mise en route.

Turbojets
Diesels
Turbines à gaz à cycle ouvert
Turbines à gaz à cycle combiné ; Centrales thermiques au charbon et au gaz
Biomasse
Centrales de pompage-turbinage
Nucléaire



Comment évaluer l'effet des unités décentralisées renouvelables ? Nous dirons simplement que l'effet dépend de la saison et de la localisation. Le graphique ci-dessous

¹³¹ Ibid.

¹³² « Sortir du nucléaire est un choix responsable », Julien Vandeburie, 3 mars 2009 in www.iewonline.be/spip.php?article2837 (15 août 2009)

représente une portion de réseau en Australie, où il est clair que l'électricité d'origine photovoltaïque influe positivement sur la baisse du niveau de production conventionnel nécessaire lors des périodes de pointe. On peut dire que dans ce cas, il y a un effet positif sur la réduction des unités conventionnelles à maintenir :

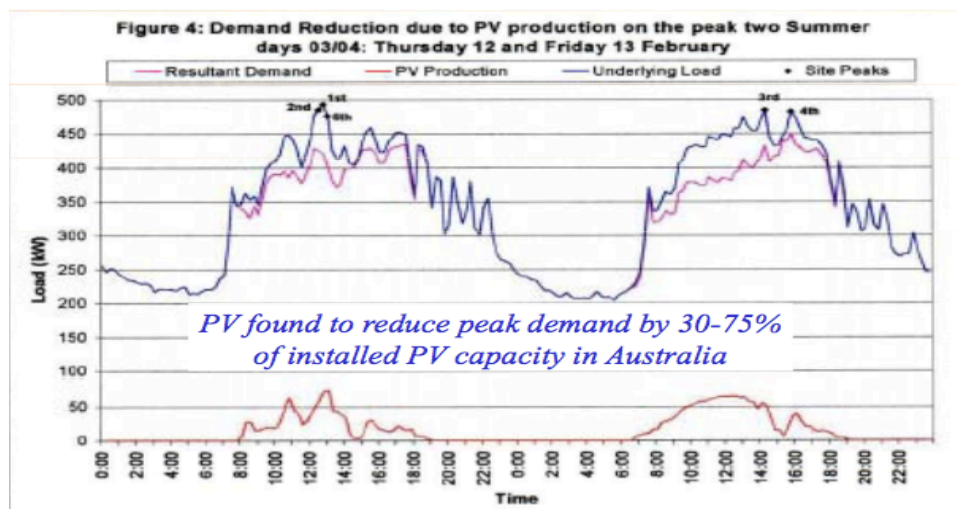


Figure 28: réduction de la demande due au photovoltaïque pendant 2 jours de pointes¹³³

Cette situation n'est pas généralisable et il convient de rester prudent. Il semble de manière générale exister des cas pour lesquels les sources renouvelables permettent une diminution de la production conventionnelle pendant les pointes de jour pendant l'été en Europe¹³⁴. Ainsi il est prouvé que le photovoltaïque permet cette diminution des pointes en été dans la plupart des pays européens.¹³⁵

q. Réseau de remplacement

Au rang des avantages potentiel couramment cités pour les unités décentralisées, on trouve le concept de « réseau de remplacement ». Le vocable recouvre la continuité de fourniture d'électricité par les unités décentralisées sur une partie du réseau de distribution ayant été déconnectée du réseau principal. La situation est alors proche de l'îlotage.

La principale difficulté de mise en œuvre consisterait à pouvoir régler les paramètres de tension et de fréquence dans la zone isolée comme s'il s'agissait d'un petit réseau indépendant. Ceci pose un certain nombre de questions sur le rôle du GRD, le degré d'automatisation requis pour une telle gestion, et la capacité des générateurs décentralisés à fournir suffisamment d'énergie le temps de la remise en œuvre du réseau principal.

¹³³ Economics Incentive for reactive Power . op.cit.

¹³⁴ PV Network intégration, Evelyne Schellekens & All.

www.aie.eu/files/RES%20TF/AIE_article%20PV%20integration.pdf (15 août 2009)

¹³⁵ Ibid.

La valeur du « réseau de remplacement » peut être rémunérée. Elle le sera pour la micro-cogénération dans le nord de l'Europe car elle permet de diminuer les pointes de consommation alors que dans le sud, la coïncidence de la pointe de jour (utilisation entre autres de l'air conditionné) avec la période de production en photovoltaïque permettrait là une rémunération aussi.¹³⁶

3. Classification des effets

Le tableau suivant résume les effets constatés.

	Par type d'énergie	Effet Global ou Local	Limitation de la capacité d'accueil	Solutions techniques	Type de réseau	Aspects positifs / négatifs / neutres
Qualité						
Pente de tension dans les feeders	Toutes. Lié à la puissance installée. PV >> microCogen.	Local	Oui	Oui	D	Problème le plus important !
Ilottage	Toutes. Lié à la décentralisation	Local	Non	Non	D	Problèmes de sécurité pour les personnels.
Harmoniques	Présence d'électronique de puissance : PV, microCogen, éolien	Local	Oui	Oui – électronique de puissance. Pris en compte dans les <i>Grid Codes</i>	D (+T)	Baisse de qualité de la tension. Problème réglé.
Flicker	Variation brusque de la puissance : Eolien / PV	Local	Oui	Oui – électronique de puissance	D (+T)	Baisse de la qualité de la tension.
Opérations						
Absence de connaissance des unités par le GRT	Toutes. Lié à la décentralisation	Connaissance locale par le GRT global	Oui	Oui – smart metering + informations via VPP ou agrégateurs.	D->T	Complexe à mettre en œuvre.
Affecte la gestion de l'équilibre	Sources intermittentes.	Global	Oui	Oui – Gestion active et accroissement des réserves. Smart Grids, VPP etc.	T	Complexe à mettre en œuvre.
Affecte le maintien de la tension	Sources intermittentes.	Local	Oui	Oui - accroissement des réserves et gestion de la puissance réactive	D	Localisation des unités très important pour équilibrer la puissance réactive.

¹³⁶ DER, efficient grid cost allocation, op.cit.

Affecte le maintien de la fréquence	Sources intermittentes.	Global	Oui	Oui - accroissement des réserves.	T	
Pas de participation aux réserves	Toutes. Lié à la décentralisation .	Global	Oui	Oui. VPP / agrégation.	T	Passe d'office par un agrégateur mais indispensable
Risque de congestion	Sources intermittentes (éolien >> PV)	Global	Oui	Oui. Redimensionnement du RT.	D,T	Investissements LT du GRT
Rôle sur les pertes	Production loin des centres de consommation (éolien,	Global	Non	Non	D+T	Possibilité de réduction des pertes (PV, microCogen) ou augmenter (congestions dues à l'éolien)
Ride Through Fault	Toutes mais surtout éolien, PV	Local	Oui	Oui – respect des <i>grid codes</i>	D,T	Négatif mais pourrait redevenir neutre.
Pas de contribution à la puissance réactive	Eolien, PV, microCogen	Local	Oui	Oui – électronique de puissance	D	
Dimensionnement						
Règles de raccordement au réseau	Toutes.	Local	Oui	Oui – le respect des <i>grid codes</i> est essentiel. Ceux-ci doivent devenir plus stricts.	D	
RT		Global			T	
RD		Local			D	
Réduction pointes	Surtout PV.	Global	Non	Meilleur en cas d'agrégation	T	Diminution des unités conventionnelles de backup.
Peut servir de réseau de remplacement	Toutes mais cela impose de pouvoir gérer activement les unités	Local	Non	Oui – pour la gestion active.	D	Limité, il s'agit plus d'une diminution locale des gestions en fonctionnement normal.

Tableau 6 : résumé des effets sur le réseau électrique

4. Analyse de deux incidents électriques majeurs impliquant des ENR

Le black-out italien du 28 septembre 2003

Suite à un incident sur une ligne du réseau de transport entre la Suisse et l'Italie, une cascade d'évènements provoqua la déconnexion complète du réseau italien du réseau

européen. Or à ce moment, l'Italie importait de l'électricité jusqu'à 6400 MW. Cette déconnexion entraîna ipso facto une baisse de la tension et de la fréquence sur le réseau nord italien. Cette baisse de fréquence eut pour conséquence de déconnecter plusieurs unités de production du réseau. Après seulement 2 minutes et 30 secondes, la fréquence chuta sous la limite des 47,5 Hz causant le black-out complet.¹³⁷

La déconnexion rapide d'unités décentralisées connectées sur le réseau de distribution aggrava dans un premier temps la baisse de fréquence jusqu'au black-out. On remarquera qu'à cette époque, la production décentralisée en Italie est surtout le fait d'unités hydrauliques, de cogénération et dans une très faible mesure d'éolien (10 MW).¹³⁸

Nous verrons plus bas que les recommandations de l'UCTE portent principalement sur l'adoption par les unités décentralisées des mêmes règles de connexion au réseau que les unités centralisées, pour tout ce qui concerne la gestion des perturbations de tension et de fréquence. En résumé : éviter les déconnexions trop rapides.¹³⁹ L'évolution des contraintes de raccordement au réseau est un effet de cet incident grave.

L'incident du 4 novembre 2006

L'incident du 4 novembre 2006 aurait pu déboucher sur le plan grand black-out électrique européen. Il n'en a rien été grâce à la vitesse de réaction des différents opérateurs du réseau. Il est néanmoins intéressant de se plonger dans les détails des opérations pour bien comprendre le rôle des différents intervenants.

L'incident démarre avec la coupure de la ligne haute tension Conneforde-Diele en Allemagne. La cascade d'incident qui s'ensuivra verra le réseau européen coupé en 3 parties distinctes, chacune évoluant séparément, avec un équilibre perturbé¹⁴⁰ :

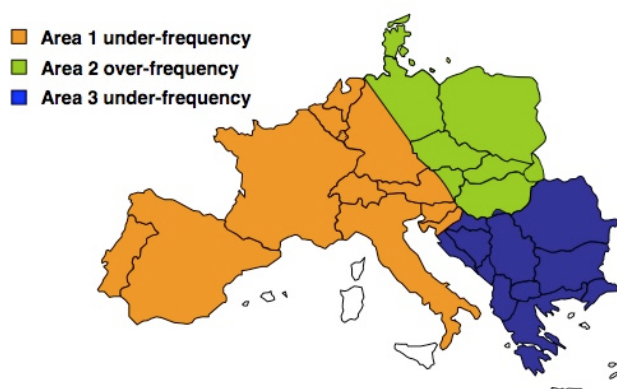


Figure 29: le réseau européen est coupé en 3 parties suite à l'incident du 4 novembre 2006. L'évolution de la fréquence dans les 3 zones est indiquée.¹⁴¹

A partir de cet incident, les différents opérateurs mettront 38 minutes à reconnecter les trois parties du réseau européen ayant divergé. Ce retour à l'équilibre est réalisé en jouant sur les réserves

¹³⁷ UCTE – Final Report of the Investigation Committee on the 28 september 2003 Black-out in Italy, pp. 4-5

¹³⁸ ibid. p. 34

¹³⁹ ibid.. pp 9-10

¹⁴⁰ EC/UCTE Press Conference, Brussels, 30 january 2007, José Penedos in www.entsoe.eu/_library/publications/ce/otherreports/EC_MC_Penedos_v4.pdf (15 août 2009)

¹⁴¹ ibid.. p. 3

de production, en connectant ou déconnectant des unités du réseau pour converger vers les valeurs nominales de fréquence et de tension.

Le rapport final sur l'incident fait mention du manque de connaissance que les GRT ont des unités de production décentralisées connectées sur le réseau de distribution¹⁴². L'absence de connaissance précise sur l'implantation des unités de production ainsi que de données de production disponible en direct, tout autant que leur programme de production, amènent le gestionnaire du réseau à prendre des décisions en ignorant une partie de la capacité de production.

L'UCTE fait remarquer que les critères de déconnexion d'une unité connectée au réseau de distribution, et plus particulièrement les unités de cogénération et les éoliennes, sont en général moins strict : la déconnexion se produit pour des variations plus faibles de la fréquence. Lors de l'incident du 4 novembre 2006, deux des trois zones furent affectées de manière opposée : la zone nord-est bénéficia de la déconnexion, étant en sur-fréquence (il fallait déconnecter des unités pour rétablir la fréquence nominale) alors que la zone ouest, déjà en sous-fréquence, perdait des unités de production supplémentaires. Après quelques minutes, les parcs éoliens déconnectés se reconnectèrent automatiquement au réseau, perturbant un peu plus encore le travail des opérateurs.¹⁴³

L'observation principale fait par l'UCTE consiste à dire que le gestionnaire du réseau de transport, responsable du maintien de l'équilibre, devrait connaître avec précision l'ensemble des unités de production décentralisées connectées sur le réseau de distribution.

De même la manière de piloter ces installations, et la gestion de leur connexion/déconnexion au réseau devrait faire l'objet de procédure plus en rapport avec les besoins d'équilibre.

On notera que les problèmes d'intermittence liés à la production éolienne ne sont pas en cause. Si on assiste effectivement à des variations importantes de la production éolienne, celle-ci reste prévisible sur le très court terme, horizon nécessaire pour la gestion des déséquilibres.

Il apparaît clairement que pour le gestionnaire de réseau, la connaissance des unités de production décentralisées et leur programme de production est extrêmement important, de même que des données disponibles en temps réel.

Dans le cas de cet incident précis, les productions décentralisées ne sont pas à l'origine de l'incident, mais elles ont participé à la complexité de sa résolution. Il apparaît clairement qu'il est devenu impératif, vu les pourcentages de pénétration de plus en plus importants des productions décentralisées, de réviser la manière de concevoir et surtout de gérer le réseau électrique au jour le jour.

¹⁴² UCTE – Final Report – System Disturbance on 4 november 2006, p. 53

¹⁴³ *ibid.*

5. Les manquements principaux actuellement identifiés

Des 2 rapports de l'UCTE de 2004 et 2006 consacrés aux incidents relatés ci-dessus, on peut retenir ce qui suit:

Constatation 1 : Pendant le défaut, un nombre important d'unités de génération connectées aux réseaux de distribution se sont déconnectées suite à la baisse de fréquence dans la zone occidentale (éolien et micro-cogénération). Même si ces déconnexions ont dans un premier temps garanti contre une hausse de la fréquence suite à la baisse de la demande.

Constatation 2 : certains GRT n'avaient pas le planning de production pour des unités connectées à leur propre réseau. De ce fait, l'évaluation du niveau de sécurité a été faussée. Il est probable que ce soit la libéralisation du marché, en octroyant un niveau de flexibilité plus important aux acteurs, qui a conduit à cette situation.

Constatation 3 : certains GRT n'ont pas de données en temps réel sur les puissances générées sur le réseau de distribution. Vu le taux de pénétration croissant, ceci conduit à :

- n'avoir pas de vue sur l'équilibre total entre offre et demande.
- n'avoir aucune idée des unités en fonctionnement sur les réseaux de distribution, et en cas de défaut, aucune idée des unités déconnectées ou reconnectées.
- N'avoir aucune idée des risques de congestion au niveau du réseau de transport à haute tension provenant d'unités démarrées sur les réseaux de distribution.

Constatation 4 : certains GRT ne peuvent pas contrôler les unités raccordées sur le réseau de distribution, en particulier les éoliennes mais aussi les unités photovoltaïques. Si leur part relative augmente, c'est la part de la puissance installée que le gestionnaire de peut contrôler qui augmente de même¹⁴⁴.

Constatation 5 : Le cadre légal doit être adapté de la manière suivante :

- les GRT devraient donc pouvoir contrôler les unités décentralisées (arrêt, démarrage, changement de planification) de la même manière que les unités classiques.
- Les unités décentralisées devraient se comporter de la même manière que des unités classiques en terme de réaction aux défauts temporaires (fréquence, tension). Ceci devrait s'appliquer aussi aux unités déjà connectées et non aux seules nouvelles installations.
- Les producteurs connectés au réseau de distribution devraient informer le GRT des modifications de production y compris en intra-day. De même les données de productions devraient être envoyées en temps réel au GRT.

¹⁴⁴ UCTE Final Report 2006, op.cit. pp.61-62

6. Etude globale sur les taux de pénétration

Nous allons nous concentrer sur quelques cas exemplaires de réseaux électriques avec des taux de pénétration élevés d'électricité d'origine renouvelable. Le cas le plus emblématique aujourd'hui est celui de l'éolien, vu sa diffusion importante dans le nord de l'Europe.

La question essentielle est celle de la capacité des réseaux électriques à supporter ces pourcentages élevés, les variations dues à l'intermittence de la source d'énergie primaire (vent, soleil) et le coût d'adaptation à ces variations.

Pour ce faire, nous présenterons successivement les études réalisées dans le cadre du projet européen EU-DEEP, avant de poursuivre par des exemples de pays européens. Nous verrons plusieurs exemples basés sur le cas de l'éolien que nous allons décrire ci-dessous.

Tout d'abord, il importe de resituer le débat au niveau européen : le tableau ci-dessous présente la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité de la plupart de pays européens (UE non exclusivement).¹⁴⁵

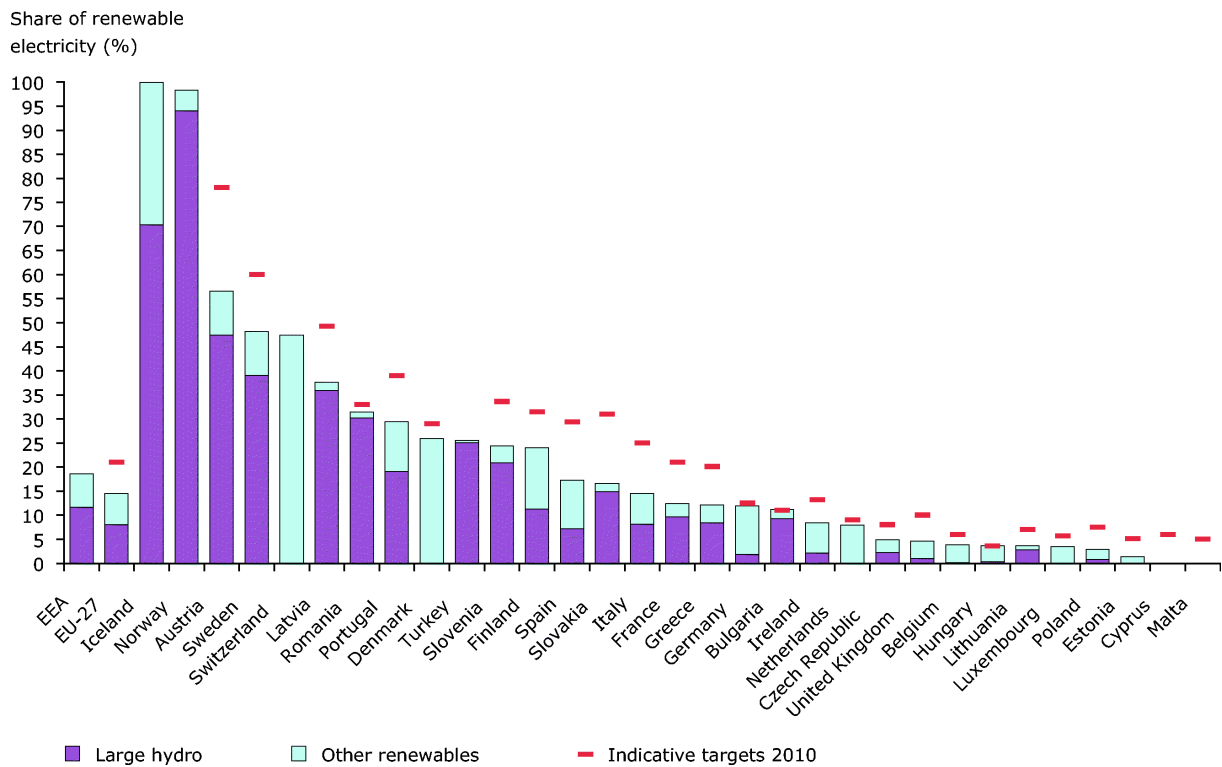


Figure 30: Part des énergies renouvelables en Europe dans la production d'électricité - 2006. Depuis lors des évolutions notables ont eu lieu, par exemple avec le photovoltaïque en Espagne.

¹⁴⁵ Share of renewable electricity in gross electricity consumption in EU-27 in 2006 (and 2010 indicative targets) European Environment Agency – 2006 - dataservice.eea.europa.eu/atlas/viewdata/viewpub.asp?id=4107 (15 août 2009)

Résumé du programme européen EU-DEEP¹⁴⁶

Le programme européen EU-DEEP¹⁴⁷ avait pour but d'analyser la faisabilité technique de projets d'intégration des productions décentralisées en Europe à l'horizon 2010. Pour ce faire, un panel d'experts issus de l'industrie ainsi que des principaux acteurs du secteur électrique ont analysé les impacts majeurs d'une extension des ressources décentralisées en Europe.

Les questions suivantes ont été posées¹⁴⁸ :

- Comment les activités des GRT seront-elles affectées par la génération décentralisée ?
- Comment maintenir la sécurité quand les unités décentralisées remplacent des unités classiques centralisées ?
- Comment des agrégateurs peuvent-ils aider le GRT dans sa tâche d'équilibre du réseau ?
- Comment les relations entre GRT et GRD seront-elles affectées par une pénétration croissante d'énergies renouvelables ?
- Les réseaux de distribution existants peuvent-ils accueillir des quantités significatives de génération décentralisée ?
- Comment le métier des GRD sera-t-il affecté par la génération décentralisée ?
- Comment les GRD peuvent-ils bénéficier de la génération décentralisée ?

Le principal message à retenir de cette large étude est que les réseaux actuels peuvent déjà supporter des pourcentages élevés de génération décentralisée, sous certaines conditions. Ces conditions sont assez classiques, elles dépendent grandement des technologies utilisées. Ainsi EU-DEEP conclut que l'installation chez 50% des ménages de micro-cogénérations (1kW) ne poserait que peu de problèmes alors que le niveau maximum d'unités photovoltaïques (5kW) ne pourrait dépasser les 10% des ménages. La raison en est assez simple et tient à la localisation temporelle de la production : le photovoltaïque produit aujourd'hui hors de la principale période de pointe du soir mais surtout beaucoup plus d'électricité que la demande du consommateur au même moment. Alors que les micro-cogénérations, qui seraient utilisées en même temps que la pointe du soir et du matin, produisent de l'énergie électrique du même ordre de grandeur que la consommation pour laquelle les installations ont été dimensionnées.¹⁴⁹

Toujours sans modifier la topologie et l'équipement des réseaux, il serait de plus possible de doubler les chiffres évoqués ci-dessus : pour cela EU-DEEP conclut à la

¹⁴⁶ EU-DEEP a réunit les sociétés suivantes : www.eu-deep.com/index.php?id=398 (15 août 2009)

¹⁴⁷ Projet européen réalisé dans le cadre du 6^{ème} programme cadre pour la recherche et le développement technologique. www.eu-deep.com

¹⁴⁸ EU-DEEP, Results for TSO - www.eu-deep.com/index.php?id=447 & Results for DSO - www.eu-deep.com/index.php?id=446

¹⁴⁹ EU-DEEP, Results for Policy Makers - www.eu-deep.com/index.php?id=449

nécessité de gérer la tension de manière active en fonction des conditions présentes sur le réseau. Ceci permettrait d'équiper 100% des foyers en micro-cogénérations ou 20% en unités photovoltaïques avec les puissances indiquées ci-dessus.¹⁵⁰

Passé ces seuils, des interventions techniques deviennent nécessaires à grande échelle sur les réseaux. Le problème à ce niveau n'est plus réellement technique mais certainement politique. EU-DEEP montre en outre que le coût de ces investissements reste rentable et raisonnable par rapport aux coûts actuels.¹⁵¹

Comme nous l'avons esquissé plus haut, il reste impératif de considérer une harmonisation des règles au niveau européen, tant pour les appareils que pour les raccordements aux réseaux, réseaux de transport et de distribution inclus.

Au niveau des GRT et GRD, les bases du contrôle de puissance restent les mêmes. Ce qui était valable pour des générateurs classiques l'est tout autant avec des unités dont le réglage se fait au moyen d'électronique de puissance. Quant à la gestion de la demande, elle se considère dans la même logique. Néanmoins, comme nous l'avons vu, et EU-DEEP va dans le même sens, les unités décentralisées devraient pouvoir contribuer comme les autres à l'équilibre du réseau, aussi bien dans la gestion active que dans les réserves.¹⁵² De même les unités décentralisées doivent être capables de passer sans déconnexion à travers des défauts temporaires sur le réseau, afin de ne pas compliquer la gestion de celui-ci.¹⁵³

La plus grosse contrainte se retrouve au niveau de la gestion de la tension. Comme nous l'avons vu par ailleurs, la modification de la pente de tension pose des problèmes spécifiques. Ceux-ci posent déjà des problèmes techniques (notamment en Flandre) et incitent les fédérations de GRD belges à revoir leurs prescriptions techniques. Ainsi tant ORES qu'EANDIS redimensionnent les feeders basse tension pour tenir compte de ces contraintes^{154 155}.

L'information sur la génération décentralisée doit être connue en temps réel par le GRT. Il ne suffit plus de connaître les points de connexion entre GRT et GRD mais de pouvoir agir avec précision sur les génératrices connectées sur le réseau de distribution. Le GRT doit pouvoir déterminer si le flux de puissance allant vers les GRD va s'inverser à un moment pour maintenir son contrôle sur le réseau.¹⁵⁶

La topologie générale du réseau évolue. D'un réseau centralisé, dominé par quelques grosses unités de production, celui-ci devient un agrégat de multiples unités de production et de consommation dispersées à tous les niveaux de tension. Le maintien de la tension et de la fréquence nécessitera de revoir les possibilités de diminution de la charge. Les pratiques actuelles de « *load shedding* » pratiquées sur de gros consommateurs ne suffiront plus à équilibrer le réseau partout et tout le temps. Une

¹⁵⁰ Ibid.

¹⁵¹ Ibid.

¹⁵² EU-DEEP, Results for the TSO, op.cit.

¹⁵³ Ibid.

¹⁵⁴ Interview de Piet Lauwers (EANDIS) – Interview de Benoit Houssard (ORES) – juillet 2009

¹⁵⁵ EU-DEEP, Results for the DSO - op.cit.

¹⁵⁶ EU-DEEP, Results for the TSO - op.cit.

gestion de l'effacement de certains consommateurs ou plus précisément de certaines charges spécifiques chez certains consommateurs permettra de respecter ces contraintes¹⁵⁷.

EU-DEEP recommande par ailleurs de procéder à l'agrégation de petits producteurs vis-à-vis du GRT. Seule cette agrégation, gérée par des agrégateurs, permettra d'offrir une alternative aux unités classiques existantes, en matière de contribution à l'équilibre, de prévisibilité maximale et de mise en place de réserves.

Cette agrégation, la connaissance des unités décentralisée, les possibilités d'agir chez les consommateurs, requièrent des instruments de mesure adaptés, précis et communicant. L'évolution vers des compteurs intelligents devra permettre de progresser dans cette direction.¹⁵⁸

La conclusion générale de cette étude est encourageante pour les promoteurs des productions décentralisées : les réseaux électriques existants peuvent dans leur grande majorité supporter sans problème des taux de pénétration à deux chiffres, parfois plusieurs dizaines de pourcents. Le détail de ces chiffres tient à la structure spécifique à chaque réseau, au nombre d'unités décentralisées et à leur type¹⁵⁹.

Nous allons à présent considérer quelques exemples spécifiques.

Finlande et pays nordiques (DK,NO,SE,FI)¹⁶⁰

L'augmentation du taux de pénétration des sources renouvelables dans les pays nordiques a engendré un accroissement des réserves. Cet accroissement correspond à 2% de la capacité éolienne installée si celle-ci est de 10% et de 4% à 20%. Ces chiffres prennent en compte l'interconnexion des réseaux. Pour un seul pays de la zone, les chiffres devraient être doublés, la dispersion étant moins grande, les variations pouvant être plus importantes.

L'augmentation de coût d'augmentation des réserves tient compte de l'installation d'unités de production basées sur le gaz. Le coût calculé dans ce cas serait varierait de 0,7 EUR / MWh à 10% de pénétration jusqu'à 1,3 Eur / MWh à 20%.

L'augmentation de l'*utilisation* des réserves serait de 0,33 TWh à 10% et de 1,15 TWh à 20%. On note évidemment que l'accroissement n'est pas linéaire dû à l'ajout de sources intermittentes. Le coût subséquent serait de 0,1 à 0,2 Eur/MWh à 10% de pénétration pour 0,2 à 0,5 Eur/MWh à 20%.

¹⁵⁷ Ibid.

¹⁵⁸ EU-DEEP, Results for Manufacturers, www.eu-deep.com/index.php?id=443

¹⁵⁹ www.eudeep.com/fileadmin/user_upload/media/downloads/Poster_conference_nice/Bollen_STRI_hosting_capacity.pdf

¹⁶⁰ VTT Wind Report, op.cit. pp32-33

Le cas du Danemark (éolien, cogénération) et comparaison entre pays nordiques et Allemagne¹⁶¹

Une comparaison entre ces pays permet de déduire les conclusions suivantes :

- le coût d'intégration de l'éolien est plus élevé dans les pays à forte dominance de la production thermique par rapport la production hydraulique
- les coûts d'intégration augmentent si les pays riverains sont aussi dotés de capacités élevées de production d'électricité éolienne. Les possibilités d'exporter l'électricité sont réduites dès lors que le régime de vent est semblable. On pourrait supputer que cet effet devrait diminuer dès lors que l'on parle d'interconnexions à la plus longue distance.
- Les coûts en Allemagne sont d'autant plus élevés que les éoliennes sont majoritairement installées dans le nord du pays, zone où la demande est moindre et les capacités d'interconnexion limitées.
- Le Danemark a des coûts d'intégration de l'éolien plus faible que la Finlande grâce à de meilleures capacités d'interconnexion.
- Energinet.dk a réalisé une étude spécifique destinée à évaluer les capacités du marché danois à absorber l'électricité éolienne¹⁶²
 - L'étude prend plusieurs hypothèses restrictives comme l'absence d'interconnexions et la non-prise en compte des cogénérations (qui représentent 30% de la consommation d'électricité). Les aspects essentiels de la gestion du réseau n'ont pas été pris en compte non plus.
 - Elle montre qu'il est possible de produire jusqu'à 30% de la puissance totale en éolien sans problème de surplus.
 - A 50%, le surplus devient plus important, et l'étude recommande alors à ces niveaux de pénétration de considérer de nouveaux types de consommation régulables : pompes-à-chaleur, boilers électriques, ou d'autres appareils électriques dont l'utilisation peut être retardée ou avancée.
 - Il existe une étude de Nordel 2005¹⁶³, liée à l'étude de la demande (dans une optique DSM¹⁶⁴). Elle prévoit que les unités thermiques ne devraient être utilisées que pour compenser les situations de déficit.

Suède ¹⁶⁵

La Suède a étudié les besoins en matière d'augmentation des réserves pour compenser les productions renouvelables. Il ne s'agissait pas de vérifier si les capacités existantes peuvent ou non supporter cet accroissement de réserves ou non, ni le prix de cet accroissement.

Le tableau ci-dessous résume la situation :

¹⁶¹ VTT 2007 Wind Report, op.cit. pp. 32-39

¹⁶² VTT 2007 Wind Report op.cit.

¹⁶³ Pour les références des études, se reporter à VTT 2007 Wind Report, op.cit.

¹⁶⁴ DSM : Demand Side Management – vise à adapter partiellement la demande à la production.

¹⁶⁵ VTT 2007 Wind Report, op. cit. pp 40-41

Installed wind power MW	Penetration level %	1 hour stand. dev. MW (%)	4 hours stand. dev. MW (%)	Day-ahead Max. positive MW (%)	Day-ahead Max. negative MW (%)
4000	6.6	20 (0.5)	195 (5.0)	690 (17.2)	590 (14.8)
6000	9.9	45 (0.75)	-	1350 (22.5)	1030 (17.2)
8000	13.2	80 (1.0)	-	1570 (19.6)	1220 (15.2)

Tableau 7: Résultats d'une augmentation de la capacité éolienne en Suède pour différentes puissances et différentes échéances pour l'utilisation des réserves.

Le tableau indique clairement le besoin en sources alternatives autres que l'éolien permettant de compenser les variations maximales observées sur une période allant jusqu'à une journée.

D'autre part, la Suède a vérifié l'impact de l'éolien sur ses capacités hydroélectriques. Les résultats suivants ont été trouvés :

- Jusqu'à une production annuelle totale de l'ordre de 2 à 2,5 TWh, l'efficacité du système hydroélectrique suédois n'est pas affectée.
- Entre 4 et 5 TWh, il est nécessaire d'installer 1% d'éolien supplémentaire (par rapport à la capacité éolienne déjà installée) pour compenser la perte d'efficacité de l'hydroélectrique,
- Ce pourcentage pourrait monter à 1,2% pour des capacités éoliennes générant entre 6 et 7 TWh annuels, sous réserve.¹⁶⁶

Ces pourcentages restent néanmoins faibles dans l'absolu et ne remettent pas en cause la croissance de l'éolien en Suède.

Allemagne

L'agence allemande de l'énergie (DENA) a commandé un rapport sur les impacts de l'intégration de l'éolien dans le réseau électrique allemand d'ici 2020.¹⁶⁷

Cette étude s'est basée sur différents scénarios afin de simuler l'impact sur le réseau électrique d'un accroissement sensible de l'éolien en Allemagne. Elle montre principalement que l'intégration de 20% de renouvelable dans le réseau allemand est réalisable.¹⁶⁸

Ces 20% se répartiraient comme suit : 5% d'éolien terrestre, 7,5% d'éolien marin et le reste, soit 7,5% à répartir selon les autres sources renouvelables, entre autres le photovoltaïque.

¹⁶⁶ VTT 2007 Wind Report, op.cit. p.42

¹⁶⁷ Planning of the Grid Integration of Wind Energy in Germany Onshore and Offshore up to the year 2020 », DENA.

¹⁶⁸ VTT 2007 Wind Report, op.cit. p.43

Le rapport note que l'accroissement des installations éoliennes dans le nord de l'Allemagne, soit loin des centres de consommation impliquera des révolutions techniques.

Le maintien de l'équilibre réseau impliquera de nouvelles réserves afin de maintenir l'égalité entre production et consommation. L'étude montre que les unités conventionnelles existantes pourraient fournir ces réserves au prix d'une simple reconfiguration, sans adjonction d'unités nouvelles. Ainsi d'ici 2015 :

- ce sont 7064 MW de capacité de réserves positives qui devront être mise en œuvre, dont 3227 MW en journée (contre 2077 MW en 2003 et une moyenne de 1178 MW).
- Ainsi que 5480 MW en négatif (moyenne 2822 MW), contre en 2003, 1871 MW (et 753 MW en moyenne).

Ces chiffres restent important mais ne prennent pas en compte l'utilisation d'autres sources renouvelables comme alternative possible à la constitution de réserves. Ces chiffres permettent néanmoins de montrer qu'il n'est pas nécessaire de construire de nouvelles unités afin de faire face à l'accroissement des réserves.

Grande Bretagne ¹⁶⁹

Dans le cas anglais, le gouvernement ambitionne 15% d'électricité renouvelable d'ici 2015. Mais les études recensées portent plutôt sur des seuils de l'ordre de 20 ou 30% de renouvelable d'ici 2020. A nouveau, ce sont les besoins d'équilibre du système et la gestion des réserves qui prédomine dans une étude concentrée sur l'éolien (ou en tous cas à 95%).

L'étude a estimé (entre autres) le coût des réserves, les coûts de démarrage ainsi que coûts de démarrage. Le graphique suivant indique les coûts par composant de la réserve.

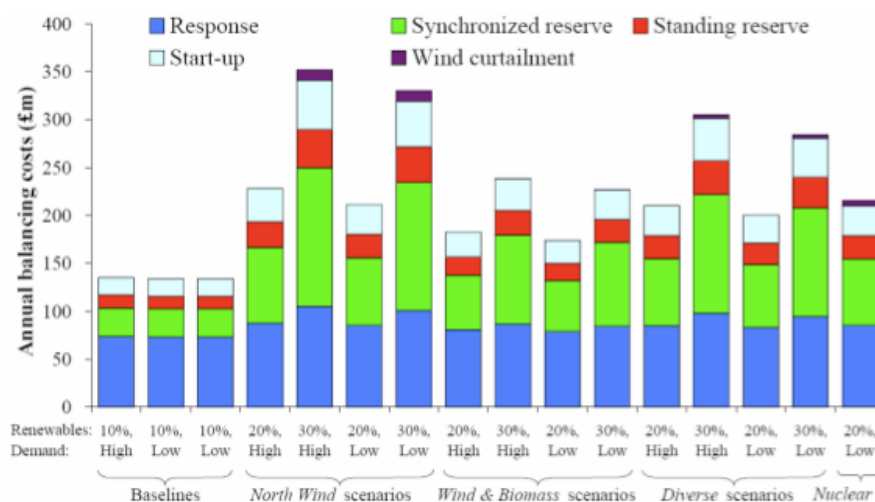


Figure 31: Coûts d'équilibrage totaux par composants.¹⁷⁰

¹⁶⁹ VTT 2007 Wind Report, op.cit. pp.44-45

¹⁷⁰ Ibid. p.46

Il est intéressant de constater que le scénario avec éolien + biomasse diminue les coûts de réserve, ce qui était intuitivement prévisible, allant jusqu'à se situer dans les ordres de coûts du nucléaire.

L'étude sur la capacité du réseau électrique à supporter pareille montée en puissance de l'éolien du point de vue de la disponibilité des réserves donne les résultats suivants :

Installed wind capacity GW	Additional frequency response requirements MW		Range of additional cost of frequency response €/MWh		Additional reserve requirements MW		Range of additional cost of reserve €/MWh		Total additional cost of reserve €/MWh	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
5	34	54	0,1	0,3	340	526	0,7	1,7	0,8	2,0
10	126	192	0,3	0,6	1172	1716	1,4	2,5	1,6	3,1
15	257	382	0,4	0,8	2241	3163	1,7	3,1	2,1	3,8
20	413	596	0,5	0,9	3414	4706	1,9	3,5	2,3	4,4
25	585	827	0,5	1,0	4640	6300	2,0	3,7	2,6	4,7

Tableau 8: Besoins additionnels pour la gestion en continu de la fréquence en fonction de l'accroissement des capacités éoliennes en GB. Les minima et maxima en MW reflètent des scénarios différents de dispersion des éoliennes sur le territoire.¹⁷¹

Il est intéressant de noter que les coûts demeurent à des niveaux faibles et croissent moins vite marginalement que les capacités éoliennes.

Et le photovoltaïque ?

L'intermittence du PV et de l'éolien n'ont pas les mêmes causes météorologiques. Alors que les prévisions sur le vent peuvent s'avérer d'une redoutable complexité, celles sur l'ensoleillement dépendent essentiellement de deux facteurs :

- l'évolution de la couverture nuageuse, qui tient à la seule observation
- l'heure de la journée, qui est prévisible

On conclura rapidement en indiquant que les variations de production d'électricité photovoltaïque sont limitées par rapport aux variations éoliennes et qu'en conséquence, tant l'aspect prévisionnel, la planification du réseau ou l'estimation des coûts devraient s'avérer plus simples.

Limites connues en Belgique

La situation n'est pas totalement identique en Flandre et en Wallonie. Dans les deux régions, il existe une obligation de raccordement sous 10 kVA (ou 5 kVA dans des cas précis), donc pour la plupart des installations photovoltaïques. Cette obligation de raccordement impose au GRD d'adapter ses installations le cas échéant, sachant qu'il ne peut pas refuser le raccordement en dessous de cette limite. Comme nous allons le voir,

¹⁷¹ VTT 2007 Wind Report, op.cit. pp. 48-49

la fameuse limite principale, à savoir l'obligation de maintenir la tension entre des limites précises au niveau des connexions clients, se fait déjà sentir en Flandre.

En Flandre

Selon Eandis¹⁷², il existe en Flandre aujourd'hui de nombreux cas de systèmes photovoltaïques qui déclenchent pour raisons diverses. Certes il doit y avoir une partie d'installations de mauvaise qualité mais avant tout, on constate des déclenchements pour raison de tension trop élevée (au-dessus de 253 V), ce qui conduit à des « dizaines de plaintes par mois auprès d'Eandis ». Il n'existe pas à ce jour de base de donnée précise de ces plaintes et de leur origine mais quelques éléments sont à prendre en compte :

- L'année 2008 a été celle du décollage des installations photovoltaïques en Flandre avec plus de 1500 raccordements par mois mi-2008 (d'une puissance moyenne de 5 kWc)¹⁷³, ce qui devrait amener la puissance installée à 150 MW en Flandre à la fin 2009¹⁷⁴.
- Les statistiques sur ces plaintes de déconnexion sont récentes et ne recouvrent pas une année entière.¹⁷⁵
- Les plaintes ne sont pas concentrées mais se rencontrent sur tout le territoire de la région¹⁷⁶
- Au plus on noterait une tendance plus forte en zone rurale du fait de lignes aériennes dotées de câbles plus fins.¹⁷⁷
- Les plaintes reçues ne seraient que la partie haute de l'iceberg, partant du principe qu'une partie des clients concernés ne réagit pas. Néanmoins la répartition géographique ne devrait pas jouer.
- Les autres sources d'électricité renouvelable ne posent pas de problèmes spécifiques autres que ponctuels.¹⁷⁸

La politique d'investissement d'Eandis vise à prendre en compte les contraintes nouvelles liées à la production d'énergie renouvelable. Quelques projets de recherche sont menés actuellement, sur les principes des smart-grids et d'un réseau d'alimentation de véhicules électriques « plug-in ». Néanmoins à part une communication à ce sujet, Eandis ne semble pas plus avancée que les homologues belges¹⁷⁹.

En Wallonie

La Wallonie connaît peu de problèmes liés à ses installations de production d'électricité renouvelable. Comme en Flandre, le raccordement est obligatoire en dessous de 10 kVA. Cela implique que le gestionnaire du réseau de distribution se voit dans l'obligation

¹⁷² Source : Eandis, conversation avec Piet Lauwers - 8-7-2009

¹⁷³ Ibid.

¹⁷⁴ Renouvelle n°15, Juin 2009 – Photovoltaïque, trois marchés en croissance – p.4

¹⁷⁵ Source : Eandis, conversation avec Piet Lauwers – 8-7-2009

¹⁷⁶ Ibid..

¹⁷⁷ Ibid..

¹⁷⁸ Ibid..

¹⁷⁹ « Préparation d'un réseau de bornes pour voitures électriques », in Flanders Today, www.mediargus.be/flanderstoday.admin.fr/rss/21683791.html?via=rss&language=fr (15 août 2009)

d'adapter son infrastructure. Cette adaptation prend la forme d'un remplacement des câbles existants par des câbles plus gros.

Les nouvelles connexions (par exemple les nouveaux lotissements) voient l'utilisation de lignes plus courtes afin de prendre en compte la composante « production décentralisée », ce qui n'était pas le cas auparavant (les lignes étaient dimensionnées sur base de la consommation attendue et des pertes en bout de ligne). L'évolution actuelle est celle d'une réduction de la longueur des lignes. Pour diminuer les effets de tension hors limites.

Transport en Belgique

Les problèmes liés au réseau de transport, dans le cadre du développement des unités décentralisées tiennent d'abord à deux points majeurs :

- la congestion possible dans le futur sur la boucle Est (Vielsalm, Malmedy,...) suite aux demandes de projets éoliens futurs. Ceci conduira Elia à revoir les infrastructures de transport dans la région
- les interconnexions limitées avec l'étranger, et déjà fort utilisées pour compenser les périodes de pointe en Belgique. L'ajout en 2008 de plusieurs transformateurs déphaseurs (*Phase Shifting Transformers*) avait clairement pour but de protéger le réseau contre des flux importants et imprévus provenant du nord de l'Europe.

De manière générale, Elia est confronté aux mêmes problèmes que ses homologues, avec des parcs éoliens marins qui se raccorderont sur son réseau, une base nucléaire forte, des interconnexions relativement limitées et un sous-investissement chronique dans la production, au point qu'il manque 2000 MW en pointe sur 16000 MW mi-2009 et qu'entre 2007 et 2008, malgré une hausse de 1% de la consommation électrique, la production totale en Belgique a chuté de près de 5 TWh (sur 88 TWh)¹⁸⁰.

¹⁸⁰ Source : Elia

VI. Comment étendre les limites ?

Les chapitres précédents ont identifié les principaux effets des sources renouvelables et/ou décentralisées sur le réseau électrique. Nous avons vu qu'il existe des projets d'investissement qui aujourd'hui visent à améliorer les capacités d'accueil du réseau actuel sans nécessairement remettre en cause les fondamentaux du transport et de la distribution d'électricité.

Nous allons nous attarder sur les moyens techniques (et leurs implications) qui permettraient de dépasser les limites actuelles.

Nous montrerons en premier lieu que la gestion de l'équilibre n'est pas menacée ni par l'aspect intermittent des sources renouvelables ni par le caractère décentralisé de ces productions.

Dans une seconde étape, nous reviendrons aux fondamentaux de l'équilibre entre production et consommation d'électricité et nous passerons en revue quelques méthodes prometteuses qui pourraient permettre d'augmenter la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité, sans pour autant impliquer un passage massif aux centrales thermiques en cas de creux de production. L'objectif sous-jacent est clairement de vérifier s'il est conceptuellement possible de remplacer des unités existantes par des unités décentralisées renouvelables, et si c'est cas, s'il est possible de réellement diminuer les émissions de gaz à effet de serre.

1. Impacts sur la gestion de l'équilibre

Les variations liées à la production décentralisée renouvelable sont-elles supérieures aux variations connues de la demande ?

Pour répondre à cette question, il importe de se poser la question des paramètres :

- qu'appelle-t-on une variation anormale ?
- peut-on comparer une variation de la production et une variation de la consommation ?

Pour cela, nous allons comparer les variations dans le temps dues à la consommation et à certains types de production :

- Sur base des données Elia pour la Belgique (variation moyenne, pics, variance)
- Sur base des données PV
- Sur base des données éoliennes
- Nous ne prendrons pas en compte les autres sources d'énergie renouvelables, sachant que celles-ci ne posent pas de problème majeur.

Nous allons estimer la capacité du réseau électrique actuel - avec l'ensemble des unités de production et ses interconnexions - à gérer l'équilibre. Nous comparerons cette

capacité aux évolutions connues des énergies renouvelables décentralisées, dont nous pouvons estimer qu'une perte de production ou un gain de production revient dans la pratique à une variation à la hausse ou à la baisse de la demande d'électricité appelée sur le réseau de transport.

Nous pouvons donc estimer qu'il doit exister un niveau d'équipement en unités décentralisées qui égale au mieux le niveau d'absorption des pointes tel que le fait aujourd'hui le réseau.

Nous avons évalué la pente de la courbe de consommation sur une année sur base des données d'Elia, gestionnaire du réseau de transport. Nous définissons la pente de la courbe comme étant l'accroissement ou la diminution de consommation d'énergie électrique par unité de temps, ici la minute ou l'heure.

Sachant qu'Elia ne fournit des statistiques que quart d'heure par quart d'heure, nous avons extrapolé la pente d'évolution de la consommation à la minute.

Pour ce qui nous intéresse, nous avons sélectionné (en ôtant les valeurs aberrantes) le minimum et le maximum de pente à la minute.

Sur une analyse des données de 2008 (soit 24 heures * 4 * 366 jours), nous obtenons :

- un maximum à la hausse de **39.215 kW par minute** (le 16 janvier 2008, de 17h15 à 17h30) ou 2.352,9 MW sur une heure.
- un maximum à la baisse de **-31.962 kW par minute** (le 7 mars 2008, de 23h30 à 23h45) ou 1.917,72 MW sur une heure.
- entre ces deux extrêmes la répartition des valeurs est la suivante :

Nous pouvons donc considérer que des variations de consommation à la hausse de l'ordre de près de 40 MW à la minute ou de 32 MW à la baisse font partie de la gestion quotidienne de l'équilibre dans un réseau de transport d'électricité.

Nous n'allons pas aborder ici la question des réserves, nous ferons simplement l'hypothèse que toute source d'électricité d'origine renouvelable pourrait d'une manière ou d'un autre, par des artifices techniques, faire l'objet d'une mise en réserve. La question de la mobilisation de ces réserves devenant une question de probabilité qu'il convient de gérer avec le niveau de sécurité ad hoc.

Nous faisons l'hypothèse que la part des énergies renouvelables sur l'entièreté du réseau reste dans des limites telles que la perte d'un pourcentage élevé de celles-ci peut être compensée par la mise en œuvre d'autres moyens de production ou la mobilisation des réserves.

Nous partons ici d'une constatation : si la base de la production électrique en Belgique est nucléaire, la grande majorité du reste est d'origine thermique. Cela signifie simplement que tout remplacement d'une unité thermique par une unité renouvelable permet de réduire les émissions de CO₂, pour autant que cette unité renouvelable produise au moment où les unités thermiques sont utilisées.

a. Comparaison des vitesses de variation

Aujourd'hui, pour gérer la variation à la hausse ou à la baisse de la demande, le gestionnaire du réseau joue sur les capacités de production thermiques et nucléaires. Il a ainsi la possibilité de mobiliser ou d'immobiliser les réserves afin de garantir l'équilibre.

Pour le photovoltaïque, nous prendrons le cas le plus défavorable : une zone nuageuse vient couvrir totalement une zone dont l'équipement en unités photovoltaïques est largement diffusé avec une répartition géographique. On considèrera une perte maximale de 90 %¹⁸¹ de la production d'électricité liée au passage du nuage.

Le cas le plus défavorable serait une vitesse de vent élevée, prenons 100 km/h, ce qui est déjà un vent de tempête¹⁸²: la vitesse de passage d'un ensoleillement maximal à un ensoleillement minimal se faisant dans un temps lié à la vitesse d'arrivée du nuage.

Quel temps est nécessaire pour couvrir entièrement la Belgique ? Dans le pire des cas, selon l'axe le plus défavorable, le pays pourrait être couvert en une heure. Nous ne prendrons pas en compte les variations dues à l'évolution de l'ensoleillement en cours de journée, partant du principe que celui-ci est lié à la position du soleil et donc prévisible. L'objectif est d'étudier la variation due à l'intermittence, alors qu'on peut considérer que les variations dues à la position du soleil sont modélisables à l'échelle d'un pays ou d'un continent.

On recherche la puissance installée maximale par unité de surface, avec comme vitesse de couverture d'un km² = 100/60 km/min = 1,33 km/min ou en surface selon la direction perpendiculaire la plus défavorable (couverture la plus rapide), 1,33 km²/min

La puissance maximale installée par unité de surface, $P_{max} / S = 32 \text{ MW} / 1,33 * 0,9 = 26,7 \text{ MW} / \text{km}^2$. Ceci représente approximativement 10000 installations débitant 2,67 kW ou la présence de plus de 10 centrales solaires comme celle de Casteljon en Navarre.

Néanmoins, un élément essentiel est l'aspect cumulatif des baisses : les hausses de consommation peuvent coexister avec des baisses de production, les effets se cumulant. Il est donc impératif de considérer que les 32 MW/min dont nous parlons concernent à la fois cette hausse de consommation et cette baisse de production renouvelable.

Les nuages n'ayant pas d'agenda lié aux heures de pointes de consommation d'électricité, il est à craindre qu'avec une possibilité de baisse de 32 MW / min, une partie plus ou moins importante soit consommée par la hausse de consommation. Pour prendre en compte cet effet cumulatif, il importe d'analyser la distribution des variations.

Le tableau ci-dessous détaille les valeurs correspondant aux percentiles de variations les plus élevés :

Les valeurs sont exprimées en kW / minute.

¹⁸¹ www.epia.org

¹⁸² fr.wikipedia.org/wiki/Tempête

	Max / Min	Moyenne	Ecart-type	P 90	P 95	P 99	P 99,5	P 99,9
Variations positives	39215	7448	6428	16624	20955	28149	30536	35079
Variations Négatives	-31962	- 6746	5035	-13854	-16354	-21517	-23084	-26489

Tableau 9 : variations en kW / minute dans le contexte actuel

Ce tableau peut se lire ainsi : il existe une probabilité de **99,5 %** que la variation maximale de la consommation d'électricité soit inférieure ou égale à **30,536 MW**. Cela signifie aussi que si nous limitons la variation issue d'un changement dans la production à la valeur maximale moins celle du percentile 99,5 %, la différence donne la puissance maximale limite admissible, soit $39215 - 30536 = 8,679 \text{ MW}$.

Le même calcul peut être réalisé pour des variations à la baisse. Il importe juste de déterminer quel pourcentage de dépassement possible reste acceptable. En dimensionnant la puissance maximale par unité de surface comme expliqué ci-dessus, nous considérerons qu'il existe une probabilité de 0,5 % pour que la combinaison d'une hausse de la consommation avec une baisse de la production d'origine photovoltaïque dépasse le seuil maximal observé de 39,215 MW / minute.

Si nous reportons cette valeur dans le calcul réalisé plus haut, nous trouvons : P_{\max} / S , soit la puissance maximale autorisée pour une installation photovoltaïque = $8,679 \text{ MW} / 1,33 * 0,9 = 7,25 \text{ MW} / \text{km}^2$

Ce chiffre appelle plusieurs commentaires :

- Tout d'abord il indique une limite maximale de puissance photovoltaïque installée pour laquelle le risque de dépasser la limite actuelle de gestion du réseau n'est plus garantie. Cela ne signifie pas que la gestion de l'équilibre sera impossible mais qu'il faudra mobiliser ou immobiliser plus de réserves. Le dimensionnement de celles-ci (et donc des unités de réserve ou des unités sur lesquelles il est possible de modifier la puissance apparente) devrait donc être revu. Notons que nous parlons d'ordres de grandeur.
- Il s'agit d'une limite par unité de surface. Celle-ci n'est pas la seule limite à prendre en compte, les capacités des lignes localement et d'autres installations liées au réseau de distribution ou au réseau de transport peuvent se présenter aussi. Il s'agit donc d'une indication valable pour les unités photovoltaïques.
- Si on prend en compte la surface maximale bâtie en Belgique¹⁸³, soit 6004 km² en 2008, la puissance maximale acceptable d'un point de vue de la vitesse de variation de la demande ou de l'offre, toutes autres choses étant égales, serait de $7,25 * 6004$, soit 43529 MW de puissance installée qui seraient acceptable du point de vue du seul critère de la vitesse de variation. Avec moins de 200 MW

¹⁸³ Site Web du SPF Economie – Géographie humaine, utilisation du sol en Belgique - www.statbel.fgov.be/FiGURES/d130_fr.asp

installés fin 2009 en Belgique¹⁸⁴, cela nous donnerait une vitesse de variation théorique aujourd'hui de **0,18 MW** à la hausse et **0,15 MW** à la baisse.

- Même un niveau d'équipement de 1000 MW, qui ne semble pas totalement hors de portée en Belgique, entraînerait un passage à **0,9 MW/minute** à la hausse et **0,75 MW/minute** à la baisse.
- Ce chiffre doit être rapporté à la puissance totale appelée en période de pointe hivernale en soirée, soit 16000 MW.
- En ne tenant compte que de la production d'électricité d'origine photovoltaïque, une production raisonnablement décentralisée, respectant les contraintes susmentionnées.

Cette valeur limite tient compte d'un seul type de production intermittente : la production d'origine photovoltaïque. Dans notre cas, nous nous devons de prendre en compte la production éolienne. Le cas le plus défavorable, et qui nous intéresse donc, est celui d'une production éolienne en berne alors que la production photovoltaïque elle-même est en train de chuter de manière non prévisible. Ce cas nous semble néanmoins fort peu probable : la présence de vent étant nécessaire pour garantir les critères de baisse d'ensoleillement.

Dans le cas de l'éolien, nous sommes dans une problématique différente : on ne parle plus ici de Puissance maximale installée par km² ; l'éolien reste une ressource concentrée, surtout en off-shore alors que le photovoltaïque est l'exemple type d'une production totalement décentralisée.

La première constatation est que les vitesses de variation de la production éolienne sont faibles en général¹⁸⁵. On peut montrer que la plupart des variations se situent dans une fourchette de $\pm 5\%$ de la capacité installée. En Allemagne, si on prend des intervalles de 15 minutes, 84% des variations sont inférieures à 1% et pour des intervalles d'une heure de 70%.¹⁸⁶

Sur des durées plus grandes, les variations peuvent être plus importantes, particulièrement pendant des tempêtes. A ce moment la production peut s'arrêter sur des zones étendues sur plusieurs centaines de kilomètres. On a mesuré les données suivantes :

- Danemark – perte de 83% de la capacité, soit 2000 MW, en 6 heures. Soit 12 MW à la minute¹⁸⁷.
- Nord de l'Allemagne – perte de 58% de la capacité, soit 4000 MW, en 10 heures. Soit 16 MW / minute¹⁸⁸.

¹⁸⁴ Estimation EPIA

¹⁸⁵ VTT 2007 Wind Report, op.cit.

¹⁸⁶ Ibid.

¹⁸⁷ Eriksen, P. B., Ackermann, T., Abildgaard, H., Smith, P., Winter, W. & Garcia, J. R. 2005. System operation with high wind penetration. The transmission challenges of Denmark, Germany, Spain and Ireland. IEEE Power & Energy Magazine, Nov/Dec 2005.

¹⁸⁸ VTT 2007.. op.cit.

- Irlande – 63 MW en 15 minutes ; 144 MW en une heure ; 338 MW en 12 heures ; ce qui correspond à 4,2 MW / minutes ; 2,4 MW / minute ; 0,45 MW / minute (TSO Eirgrid data)
- Portugal – perte de 700 MW en 8 heures le 1/6/2006, soit 1,46 MW / minute.
- Espagne – augmentation de 800 MW en 45 minutes, soit 17,78 MW à la minute ; perte de 1000 MW en 1h45 soit 9,52 MW / minute.

Le tableau suivant donne une indication sur les variations en fonction du temps mesurées ou simulées dans ces mêmes pays plus les USA¹⁸⁹.

Region	Region size	Number of sites	10–15 minutes		1 hour		4 hours		12 hours	
			max decrease	max increase	max decrease	max increase	max decrease	max increase	max decrease	max increase
Denmark	300x300 km ²	>100			-23%	+20%	-62%	+53%	-74%	+79%
-West Denmark	200x200 km ²	>100			-26%	+20%	-70%	+57%	-74%	+84%
-East Denmark	200x200 km ²	>100			-25%	+36%	-65%	+72%	-74%	+72%
Ireland	280x480 km ²	11	-12%	+12%	-30%	+30%	-50%	+50%	-70%	+70%
Portugal	300x800 km ²				-16%	+13%	-34%	+23%	-52%	+43%
Germany	400x400 km ²	>100	-6%	+6%	-17%	+12%	-40%	+27%		
Finland	400x900 km ²	30			-15%	+16%	-41%	+40%	-66%	+59%
Sweden	400x900 km ²	56			-17%	+19%	-40%	+40%		
US Midwest	200x200 km ²	3	-34%	+30%	-39%	+35%	-58%	+60%	-78%	+81%
US Texas	490x490 km ²	3	-39%	+39%	-38%	+36%	-59%	+55%	-74%	+76%
US Midwest+OK	1200x1200km ²	4	-26%	+27%	-31%	+28%	-48%	+52%	-73%	+75%

Tableau 10: Variations extrême de l'éolien à l'échelle régionale, en pourcentages de la capacité installée. ¹⁹⁰

	Variations à la hausse	Variations à la baisse
Consommation	39,1 MW / minute	-31,9 MW / minute
Photovoltaïque Belge	0,18 MW / minute	- 0,15 MW / minute
PV Belge hypothèse 1000MW	0,9 MW / minute	- 0,75 MW / minute
Eolien Danois		-12 MW / minute
Eolien Allemand		-16 MW / minute
Eolien Irlandais		-4,2 MW / minute
Eolien Portugais		-1,46 MW / minute
Eolien Espagnol	17,78 MW / minute	-9,52 MW / minute

Tableau 11: Comparaison des variations

Ce tableau synthétise les calculs réalisés auparavant. Il montre surtout que les variations liées à la consommation sur des périodes très courtes (de l'ordre de 15 minutes à une heure) sont globalement supérieures ou du même ordre de grandeur que les variations liées aux changements du vent. Même en prenant les valeurs les plus élevées que nous

¹⁸⁹ VTT 2007 Wind Report, op.cit.

¹⁹⁰ Denmark, data 2000-2002 from www.energinet.dk. Ireland, Eirgrid data, 2004-2005. Germany, ISET, 2005. Finland, VTT years 2005-2006. Sweden, simulated data for 56 wind sites 1992- 2001 (Axelsson et al, 2005). US, NREL years 2003-2005. Portugal, INETI.

avons constatées, nous sommes tout-à-fait dans l'ordre de grandeur des variations auxquelles un GRT doit faire face au jour le jour.

La combinaison du photovoltaïque avec l'éolien, dans un cas qui nous semble improbable, à savoir une baisse imprévue des deux sources simultanément, ne modifierait pas les données générale, sauf à considérer des taux de pénétration du photovoltaïque proprement spectaculaires, ce qui semble peu réaliste, spécialement dans les pays du nord de l'Europe.

Ce qui est plus intéressant, c'est qu'avec les pénétrations actuelles de l'éolien, ces montants sont déjà élevés. Il faudrait en déduire qu'avec un simple doublement de la pénétration de l'éolien, on se retrouverait rapidement au niveau des variations les plus élevées de la consommation. Une étude plus approfondie serait nécessaire afin de déterminer le seuil d'acceptabilité de l'éolien à très forte pénétration par rapport à la capacité du gestionnaire à réagir. Ceci pourrait néanmoins être résolu par une augmentation supérieure des réserves.

Nous verrons dans le chapitre suivant qu'il existe des solutions techniques permettant d'aller plus avant dans l'utilisation de sources d'énergie renouvelables intermittentes en jouant sur l'ensemble des paramètres.

2. Extension des limites.

Existe-t-il des limites intrinsèques aux taux de pénétration des sources renouvelables ?

La phrase suivante provient du président du gestionnaire danois ELTRA. Elle a été prononcée en 2003 :¹⁹¹

« ... we said that the electricity system could not function if wind power increased above 500MW. Now we are handling almost 5 times as much. And I would like to tell the government that we are ready to handle even more, but it requires that we are allowed to use the right tools to manage the system. »

Comme nous l'avons vu, le réseau électrique doit être en équilibre permanent. La demande d'électricité doit égaler l'offre, faute de quoi les paramètres fondamentaux que sont le niveau de tension et la fréquence sortent des limites de variation acceptables.

Afin de maintenir cet équilibre, les gestionnaires disposent de possibilités d'intervention plus ou moins rapides que l'on identifie sous le vocable de réserves. On trouve ainsi des réserves primaires, secondaires et tertiaires, selon le temps de réponse acceptable.

Une réserve correspond donc à une puissance disponible qu'il est possible de mettre en œuvre fin de maintenir l'équilibre.

On peut aisément synthétiser l'équilibre ainsi :

¹⁹¹ A la présentation du rapport annuel de la société le 23 avril 2003. ELTRA fait à présent partie d'Energinet.dk, l'opérateur national.

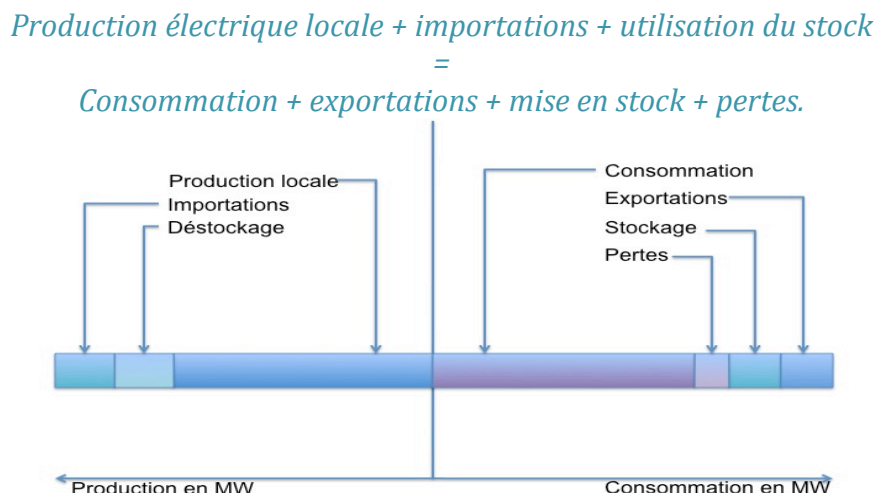


Figure 32: La production et la consommation doivent être en équilibre. Ce graphique détaille les différents composants de la gestion de l'équilibre.

Dans cette équation, les termes suivants sont variables et peuvent servir à maintenir l'équilibre :

a. Production électrique

La production implique de nombreuses unités, classiques et renouvelables. Le suivi de l'équilibre se fait en activant ou désactivant des unités de production dans la limite de la zone de réglage. Des prévisions de consommation sont établies jour après jour pour fiabiliser ce processus. Comme nous l'avons vu, il existe de plus des réserves mobilisables afin de garantir l'équilibre.

Il existe néanmoins des aléas au rang desquels l'arrêt inopiné d'une unité classique suite à un incident, et surtout la gestion de l'aspect intermittent des sources renouvelables.

L'objectif dans ce dernier cas pourrait être d'affiner les modèles (ce sur quoi Danois et Allemands entre autres travaillent) afin d'améliorer la connaissance de la production.

Compenser l'incertitude ?

Si nous partons du principe que la production d'électricité décentralisée et renouvelable doit augmenter, cette évolution va entraîner une incertitude supplémentaire sur l'offre à un moment donné. Cette incertitude est liée à la production par des sources intermittentes.

Est-il raisonnable de penser que l'incertitude diminue quand on considère des régions plus importantes ? Oui, comme nous l'avons vu auparavant dans le chapitre sur l'incertitude. Et nous verrons par ailleurs que les méthodes d'agrégation permettent de diminuer cette incertitude.

Effets économiques ?

Dans le système actuel, il existe une obligation de préférence pour l'électricité renouvelable. Ceci implique que les producteurs éoliens, photovoltaïques ou autres disposent d'un accès garanti au réseau. Cet état perdurera-t-il ? Des études montrent que dans le cas du Danemark¹⁹² au delà de 30 % de la puissance installée, et à modes de consommation inchangés, l'achat systématique du renouvelable éolien ne pourrait plus être garanti.

Des taux de pénétration très élevés, et ce dans toute la zone interconnectée européenne ne permettront pas systématiquement de favoriser l'ensemble des producteurs. De la même manière que cela se passe aujourd'hui avec les unités classiques, certaines ne produisent pas en période de basse demande, l'équilibre économique provenant d'un rattrapage avec les prix élevés de l'électricité en période de pointe.

b. Importations & exportations

Dans un marché libéralisé, il peut être plus intéressant à un moment donné de vendre une partie de la production électrique sur un marché étranger que sur le sien propre et d'importer de l'électricité moins chère pour compenser. Ce n'est évidemment pas le seul but de l'importation, qui vise avant tout à compenser une trop grande consommation par rapport à la production disponible.

Elles sont dépendantes des interconnexions avec les pays exportateurs et donc par essence limitées. Elle représentent néanmoins un élément de l'équation. Il est intéressant de noter que si on connaît en général le taux d'émissions de GES de ses propres installations il n'est pas évident de déterminer celui lié aux importations : soit on utilise une moyenne sur l'ensemble des unités de l'exportateur, soit on identifie les unités qui ont du tourner pour produire l'électricité à exporter ; c'est ainsi que la France qui importe en hiver de l'électricité allemande, importe de l'électricité à haute teneur en CO₂, du fait des centrales de pointe alimentées au charbon qui doivent tourner.

Il n'est pas absurde de considérer que les importations et exportations pourraient augmenter sérieusement à l'avenir. Nous l'avons vu l'intermittence de certaines productions renouvelables pose un problème en terme de gestion de l'équilibre, si on souhaite en parallèle limiter le recours aux centrales thermiques. De plus il est difficile d'espérer un effet de foisonnement sur des pays de taille réduite comme la Belgique ou les Pays-Bas : le foisonnement, qui permet de diminuer les investissements en capacités de backup thermique, semble plus raisonnable sur des zones plus étendues, à l'échelle de plusieurs grands pays, voire de l'Europe entière. Dans une telle hypothèse, importations et exportations prendraient une ampleur inconnue jusqu'ici.

Cette hypothèse présente néanmoins des problèmes économiques importants, à savoir qu'il est probable que la production électrique basée sur des énergies renouvelables ne sera pas identique à la consommation de chaque pays, ni en instantané, ni en moyenne annuelle. Il conviendrait de tenir compte du coût pour les pays importateurs nets d'une telle politique, quitte à prévoir des mécanismes de redistribution, et des investissements partagés au niveau de l'Europe entière. Cette logique heurte néanmoins la plupart des

¹⁹² VTT 2007 Wind Report, op.cit.

principes de libre concurrence véhiculés par la libéralisation du marché de l'électricité. Sans adaptations à ce niveau-là, il est plutôt à craindre une mainmise de pays riches en énergies renouvelables sur les pays importateurs nets.

c. Stockage & Déstockage

L'électricité, c'est un fait, se stocke difficilement. On passe par une conversion en énergie potentielle (barrages, systèmes de pompage-turbinage) ou chimique (batteries, hydrogène dans des piles à combustible etc.) de l'électricité afin de la stocker puis de la restituer le moment venu. D'autres techniques existent ou sont en cours de développement. Aujourd'hui, les batteries ne sont utilisées que sur de petits réseaux pour des raisons de capacité et de coûts. A l'inverse, les installations de stockage par pompage-turbinage ont de réelles capacités de stockage à moyen-terme : à titre d'exemple Coe en Belgique ou Grandmaison en France.

Les rendements varient en fonction des techniques mais il est indubitable que les pertes de conversion sont importantes dans toutes les techniques de stockage¹⁹³.

Néanmoins le stockage représente une opportunité de lisser certaines pointes de consommation et de participer ainsi à l'équilibre global du système.

Aujourd'hui déjà le déstockage est utilisé pour éviter la mise en route d'unités supplémentaires : en Belgique, une unité de pompage-turbinage comme celle de Coe a été dimensionnée afin de faire face à la perte d'une centrale nucléaire. 1164 MW¹⁹⁴ sont alors disponibles pendant 5 heures. L'électricité à bas prix produite la nuit par les centrales nucléaires sert à pomper l'eau vers les bassins supérieurs. Cette technique serait conceptuellement utilisable pour stocker de l'électricité renouvelable, éolienne par exemple, en déstockant aux moments de faible production. Néanmoins la flexibilité d'une telle unité est limitée et devrait être utilisée pour palier à des manques importants pendant des temps relativement courts.

¹⁹³ fr.wikipedia.org/wiki/Stockage_d'energie

¹⁹⁴ fr.wikipedia.org/wiki/Centrale_de_Coe-Trois-Ponts

Storage Technologies	Main Advantages (relative)	Disadvantages (Relative)	Power Application	Energy Application
Pumped Storage	High Capacity, Low Cost	Special Site Requirement		●
CAES	High Capacity, Low Cost	Special Site Requirement, Need Gas Fuel		●
Flow Batteries: PSB, VRB, ZnBr	High Capacity, Independent Power and Energy Ratings	Low Energy Density	◐	●
Metal-Air	Very High Energy Density	Electric Charging is Difficult		●
NaS	High Power & Energy Densities, High Efficiency	Production Cost, Safety Concerns (addressed in design)	●	●
Li-ion	High Power & Energy Densities, High Efficiency	High Production Cost, Requires Special Charging Circuit	●	○
Ni-Cd	High Power & Energy Densities, Efficiency		●	◐
Other Advanced Batteries	High Power & Energy Densities, High Efficiency	High Production Cost	●	○
Lead-Acid	Low Capital Cost	Limited Cycle Life when Deeply Discharged	●	○
Flywheels	High Power	Low Energy density	●	○
SMES, DSMES	High Power	Low Energy Density, High Production Cost	●	
E.C. Capacitors	Long Cycle Life, High Efficiency	Low Energy Density	●	◐

Figure 33: Comparaison de techniques de stockage.¹⁹⁵

D'autres systèmes existent comme le décrit le tableau ci-dessus (les lunes pleines indiquent des systèmes réalistes à un coût raisonnable, les demi-lunes, des systèmes réalistes pour l'application en question et les lunes blanches, des possibilités techniques mais a priori non rentables).

Le graphique ci-dessous donne une idée du positionnement des différentes techniques de stockage par rapport au nombre d'heures disponibles et aux puissances en jeu. On notera que pour des applications de grande puissance et donc du stockage à grande échelle, les techniques ne sont pas légion. Au contraire, tout porte à considérer des techniques de petite taille mais en grand nombre, avec des temps de décharge de quelques heures afin de favoriser la flexibilité. Le sujet suivant en est un exemple criant.

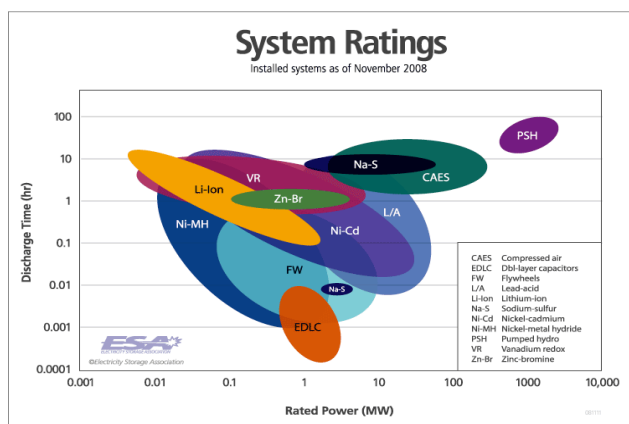


Figure 34: Comparaison des différents modes de stockage par puissance disponible et temps de décharge.¹⁹⁶

¹⁹⁵ Techniques de stockage d'électricité - www.electricitystorage.org/site/technologies/ (15 août 2009)

V2G – Vehicule to Grid

L'arrivée progressive de véhicules électriques sur le marché a donné lieu à un concept intéressant en terme de stockage décentralisé : comme leurs homologues dotés d'un moteur à explosion, il est probable que le kilométrage moyen quotidien soit limité, en tous cas en deçà des possibilités techniques des batteries¹⁹⁷. Pourquoi dès lors ne pas utiliser le surplus de charge des batteries, en fonction de règles à définir, comme production d'électricité décentralisée ?

Cette technique, déjà largement débattue dans la littérature, nécessiterait le respect de quelques contraintes essentielles :

- un outil de charge/décharge intelligent prenant en compte les habitudes du consommateur et la disponibilité de l'électricité,
- des possibilités de déclenchement à distance, pour participer à la gestion active du réseau et diminuer les pointes, ce qui implique une évolution importante des techniques de communication,
- le passage éventuel par un agrégateur afin de conserver un minimum d'unités fictives à commander par le GRT.
- Une évolution technique radicale, les batteries n'acceptant qu'un nombre limite de cycles de charge/décharge.

Si on considère comme véhicule emblématique standard actuel la future Bluecar de Pininfarina¹⁹⁸ celle-ci devrait disposer d'une batterie de 30 kWh pour 250 km d'autonomie. Pour disposer de 1000 MW, soit l'équivalent d'un réacteur nucléaire, de réserve utilisable par ce moyen, et ce pendant 3 heures, soit la durée moyenne d'un pic de consommation de début de soirée, en tenant compte que seuls 33% de la charge de batterie seraient utilisables et ce pour 50% des utilisateurs, on obtiendrait comme ordre de grandeur 600.000 véhicules.¹⁹⁹ Il est évident que ces chiffres ne reposent pas sur une étude sérieuse et n'ont pour but que de donner une estimation. Néanmoins on note immédiatement que les chiffres n'ont rien d'irréalistes s'il s'agit d'absorber un pic du soir.

Pour progresser dans ce domaine, il serait utile d'identifier quel est l'objectif des programmes V2G : est-ce de faire du « *valley filling* » en déplaçant la consommation d'un pic vers un creux de nuit ou de jour ? Ou est-ce participer à l'équilibre global de la demande en cas de variation importante de la production à la baisse ? A notre sens, il s'agit d'intégrer ces concepts dans une régulation plus large de la production et de la demande, en intégrant l'ensemble des acteurs décentralisés, production et consommation confondues.

¹⁹⁶ *ibid.*

¹⁹⁷ Le kilométrage moyen (www.statbel.fgov.be/fiGurEs/d37_fr.asp, données mobilité 2008) est de 14706 km/an. Soit un ordre de grandeur de moins de 50km par jour.

¹⁹⁸ www.bluecar.fr, *op.cit.*

¹⁹⁹ A rapporter au nombre de véhicules en circulation en Belgique : plus de 5 millions (www.statbel.fgov.be/press/pr110_fr.pdf - les Belges et leurs voitures - Données 2007).

d. Consommation

Dans une optique classique, la consommation est une donnée quasiment fixe : le consommateur consomme quand il le souhaite et la production s'adapte. Néanmoins il existe déjà aujourd'hui des méthodes permettant si besoin est de réduire la consommation.

Nouveaux modes de consommation

Le graphique ci-dessous détaille la consommation actuelle d'énergie en Belgique. On notera immédiatement le pourcentage de l'électricité.

Si on se plonge dans le détail par secteur d'activité de l'utilisation de l'électricité, on notera immédiatement le faible poids dans le transport.

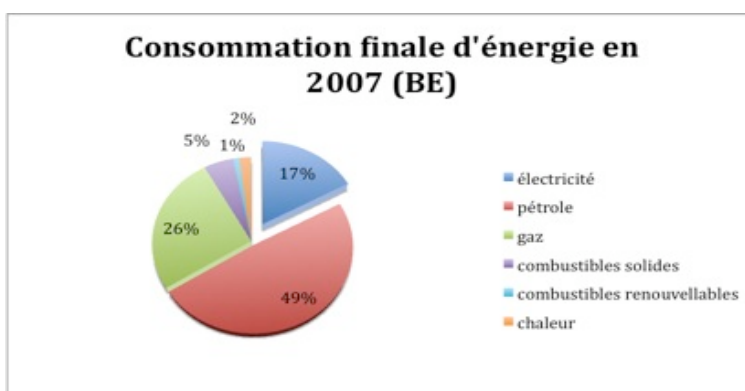


Figure 35: Consommation finale d'énergie en Belgique – Données 2007²⁰⁰.

Le graphique ci-dessous reprend la consommation d'électricité par secteur, en 2007.

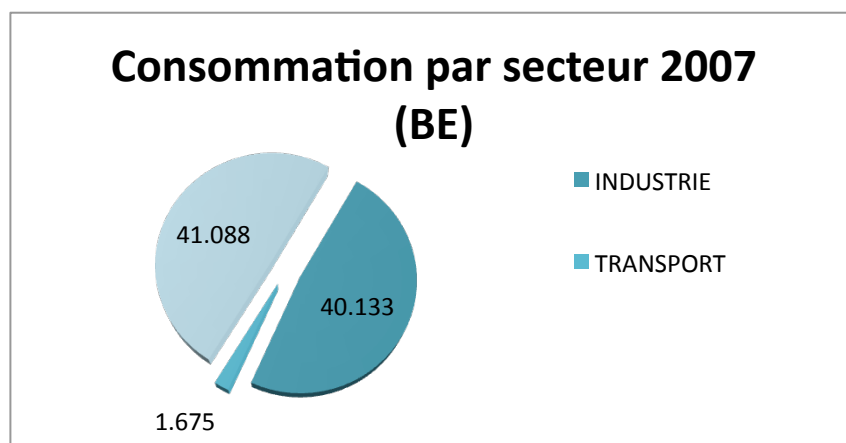


Figure 36: Consommation d'électricité par secteur – Données 2007²⁰¹.

²⁰⁰ statbel.fgov.be/energy_statistics/e015_fr.asp#graphique3

²⁰¹ Ibid.

Deux changements importants pourraient bien dans les années à venir chambouler progressivement cette répartition et faire croître l'importance relative de l'électricité dans la consommation d'énergie :

- les pompes-à-chaleur (dans une moindre mesure), dont la qualité est de remplacer des unités de chauffage mazout ou gaz dans les nouvelles habitations, en utilisant comme seule source d'énergie externe l'électricité (afin d'alimenter le compresseur et les circulateurs)
- l'arrivée programmée de véhicules électriques à partir de début 2010, voire 2011²⁰²

Chauffage par pompes-à-chaleur

Bien que la technologie ne soit pas neuve, elle est revenue à la mode ces dernières années en tant que mode de chauffage pour des habitations bien isolées²⁰³.

En simplifiant, on considère qu'une pompe-à-chaleur fournira avec 1 kWh électrique, environ 4 kWh thermiques, soit l'équivalent de 0,4 litre de mazout ou 0,4 m³ de gaz naturel.

On fera dès lors le calcul suivant en sachant qu'une habitation qui aurait consommé 2000 litres de mazout annuellement consommera à la place 5000 kWh électriques²⁰⁴.

Aujourd'hui les pouvoirs publics belges subventionnent les pompes-à-chaleur au moyen de primes (régionales) et de réductions d'impôts (état fédéral), ce que l'on peut traduire par une volonté de transférer sur l'électricité une consommation d'énergie pour le moment majoritairement dans le camp des énergies fossiles. Ce transfert ne serait dès lors utile que si le bilan énergétique de l'électricité s'avère meilleur que celui du combustible fossile utilisé auparavant.

A ce titre, on notera que les politiques publiques ne subsidient que les pompes-à-chaleur avec un coefficient de performance (COP) suffisant, de telle sorte qu'un kWh électrique utilisé doit générer au moins 3 kWh de chaleur²⁰⁵.

Quel est l'impact sur le réseau électrique ?

Les pompes-à-chaleur tournent surtout en hiver et dans les mois d'automne et de printemps aux températures plus basses, soit 6 mois par an en moyenne.

Il serait possible d'identifier avec précision l'impact sur le réseau électrique, sur base des degrés-jours d'une part, d'un potentiel d'habitations équipées à terme et d'une hypothèse simple : la PAC tourne quand il existe un besoin de chaleur, soit aux heures pour lesquelles il existe déjà un pic de consommation. Il est possible de s'affranchir de

²⁰² www.bluecar.fr/fr/pages-accueil/default.aspx

²⁰³ On considère généralement que l'habitation doit afficher un coefficient d'isolation de minimum $K=40W/m^2.K$ (le minimum légal pour une nouvelle habitation se situe à $K = 45$ tant en Flandre qu'en Wallonie (energie.wallonie.be))

²⁰⁴ Ces chiffres sont évidemment estimatif et ne servent qu'à donner un ordre de grandeur.

²⁰⁵ energie.wallonie.be/fr/les-pompes-a-chaaleur.html?IDC=6041&IDD=12053

cette dernière limite en concevant des PAC qui chauffent un ballon d'eau en dehors des heures de pointe mais cette technique n'est pas systématiquement utilisée et n'est pas soutenue (dans le cas de la Belgique par les pouvoirs publics). On notera néanmoins que le Danemark réfléchit à des utilisations nouvelles du surplus d'électricité éolien. Et qu'à ce titre une solution envisagée est justement celle de la chaleur (eau-chaude sanitaire et PAC).²⁰⁶

Si on considère une puissance appelée moyenne de 3 kW et une consommation annuelle de 7500 kWh, ceci pourrait donner les chiffres suivants. Le calcul de la puissance appelée est réalisé en se basant sur une hypothèse très simplificatrice considérant que, comme les pompes produisent de l'électricité en même temps, soit dans des plages de temps concentrées, et vu qu'elles doivent tourner un laps de temps qui peut durer plusieurs heures, nous avons considéré un facteur réducteur de 50%. Il s'agit ici simplement de déterminer un ordre de grandeur, pas d'une étude précise. Le nombre d'habitations potentiellement utilisatrices d'une PAC n'a pas de base scientifique précise et vise seulement à donner une idée des impacts énergétiques globaux.

Nombre de PAC	<i>10000</i>	<i>50000</i>	<i>100000</i>	<i>250000</i>	<i>500000</i>
<i>Puissance appelée</i>	15 MW	75 MW	150 MW	375 MW	750 MW
<i>Puissance appelée en % de la puissance maximale appelée²⁰⁷</i>	0,09 %	0,47 %	0,94 %	2,35 %	4,7 %
<i>Energie consommée annuellement</i>	75 GWh	375 GWh	750 GWh	1,88 TWh	3,75 TWh
<i>Energie en % de l'énergie consommée²⁰⁸</i>	0,08 %	0,42 %	0,85 %	2,13 %	4,26 %

Tableau 12: estimations des PAC en consommation et puissance par rapport au réseau actuel.

Véhicules électriques (plug-in)

L'irruption programmée de véhicules électriques sur le marché dans les années à venir (Renault Be Bop, Bolloré BlueCar, Mitsubishi iMiev etc.) avec des performances raisonnables (autonomie de 100 à 250 km, vitesse de 130 km/h possible) devrait voir une partie du public se tourner vers ces véhicules en apparence plus écologiques.

Quel est l'impact sur le réseau électrique ?

Les points suivants doivent être pris en compte :

²⁰⁶ Etude danoise (Lund & Münster 2006), citée dans « VTT 2007... op.cit.

²⁰⁷ On prendra une pointe hivernale à 16000 MW comme référence Belge. Valeurs affichées arrondies.

²⁰⁸ Le point de référence étant la consommation totale en Belgique en 2008, soit 88 TWh. (consommation totale annuelle). Valeurs affichées arrondies.

- La charge de ces véhicules fera appel au réseau électrique dans sa grande majorité. Il est envisageable que des unités photovoltaïques rechargent directement les batteries de certains véhicules chez des particuliers ou dans des entreprises mais globalement il n'existe pas encore de solution standard qui permette de ne pas augmenter la consommation électrique.
- Une société comme *Betterplace* propose de charger les batteries avec des énergies renouvelables (donc en limitant les aspects de l'intermittence, la batterie jouant le rôle de tampon) et de changer la batterie en quelques minutes dans une station *ad hoc*.²⁰⁹ Ceci ne constitue néanmoins qu'une partie de leur offre, un réseau de charge étant proposé (réseau dépendant du réseau).
- Cette augmentation de la consommation électrique peut être estimée comme suit :
 - o 14.076 km annuels en moyenne²¹⁰
 - o Nous tenons compte des chiffres annoncés par *Pininfarina-Bolloré*, soit 30 kWh pour 250 km (chiffres probablement surestimés et tenant compte d'un mode de conduite économe, dans des conditions idéales, impossibles à reproduire en réalité) afin de déterminer un ordre de grandeur :
 - Nous obtenons une consommation annuelle d'approximativement **1700 kWh** par véhicule.
 - o Pour estimer la puissance appelée, nous allons considérer qu'une charge d'une heure est nécessaire deux fois par jour, en semaine, après chaque trajet. Le véhicule est branché dès que son conducteur arrive sur son lieu de travail. Avec une prise classique 16 A en 230V, (soit **3,7 kW** par véhicule) il faut un peu moins d'une heure pour recharger l'équivalent d'un trajet moyen de 25 km. ²¹¹ Si nous considérons sur un délai d'arrivée de 3 heures avec une heure de charge qu'un tiers des VE charge en même temps, nous obtenons, à nouveau des chiffres à prendre avec les précautions qui s'imposent dans le tableau ci-dessous²¹².

Nombre de VE	10000 VE	50000 VE	300000 VE	600000 VE	5000000 VE
<i>Puissance appelée</i>	12 MW	60 MW	370 MW	740 MW	6 GW
<i>Puissance appelée en % de la puissance maximale appelée²¹³</i>	0,08 %	0,38 %	2,25 %	4,5 %	38 %
<i>Energie consommée annuellement</i>	17 GWh	88 GWh	500 GWh	1 TWh	8,5 TWh
<i>Energie en % de l'énergie consommée²¹⁴</i>	0,02 %	0,1 %	0,6 %	1,2 %	10 %

²⁰⁹ www.betterplace.com/solution/charging/

²¹⁰ Statbel, op.cit.

²¹¹ Il est évident que ces chiffres sont approximatifs et ne donnent qu'une idée générale des contraintes qu'engendrent ces VE raccordés au réseau.

²¹² Le calcul consiste donc à ne prendre en compte qu'un tiers des véhicules en circulation.

²¹³ On prendra une pointe hivernale à 16000 MW comme référence Belge. Valeurs affichées arrondies.

²¹⁴ Le point de référence étant la consommation totale en Belgique en 2008, soit 88 TWh. (consommation totale annuelle). Valeurs affichées arrondies.

Tableau 13: Estimations des VE Plug-In en consommation et puissance par rapport au réseau actuel.

Conclusion sur les nouveaux modes de consommation d'électricité

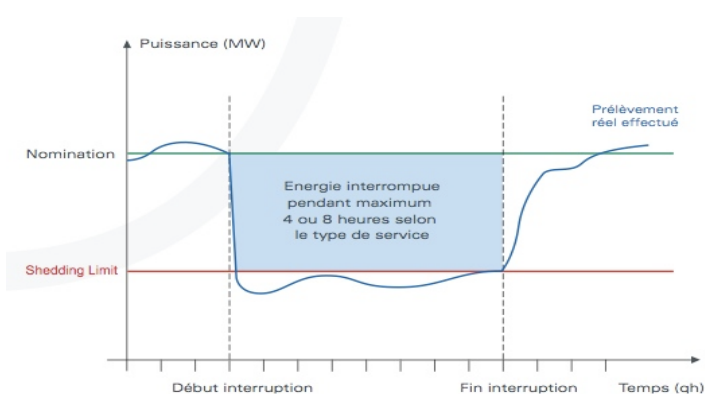
Il ne s'agissait pas ici d'être exhaustif en présentant l'évolution attendue des consommations d'électricité mais de présenter deux technologies en croissance et leurs impacts sur les niveaux de consommation. On remarque que ces impacts peuvent être importants en fonction des niveaux d'équipement atteints. L'évolution de la consommation (en énergie consommée mais aussi en puissance maximale appelée) sera donc liée à l'évolution de ces technologies.

Ils ne prennent pas en compte la nécessaire adaptation des capacités de production électrique ni de l'évolution du réseau électrique. Les chiffres des tableaux ci-dessus donnent néanmoins un ordre de grandeur utile pour juger des impacts d'une croissance rapide de la flotte de VE et des PAC dans un pays comme la Belgique.

Load Shedding – interruption sous contrat

Sans même parler de déconnexions qui doivent se faire en cas d'incident pour rétablir les paramètres d'équilibre, il existe déjà des contrats dits de « *load shedding* » selon lesquels le gestionnaire du réseau peut déconnecter un consommateur pendant une durée fixée définie. Dans le cas d'Elia (GRT Belge), il existe deux types de contrats en fonction du temps d'interruption (4 heures ou 8 heures). Chaque client peut être soumis à une diminution 4 fois maximum pendant la durée du contrat. Le délai de mise en œuvre est court (3 minutes) et commandé par Elia automatiquement, sans intervention du consommateur. Ce service n'est accessible qu'à des consommateurs au-dessus de 5 MW.²¹⁵ Il est possible pour le consommateur de déterminer des plages pendant lesquelles le service n'est pas activable.

Figure 37: Explication graphique du concept de l'interruption de fourniture d'électricité.²¹⁶



²¹⁵ « Soutien Réseau – Une interruption de prélèvement rémunérée pour protéger le réseau », Elia in www.elia.be/repository/ProductsSheets/S4_F_INTERRUPTION.pdf (15 août 2009)

²¹⁶ Ibid. p. 3

Ce service est rémunéré de deux manières : une partie liée à la mise à disposition de la réserve et une partie en cas d'activation du service.

Aujourd'hui ce système est appliqué à des clients industriels d'au moins 5 MW de consommation effaçable. Il implique de pouvoir commander à distance l'interruption de la fourniture d'électricité.

Demand Side Management (DSM) – Gestion de la demande

L'élargissement de ce concept aux consommateurs de toutes tailles peut être vu comme une réponse à la volatilité plus grande des variations de production dues aux sources intermittentes. Le concept DSM consiste donc à interrompre l'alimentation électrique pour tout ou partie de la charge d'un consommateur, de manière transparente.

Ce système peut être mis en pratique de plusieurs manières différentes ; soit directement par le gestionnaire lui-même qui commanderait l'interruption sur base totalement automatisée, soit par un agrégateur qui se positionnerait entre le client et le producteur. En fonction de la production, il pourrait réduire une partie de la demande ou la faire évoluer pour coller au mieux à cette même production.

Est-il réaliste de réduire la consommation des particuliers aux heures de pointe et sur quelle base technique ? Si tout le monde s'accorde à dire qu'une partie des appareils électroménagers pourraient tourner à un moment creux (lave-vaisselle, lave-linge, congélateur, boiler avec accumulateur, etc.), il est plus difficile d'évaluer avec précision les gains d'une telle opération. Et surtout cette baisse de charge serait-elle suffisante ? Cette interruption doit-elle être volontaire ou commandée ? Dans le premier cas le consommateur aurait une attitude proactive en consultant un indicateur du prix de l'électricité, dans le second, l'opération se ferait entièrement hors de son contrôle.²¹⁷

Une question quasi éthique se pose par ailleurs : le consommateur sera-t-il prêt à accepter ces intrusions dans la sphère privée, et si oui, quel en sera le prix ? Ces questions font l'objet d'études aujourd'hui, dont les conclusions ne sont pas encore connues.^{218 219}

Un élément doit toutefois évoluer avant de pouvoir pratiquer aisément de la gestion active de la demande, il faut pouvoir connaître les habitudes de consommation des ménages dans le détail. Nous allons donc parcourir rapidement le sujet dit des compteurs intelligents (ou *smart-metering*).

Smart-metering – les compteurs intelligents

²¹⁷Energy Demand Research Project – Review of Progress for period april 2008 – august 2008. – March 2009 – Ref 29/09. www.ofgem.gov.uk/MARKETS/RETMKTS/METRNG/SMART/Documents1/EDRP_Progress_Report_2.pdf (15 août 2009)

²¹⁸ Ibid.

²¹⁹ « Testing social acceptance to flexibility » Eu-DEEP Conclusions Posters, in www.eu-deep.com/fileadmin/user_upload/media/downloads/Poster_conference_nice/Minoustchin_GDFSUEZ_Testing_social_acceptance_to_flexibility.pdf

Le vocable *smart metering* recouvre des réalités diverses mais l'objectif commun est de favoriser la mesure de la consommation d'électricité à distance, sans relevé de compteur manuel. L'Italie (avec ENEL) s'est lancée dans le premier dans ce concept et des projets pilotes existent dans divers pays y compris la Belgique. En Belgique, alors qu'Eandis lance un projet pilote sur plusieurs milliers de logements, ORES et Sibelga examinent la situation. BRUGEL, le régulateur pour la région de Bruxelles-Capitale a communiqué ses intentions fin juin 2009.

Mais tant que nous parlons de mesures, nous ne parlons pas encore de l'objet final de ces mesures, à savoir la capacité d'influer sur la demande.

Deux écoles se côtoient :

- Les tenants de l'information : les clients ont accès à une information sur le prix de l'électricité et agit en conséquence. Ce concept est-il réaliste ?
 - o En Belgique l'extension du tarif de nuit au week-end n'a donné lieu à aucune variation mesurable de la consommation de pointe ; ce qui signifierait une totale indifférence du consommateur à la mesure.²²⁰
 - o Une étude est menée par le régulateur britannique (OFGEM) afin de déterminer l'impact d'un compteur intelligent sur les comportements. Ce projet « *Energy Demand Research Project* »²²¹. Quoique les résultats finaux ne soient pas connus, il semble qu'une partie des utilisateurs modifie légèrement ses comportements²²² en recevant une information sur sa consommation d'énergie (*smart meter* installé ou non). La question sous-jacente est de déterminer quel pourcentage pourrait être effacé. Selon les sources ce pourcentage pourrait monter à 5 ou 10% selon les sources²²³.
 - o La fourniture de l'information au client peut se faire soit par relevé (facture), soit par un appareil spécifique. L'étude d'OFGEM vise à distinguer les deux méthodes mais les résultats définitifs ne sont pas connus à ce jour²²⁴.
- Les tenants de l'automatisme : le client a au moins le choix entre un mode « confort » et un mode « économie ». En choisissant le second, certains de ses appareils électriques peuvent être déconnectés pendant des durées variables.
 - o Cette méthode pourrait-elle donner de meilleurs résultats que l'effacement de 5 à 10 % de la charge estimés ci-dessus ?
 - o Elle nécessite des adaptations légales, il n'est pas du ressort aujourd'hui des GRT ou d'agrégateurs de pouvoir intervenir sur les appareils électriques des clients et il faudra passer obligatoirement par des modifications des contrats existants.
- Des solutions intermédiaires voient le jour avec des boîtiers spécifiques ne nécessitant pas d'intervention sur les compteurs. Ces « *energy box* » permettent

²²⁰ Entretien avec ORES, Op. cit.

²²¹ OFGEM, op.cit.

²²² Ibid. p.6

²²³ ORES & Accenture.

²²⁴ OFGEM, op.cit.

de couper certains appareils à des moments de pic où l'électricité est la plus chère. Il est intéressant de s'intéresser au cas de *Voltalis* en France pour lequel la commission française de régulation (CRE) a rendu un avis particulier²²⁵ (juillet 2009) : ces sociétés qui pratiquent une forme d'agrégation (elles se rémunèrent auprès du GRT (RTE en France) qui paie ces acteurs d'« effacement diffus ») devraient « dédommager » les producteurs d'électricité pour l'électricité injectée mais non consommée par les clients. Cette décision, si elle devait faire jurisprudence, casserait à coup sûr toute possibilité d'effacement de charges par des méthodes DSM. Il sera intéressant de suivre cette évolution dans les mois à venir.

e. VPP et agrégateurs

Le concept d'agrégation fait référence à la nécessité pour le GRT de disposer d'un nombre fini d'interlocuteurs dans ses missions de contrôle et de gestion de l'équilibre. En effet, la connaissance même parfaite des unités décentralisées sur le réseau de distribution n'est rien sans la possibilité de les utiliser activement. L'agrégateur représente un intermédiaire capable d'agréger les multiples consommateurs et producteurs sur une partie du réseau afin de traiter de manière unique et globalisée avec le gestionnaire du réseau de transport.

Le pas suivant consiste à qualifier l'ensemble des productions décentralisées monitorées et commandées par un opérateur d'unité de production virtuelle (ou VPP, *Virtual Power Plant*). Ces VPP peuvent être considérés par les GRT comme des unités classiques, aptes à fournir ou absorber de la puissance réactive, participant à l'équilibre du réseau et totalement prévisibles.

Outre les appels lancés dans le cadre du projet EU-DEEP²²⁶ à développer ces concepts d'agrégation, il est intéressant de constater que des projets de validation des concepts VPP ont vu le jour : il serait dès lors possible, en agrégeant diverses sources d'énergies renouvelables, en les combinant entre-elles sur des régions suffisamment grandes, de gommer les aspects de volatilité qui y sont liés quant les unités sont considérées séparément. Le projet allemand « *kombikraftwerk* » présente ainsi une unité combinée dans laquelle on retrouve 36 installations éoliennes, photovoltaïques, hydrauliques et de biomasse²²⁷. Le vent et le soleil sont utilisés dès que possible, l'hydraulique et la biomasse servant à compenser les variations des premiers.

Comme le dit le projet :

« **Technically, there is nothing preventing us from 100 per cent provision with renewables.** »²²⁸

²²⁵ www.liberation.fr/economie/0101580776-pourquoi-dedommager-edf

²²⁶ EU-DEEP, Results for Energy Producers, Retailers and Service Providers, www.eu-deep.com/index.php?id=445

²²⁷ Kombikraftwerk - www.kombikraftwerk.de/index.php?id=27

²²⁸ Ibid.

Ceci reste évidemment une expérience de taille limitée mais augure de possibilités techniques nombreuses. Le schéma ci-dessous résume la solution envisagée. D'autres expérimentations combinées ont lieu en Allemagne, comme l'unité hybride éolienne, biomasse avec stockage d'hydrogène de Prenzlau construit par Enertrag²²⁹. On pourrait citer de la même manière l'étude « energy rich japan²³⁰ » qui combine une nouvelle fois diverses sources renouvelables, qui agrégées peuvent se substituer à des unités conventionnelles.

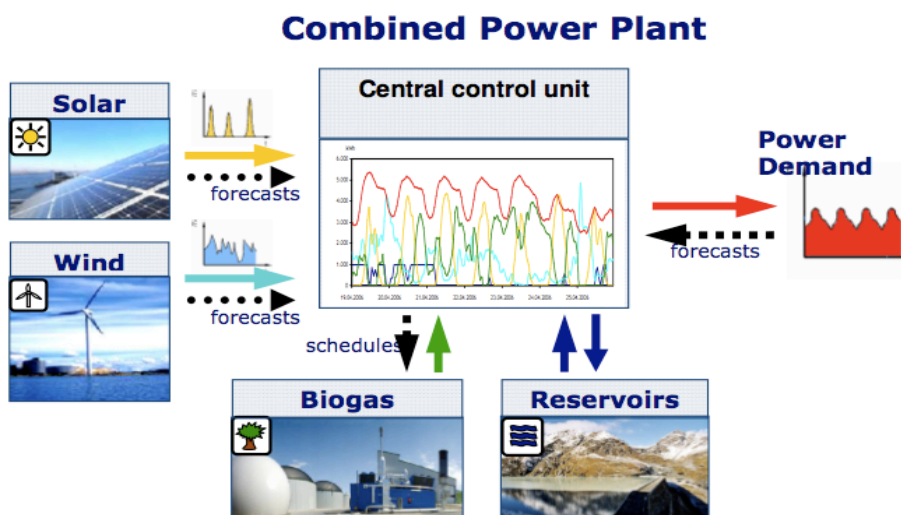


Figure 38: Schéma général d'une unité combinée²³¹

f. Combiner tous les effets - Smart-grids

La combinaison de l'ensemble des effets et techniques développés ci-dessus sera probablement la clé d'une partie de la solution. Afin d'augmenter la part des énergies renouvelables, il deviendra impératif de prendre en compte les aspects d'intermittence et de les compenser. Cette compensation pourra prendre différents aspects, au rang desquels on trouvera aussi bien des actions sur la production que sur la consommation.

La gestion d'une multitude d'unités et de consommateurs dispersés impliquera des évolutions importantes dans la manière de gérer les réseaux et de connaître les habitudes des consommateurs, afin de profiter au maximum de la flexibilité de la consommation et de la production pour maintenir l'équilibre.

On retrouve souvent le terme de « *smart grid* » ou réseau intelligent pour désigner des réseaux intégrés de distribution et de transport où des processus de décision automatisé et en temps réel pourraient prendre des décisions liées au maintien de l'équilibre et des fondamentaux de la fourniture d'électricité.

²²⁹ www.consumerenergyreport.com/2009/04/22/germany-to-build-worlds-first-hybrid-power-plant/

²³⁰ Harry Leeman, Institute for Sustainable Solutions and Innovations,

www.energyrichjapan.info/en/welcome.html

²³¹ www.kombikraftwerk.de/fileadmin/downloads/Handout080417_CPP.pdf

Il serait faux de dire qu'il n'existe pas d'intelligence dans les réseaux actuels. Au niveau le plus élevé, donc du réseau de transport, cette intelligence est déjà présente et se manifeste tous les jours dans la régulation générale du réseau. Mais la complexification liée à la décentralisation combinée avec la volatilité de certaines sources renouvelables imposera d'agir avec discernement et automatiquement jusqu'aux niveaux les plus bas des réseaux de distribution.

Le réseau intelligent imposera des techniques de communication entre les unités de production, les compteurs intelligents des consommateurs et les gestionnaires. Aujourd'hui on voit d'ailleurs apparaître de grands noms du monde informatique se ruier sur un marché de la régulation automatisée. Comme le fait remarquer IBM²³², l'électricité était un sujet qui n'intéressait pas grand monde. Cette époque semble bel et bien terminée...

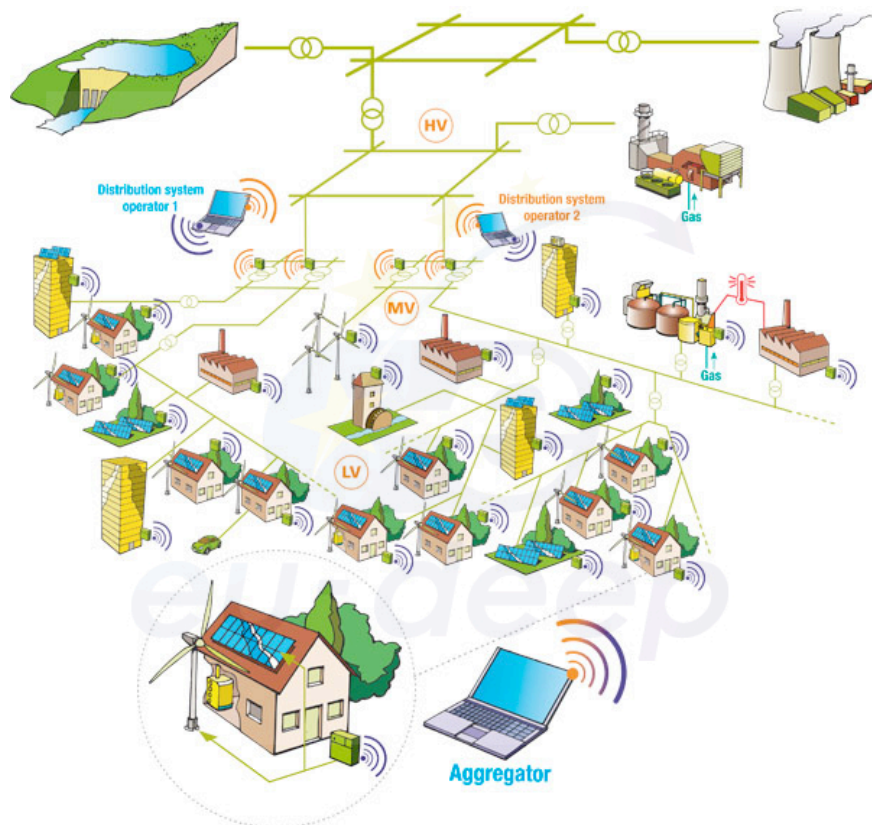


Figure 39: Schéma général complet d'un réseau intelligent

²³² www.ibm.com/ibm/ideasfromibm/us/smartplanet/topics/utilities/20081124/index.shtml

VII. Aspects économiques.

Dans ce paragraphe nous détaillerons les effets économiques connus des productions décentralisées sur les réseaux électriques sur base d'études et d'exemples concrets de divers pays européens.

Nous nous attèlerons ensuite à montrer que la libéralisation du marché de l'électricité, en apparence positive pour l'éclosion de capacité de production d'électricité verte, se révèle compliquée quand il s'agit de gérer proprement les contraintes issues de ces productions décentralisées.

Dans un souci de transparence maximum, la libéralisation du marché de l'électricité a mené à une scission claire des prix entre les différents intervenants du marché.

Nous allons détailler ici le fonctionnement du marché de l'électricité libéralisé et surtout l'impact sur le financement des réseaux de transport (géré en Belgique par Elia) et de distribution (fédérés/gérés par ORES (WA), Eandis (VL), Sibelga (BXL)).

La libéralisation du marché de l'électricité a induit de nouvelles formes de tarification de l'électricité. Pour illustrer ceci, nous allons détailler le fonctionnement de la tarification basse tension en Belgique.

1. Les coûts des adaptations des réseaux électriques

Les réseaux électriques ont été dimensionné et actualisés pour gérer des contraintes précises en terme de lieux de production et de lieux de consommation. L'irruption des énergies renouvelables et des unités décentralisées pose comme nous l'avons vu des contraintes nouvelles, différentes des contraintes existantes. De manière générale, il sera nécessaire d'adapter le réseau chaque fois qu'une connexion est réalisée sur une section faible du réseau ou qu'il existe un risque de goulot d'étranglement sur les lignes entre le lieu de production et celui de consommation.

La question de l'adaptation des réseaux a été étudiée maintes fois et les résultats que nous allons présenter ci-dessous permettent d'obtenir une image assez claire des coûts en jeux.

Nous allons tout d'abord passer en revue les résultats de plusieurs études réalisées dans divers pays européens ces dernières années.

a. Ce qui coûte cher dans un réseau électrique

Les chiffres suivants sont tirés de l'étude EU-DEEP. Ils donnent une répartition des couts entre les différents composants d'un réseau électrique.

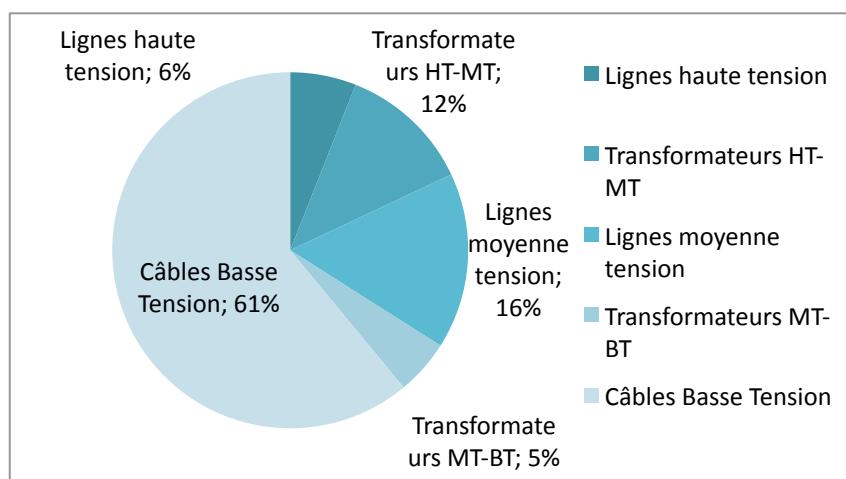


Figure 40: répartition des coûts des matériels entre les niveaux des réseaux²³³

Le coût du réseau de distribution l'emporte sur tous les autres. Ceci doit être mis en parallèle avec l'effet le plus problématique pour l'intégration des productions décentralisées, à savoir la gestion de la pente de tension sur les feeders. On combine des coûts élevés au niveau le plus atteint du réseau. Or aujourd'hui la majorité des études se focalisent sur les coûts au niveau du réseau de transport. Il est à craindre que les GRT se préoccupent finalement plus du devenir du réseau que les GRD chez qui la situation sera plus aigue.

b. Allemagne

Une étude de DENA²³⁴ a estimé le coût de modification du réseau comme suit :

Objectif : 20% de renouvelable en 2015/2020	36000 GW
Nouvelles lignes 380 kV	850 km
Amélioration de lignes existantes	400 km
+ Nouveaux équipements	
Puissance réactive à compenser	7350 MVAR en 2015
Coût Total	1,1 Milliard EUR
Coût au kW installé	100 Eur/kW

Tableau 14 : Résultats DENA.

c. Grande-Bretagne

De manière générale, les flux de puissance transitent du nord vers le sud pour des raisons historiques. : Les centrales thermiques étaient majoritairement concentrées dans le nord tandis que les gros centres de consommation sont toujours dans le sud. ²³⁵

²³³ DER, efficient grid cost allocation, op.cit.

²³⁴ DENA, 2005. Planning of the grid integration of wind energy in Germany onshore and offshore up to the year 2020 (dena Grid study). Deutsche Energie-Agentur Dena, March 2005. English summary and full German version available at: www.dena.de/themen/thema-reg/projektarchiv/.

²³⁵ VTT 2007 Wind Report, op.cit. p.60-61

Pour le développement de l'éolien en GB, deux solutions ont été envisagées : la première consiste à suréquiper le nord, quitte à pérenniser le transport sur longue distance comme aujourd'hui ; la seconde consiste à développer le potentiel éolien marin de manière dispersée, afin de réduire les pertes de ligne.

Scénario 1 : 20%	26 GW
Coût estimé par kW (dispersé vs Nord + écosse)	De 65 à 125 GBP/kW
Coût total estimé	De 1,7 à 3,3 milliards GBP
Scénario 2 :	8 GW
Coût estimé par kW (dispersé vs nord + écosse)	De 35 à 77 GBP/kW
Coût total estimé pour Ecosse seulement	De 0,6 à 1 milliard GBP

Tableau 15 : Données Grande Bretagne

Ce qui donne comme pour l'Allemagne des coûts allant de 50 à 100 Eur par kW de puissance installée.

d. Pays-Bas

Une étude a été menée en 2003 par le ministère des affaires économiques sur la possibilité d'intégrer 6000 MW d'éolien marin sur le réseau.²³⁶

Pour mémoire, sur le réseau haute tension hollandais, la pointe de puissance était de 15,2 GW en 2005.²³⁷

Objectif en éolien marin	6000 MW
Nouvelles lignes HT	
Nouveaux équipements	
Améliorations de lignes existantes	
Coût total estimé en réseau aérien	310 millions Eur
Coût total estimé par câbles souterrains	970 millions Eur
Coût au kW	60-110 eur/kW

Tableau 16 : Données Pays-Bas.

Il existait plusieurs options qui ont toutes été estimées concernant la liaison au continent, et deux scénarios en fonction du délais (2020 ou 2030). Les chiffres sont exprimés en milliards d'Eur.

<i>Liaison</i>	<i>Scénario 2020</i>	<i>Scénario 2030</i>
150 kV – Alternatif	0,96	0,70
380 kv – Alternatif en étoile	1,01	0,80
380 kv – Alternatif en boucle	1,55	1,19
HVDC – Continu	1,8	1,43

Tableau 17 : Données Pays-Bas en fonction des scénarios.

²³⁶ ibid., p. 62-63

²³⁷ ibid..

e. Portugal

Dans un plan datant de 2001, le gouvernement portugais a fait estimer le coût des adaptations du réseau électrique pour intégrer des grandes quantités d'énergie électrique d'origine éolienne sur son réseau^{238 239}.

Objectif visé	5100 MW
Nouvelles lignes 400, 220 et 150 kV	
Nouveaux équipements HT	
Amélioration des lignes existantes en 220/150kV	
Coût total estimé (pour les aspects renouvelables)	200 millions d'Eur
Coût total estimé réel (montants à investir sur le réseau)	400 millions d'Eur
Coût au kW installé	De 53 à 100 Eur/kW

Tableau 18 : Données Portugal

f. Suède

La Suède a estimé le coût des gaspillages d'énergie éolienne si le réseau n'était pas à même de les absorber. Le calcul a été réalisé comme suit²⁴⁰: avec 4000 MW d'éolien, les pertes liées à l'impossibilité d'utiliser l'énergie produite se montent à 540 millions de SEK. Avec 3200 MW, ces pertes sont de 300 millions de couronnes. Ces chiffres sont des chiffres annuels.

La construction des lignes capables de supporter 800 MW (soit la différence entre les 3200 et les 4000 MW) revient à 400 millions de couronnes par an. Soit près de deux fois le coût des pertes.

Cet exemple montre qu'il existe des limites économiques à développer et intégrer certains projets renouvelables. Cette remarque est bien évidemment liée à un contexte particulier et ne peut être généralisée.

g. France

Depuis 2002, RTE (le GRT français) a assisté à une explosion des demandes de raccordement pour des parcs éoliens sur les zones côtières à fort potentiel de vent (côtes de la Manche, mer du nord et côtés méditerranéennes). Face aux difficultés d'obtenir un accord systématique du GRT, certains projets se sont déplacés²⁴¹.

RTE estime que la capacité éolienne acceptable pour le réseau serait de 6000 à 7000 MW sans adaptation, pour autant que les projets se concentrent dans la partie nord de la France. Pour ces raisons, et compte tenu des incertitudes sur les projets, RTE a décidé de laisser du temps au temps.

²³⁸ Transmission Grid Development Plan for Renewables - 2010

²³⁹ W82, op. cit., p. 64-65-66-104

²⁴⁰ ibid., p.

²⁴¹ Electricité @ Energies Renouvelables, Merlin, op.cit.

2. Coût de l'accroissement des réserves

L'accroissement des réserves est comme nous l'avons vu, un effet collatéral de l'intégration de pourcentage élevée de sources intermittentes sur le réseau. Ceci a un coût financier, qui doit être supporté *in fine* par le client final. Le graphique ci-dessous donne un ordre de grandeur pour différents pays de l'accroissement des coûts²⁴².

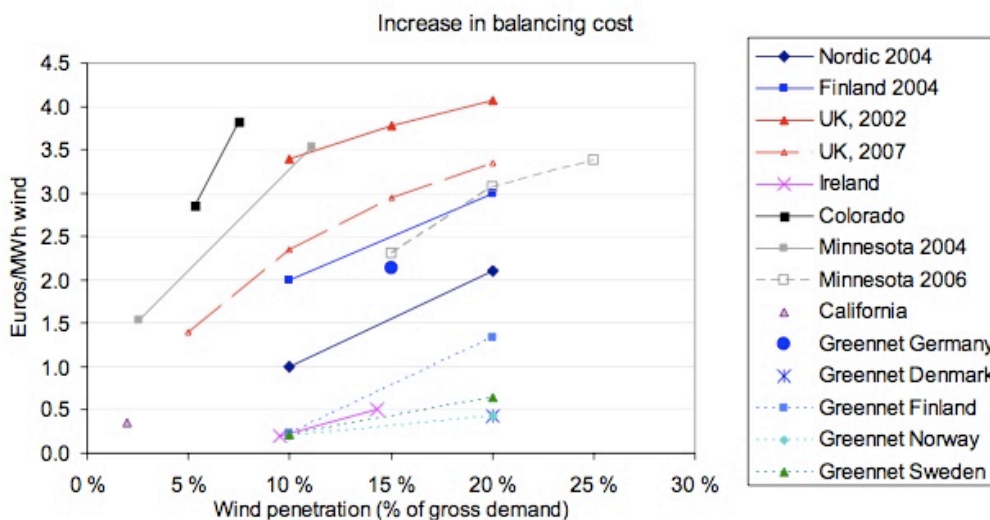


Figure 41: Résultats des estimations pour l'accroissement des coûts d'équilibre et d'opération avec une production éolienne. Les cours de conversion des devises sont ceux de l'époque, soit 1EUR = 0,7 GBP et 1 EUR = 1,3 USD. Pour la GB, l'étude de 2007 montre que pour 20 % de pénétration éolienne, le coût varie de 2,6 à 4,7 Eur / MWh²⁴³.

Malgré l'accroissement en fonction de la pénétration, on retrouve des coûts d'opération et de gestion de l'équilibre qui tourne autour de 1 à 4 Eur par MWh. Ce qui correspond à 10 % maximum de la valeur de l'électricité éolienne produite. Néanmoins on trouve des disparités importantes selon les pays ; ceci peut être du à la différence de méthodologie utilisée (notamment le nombre d'heures prises en compte). Selon l'étude sous-jacente à ce graphique, un accroissement de la zone considérée implique une diminution des coûts, ce qui semble intuitivement logique. Les interconnexions avec les pays voisins doivent également être prise en compte, vu qu'elles influencent les coûts à la baisse, à condition que les interconnexions puissent être utilisées pour la gestion de l'équilibre²⁴⁴.

3. Facturation en basse tension en Belgique (< 1 kV), effets sur les réseaux de distribution et de transport

Nous ne nous intéresserons pas ici à la facturation en haute tension (pour les clients raccordés au réseau HT).

Le particulier qui aujourd'hui souscrit à un contrat de fourniture d'électricité (soit tout

²⁴² VTT 2007 Wind Report, op.cit. p. 101.

²⁴³ Ibid. pp. 100-101

²⁴⁴ Ibid.

le monde...) voit sa facture répartie en différents montants qui couvrent principalement les postes suivants:

- Une redevance fixe
- Un montant correspondant à la consommation d'électricité exprimée en kWh (donc en unités d'énergie consommés)
- Un montant correspondant au transport de l'électricité, lié à la consommation
- Un montant correspondant à la distribution de l'électricité, lié à la consommation
- Une location de compteur, fixe

Les montants payés se répartissent donc comme suit en deux catégories :

- les montants liés à la consommation
- les montants forfaitaires

Le client paie donc un montant $M = k C_e + f$

Où f représente la somme des frais forfaitaires,
 C_e la consommation d'électricité exprimée en kWh
 k le prix total payé par kWh qui se décompose en
 k_p le prix de la production d'électricité
 k_d le prix de la distribution d'électricité
 k_t le prix du transport d'électricité

En guise d'ordre de grandeur,

Gestionnaire de réseau	Frais de distribution (c€/kWh)				Frais de transport (c€/kWh)				Location compteur (€/an)
	*Jour (compteur de jour)	**Jour (compteur de jour et de nuit)	Nuit	Exclusif nuit	Jour (compteur de jour)	Jour (compteur de jour et de nuit)	Nuit	Exclusif nuit	
AIEG	4,48	5,32	3,87	3,23	1,25	1,25	1,25	1,25	5,66
AIESH	7,40	7,91	5,32	3,94	1,21	1,21	1,21	1,21	6,18
ALE	5,42	5,92	3,69	3,33	1,38	1,38	1,38	1,38	14,92
GASELWEST	6,97	6,97	4,18	2,93	0,79	0,79	0,79	0,79	3,63
IDEG	7,90	8,38	4,76	3,87	1,13	1,13	1,13	1,13	8,12
IEH	6,80	7,19	4,35	3,62	1,20	1,20	1,20	1,20	8,40
INTEREST	8,61	9,21	5,14	4,10	1,09	1,09	1,09	1,09	7,31
INTERLUX	9,14	9,73	5,51	4,42	1,25	1,25	1,25	1,25	7,90
INTERMOSANE	7,84	8,33	4,79	3,88	1,14	1,14	1,14	1,14	7,67
PBE	5,04	5,04	4,51	3,34	0,68	0,68	0,68	0,68	9,66
SEDILEC	6,99	7,42	4,20	3,41	1,14	1,14	1,14	1,14	8,40
SIMOGEL	5,60	5,93	3,50	2,87	1,01	1,01	1,01	1,01	8,40
WAVRE	3,59	3,59	2,29	2,29	1,63	1,63	0,96	0,96	6,11

Figure 42: Liste des GRD (gestionnaires de réseau de distribution) en Région Wallonne, avec leurs prix non négociables, valeurs novembre 2007. En EUR TVAC

Le client paie également une série de redevances. Celles-ci sont proportionnelles à l'énergie consommée. Elles comprennent la redevance pour les contrôleurs (CREG), les obligations de services publics (OSP), le fonds « Kyoto », le financement du passif nucléaire, la surcharge pour clients protégés, une taxe énergie et une redevance de raccordement.

	c€/kWh
Cotisation fédérale (*)	
Redevance CREG	0,0138
Fonds OSP	0,0421
Fonds Kyoto	0,0465
Financement passif nucléaire	0,0945
Surcharge clients protégés	0,0435
Taxe énergie	0,2310
Redevance de raccordement (**)	0,0750
Total	0,5463

Figure 43: Valeurs de la « taxe » en novembre 2007. En EUR TVAC

a. La tarification actuelle pose-t-elle problème ?

On imagine sans peine qu'avec l'introduction de la micro-cogénération et de la production photovoltaïque individuelle, un nombre croissant de ménages vont voir diminuer substantiellement leur note d'électricité.

La règle en vigueur en Wallonie²⁴⁵ est que l'électricité produite permet de réduire la facture du consommateur mais la revente au réseau en cas de surplus n'est pas prise en compte. Comme la production ne coïncide pas nécessairement avec la consommation, on assiste de facto à une revente de l'électricité au réseau, au tarif de consommation, et dans les limites de la consommation annuelle maximale du ménage.

On peut donc estimer que chaque kWh produit par une installation décentralisée conduira à une perte de revenu par le distributeur et pour le transporteur.

Or comme nous l'avons vu par ailleurs, s'il est raisonnable de dire qu'une installation de micro cogénération couvre relativement bien les besoins en électricité vu sa courbe de production en rapport avec celle de consommation, on ne peut pas en dire autant des installations photovoltaïques. D'un simple point de vue technique, on dira donc que non seulement le consommateur utilise de l'électricité qu'il n'a pas produite (vu le décalage entre la production PV et les pics de consommation) mais en sus il renvoie de l'électricité vers le réseau et utilise donc l'infrastructure.

Or il ne paie que sa consommation finale, soit $E_c - E_p$ avec un minimum de zéro.

Tant que les pourcentages de pénétration des productions d'électricité décentralisées restent faibles, l'impact des externalités est négligeable. Si 100000 ménages produisaient 2kW d'électricité simultanément (par exemple avec du photovoltaïque), ceci ne représenterait que quelques 200 MW d'électricité produits, à comparer à une capacité totale en Belgique de 16000 MW, soit un tout petit peu plus d'un pourcent. Or une partie de cette électricité est consommée directement par le producteur, ce qui diminue encore le pourcentage en dessous de 1%. Qui plus est nous sommes encore très loin aujourd'hui d'un tel nombre de ménages équipés, ce qui nous fait dire que l'impact des externalités est aujourd'hui négligeable.

Mais qu'imaginer si demain, une fraction significative de la population, par le jeu de politiques efficaces et imaginatives, se voit dotée de la possibilité de produire sa propre

²⁴⁵ www.cwape.be/servlet/Repository?IDR=9271

électricité et surtout de compenser en totalité sa facture d'électricité ?

Avec 20 % de ménages dans cette situation, les 80% de ménages restants supporteraient 100% des coûts de transport et de distribution.

Le rapport final du programme européen EU-DEEP arrive à la même conclusion²⁴⁶ et préconise de tenir compte de cette absence de concordance entre production décentralisée et consommation.

De nombreuses questions se posent et notamment l'identification précise des impacts de ces productions décentralisées sur les réseaux. Alors que le grand éolien se raccorde sur les réseaux HT (parc off-shore par exemple) ou sur le réseau MT (éoliennes terrestres), les petites unités sont elles raccordées sur le réseau BT qui dépend des distributeurs.

De plus, on peut raisonnablement faire l'hypothèse que l'électricité produite en petite quantité localement alimente d'abord les consommateurs sur le même feeder (donc sur la boucle locale la plus proche du producteur), ce qui ne devrait pas impacter le réseau de transport. Ceci reste néanmoins à prouver.

Au niveau du réseau de transport, les effets sont différents sachant que les puissances en jeu sont plus importantes (à titre d'exemple, les parc éoliens danois représentent plus de 4000 MW de puissance installée).

b. Le coût de la régulation du réseau et le coût de l'équilibre

Les réseaux électriques assurent en permanence une équivalence de la production et de la consommation. Sans rentrer dans des détails techniques qui n'ont pas leur place dans cette discussion, la production doit s'aligner sur la consommation, faute de quoi le réseau devient instable et on risque la coupure complète.

La régulation est réalisée par le gestionnaire du réseau de transport et les producteurs d'électricité. Or aujourd'hui, si les parcs éoliens permettent d'intervenir comme acteurs de régulation, les petites productions décentralisées ne le font pas. Il existe un coût économique à cette régulation que nous ne détaillerons pas ici.

Il faut donc éviter que les grands producteurs doivent assumer les coûts entièrement eux-mêmes. Le cas de la puissance réactive est intéressant : si on fait abstraction des contraintes de stabilisation de la tension (ce qui est une hypothèse acceptable avec de faibles taux de pénétration des unités décentralisés renouvelables), la production de puissance réactive a un coût pour le producteur. Si les unités éoliens ou photovoltaïques ne sont pas à même de produire de la puissance réactive, cela signifie que les producteurs classiques doivent entièrement supporter cette charge. Il est aisé de comprendre qu'une telle situation aura des impacts importants avec des taux de pénétration plus significatifs.

Le cas des réserves est similaire : les réserves sont des unités non utilisées. Or dans la logique de la préférence d'achat accordée à l'électricité d'origine renouvelable, le concept de réserves éoliennes ou photovoltaïques n'est pas pris en compte : quel

²⁴⁶ EU-DEEP, Result for DSO - www.eu-deep.com/index.php?id=446 - Cost reflective "Use of System" tariffs must be promoted

particulier accepterait aujourd'hui que l'électricité produite par ses panneaux PV ne soit pas vendable sous prétexte que son installation fait partie d'une réserve ? On le voit, à nouveau, ceci fait peser le coût de l'équilibre sur les producteurs classiques.

De plus le gestionnaire du réseau de transport doit connaître toutes les sources de production d'électricité. Ce n'est pas le cas aujourd'hui. Cela introduit un risque. Ce n'est pas un élément financier mais un élément de sécurité. Ce risque provient du fait que la production d'électricité sur base renouvelable par des sources intermittentes (soleil, vent) peut fluctuer rapidement. Or le gestionnaire du réseau HT ne peut pas anticiper s'il ne connaît pas avec une certaine précision les capacités installées directement sur les réseaux MT et BT.

Cette cartographie du réseau de distribution, qui n'existe pas systématiquement aujourd'hui dans tous les pays (en Belgique les informations se transmettent des GRD au GRT), devrait représenter comme nous le verrons plus bas un point de passage obligé vers une meilleure intégration des ressources décentralisées au sein du réseau.

Ces coûts sont liés directement au producteur et non au gestionnaire du réseau. Ils sont donc directement imputés aux consommateurs finaux.

c. La prise en compte de ces externalités

Deux externalités importantes ont été décrites ci-dessus :

- l'absence de prise en compte des coûts de transport et de distribution pour les producteurs d'électricité décentralisée compensant tout ou partie de leur consommation.
- L'absence de prise en compte des coûts liés à la régulation des réseaux électriques.

Faire supporter le coût du transport et de la distribution à tout le monde reviendrait :

- à faire penser une hypothèque encore plus lourde sur la rentabilité des énergies renouvelables en diminuant encore leur performance financière,
- à faire payer au contribuable un surcroît de prime, subside ou réduction d'impôt destinée à maintenir coûte que coûte l'attractivité de ces sources d'énergie.
- A revoir le mécanisme des certificats verts afin de tenir compte de ces coûts cachés.

On le voit, cette solution n'offre que peu d'avantages. Une solution serait d'appliquer le principe des certificats verts au transport et à la distribution. De cette manière, les fournisseurs d'électricité grise subventionneraient de la même manière la production, la distribution et le transport.

VIII. Conclusions

La décentralisation des unités de production électrique est devenu un fait établi ; le choix politique de favoriser au maximum l'électricité d'origine renouvelable ou des équipements d'économie d'énergie comme les cogénérations, a conduit à cette décentralisation de fait d'une partie de la production électrique. Alors que celle-ci progresse, quels sont les enjeux et les défis liés à cette modification nouvelle du paysage électrique de nos pays ?

Les réseaux électriques n'ont pas été conçus dans une optique de décentralisation et les premiers raccordements ont été réalisés sans imposer de contraintes techniques complexes, les gestionnaires considérant que les marges de manœuvre des réseaux absorberaient ces étranges sources décentralisées. Mais l'augmentation continue du taux de pénétration de ces générations décentralisées impose de repenser le réseau électrique, du niveau transport à la distribution, en prenant en compte au niveau des investissements les effets spécifiques liés à la décentralisation.

Comme nous l'avons vu, le point le plus saillant au niveau de distribution, c'est assurément les changements de pente de tension sur les câbles d'alimentation. Cette contrainte impose de concentrer une partie des moyens dans l'amélioration de ces zones du réseau, alors que ce sont déjà les zones qui représentent les coûts d'investissement et de maintenance les plus élevés.

Au fur et à mesure que l'on remonte dans la hiérarchie du réseau, les problèmes se font plus globaux ; on touche rapidement au réseau de transport national, et à travers les interconnexions, au réseau européen dans sa totalité.

Or aujourd'hui le gestionnaire de réseau manque d'outils... La libéralisation l'a cantonné dans le transport de l'électricité produite dans son domaine, et l'autorise à l'injecter sur le réseau des distributeurs. Or ce schéma était celui d'une production électrique connue, localisée sur le réseau de transport, et historiquement souvent contrôlée par la même entité que le gestionnaire du réseau.

Pour remplir ses missions, le GRT devra impérativement s'adapter à la décentralisation, prévoir et réguler, afin de pouvoir maintenir le niveau de service attendu.

Le problème le plus crucial reste celui de l'équilibre de la consommation et de la production, dans un environnement où la production est devenue soumise aux aléas de la météorologie.

Le premier niveau d'intervention reste celui du réglage de la production avec une utilisation intelligente des réserves.

Le second niveau consiste à importer ou exporter l'électricité manquante ou en surplus, pour autant que les pays voisins puissent faire face à cette offre ou cette demande, parfois imprévue. Ceci est à même comme nous l'avons vu d'engendrer des congestions

importantes sur certaines lignes, y compris des interconnexions transfrontalières et implique des investissements spécifiques au niveau des réseaux de transport.

Le troisième niveau est celui où, la gestion active ne pouvant plus compenser les variations, il conviendrait de jouer sur la demande, en pratiquant des effacements diffus, du « *load shedding* » appliqué aux petits consommateurs. Cette technique permet de gagner en flexibilité mais ne constitue évidemment pas la panacée. Elle implique un consentement des consommateurs, une connaissance détaillée de leurs habitudes, à travers des réseaux de compteurs intelligents, et de ce fait, représentera des coûts importants de mise en œuvre.

Le quatrième niveau est celui de l'agrégation de la consommation et de la demande. Il semble réaliste de combiner des sources renouvelables entre-elles pour équilibrer l'offre, en jouant sur les compléments entre les technologies, en développant le stockage, à grande échelle (pompage-turbinage, hydrogène,...) ou à petite échelle (V2G...). En combinant les sources intermittentes avec des techniques de stockage ou de lissage, il devient possible de présenter des unités de production virtuelles ayant les mêmes caractéristiques que les unités conventionnelles, et ce dans tous les domaines de la gestion du réseau.

Le cinquième niveau consiste à penser plus large que les niveaux nationaux. Des effets comme les flux de puissance entraînant une congestion de certaines lignes et de flux allant du Danemark au Portugal, sont déjà la manifestation que les réseaux nationaux sont devenus, dans certains cas trop étroits. En élargissant les zones géographiques considérées, le lissage des intermittences devient plus évident, les technologies se combinent mieux les unes aux autres, comme éolien du nord et photovoltaïque au sud, les besoins des consommateurs offrent une marge de manœuvre plus aisée.

Tout ceci entraînera progressivement des changements profonds dans la manière de gérer les réseaux, réintégrera le GRT dans son rôle de chef d'orchestre, avec l'aide d'agrégateurs, et d'une connaissance précise des sources décentralisées.

Le temps presse, mais sans urgence : comme nous l'avons vu, il existe des marges au sein des réseaux tels qu'ils existent pour intégrer des pourcentages importants, variables selon les cas et les technologies, de sources décentralisées.

Derrière ces considérations techniques, le rôle du politique est une nouvelle fois essentiel : il s'agit d'accompagner une évolution importante, en donnant les moyens aux gestionnaires des réseaux, en favorisant l'éducation des consommateurs, en permettant à de nouvelles formes de consommation d'électricité flexibles (véhicules électriques, chauffage par pompes-à-chaleur à accumulation, etc.) de voir le jour pour modifier la structure de la demande d'électricité, afin de rendre celle-ci le plus compatible possible avec la structure de la production. Pour cette production enfin, il devra orienter le marché, chercher un juste équilibre entre les sources renouvelables, afin de maintenir sur le long terme l'opérabilité du réseau. Il devra favoriser les échanges internationaux, penser continent avant de penser pays, créer un cadre réglementaire attractif pour les investisseurs et contraignant pour les fournisseurs. Il devra enfin favoriser le développement d'une filière complète de nouvelles technologies dans le domaine du stockage, des réseaux intelligents, des prévisions météorologiques, des énergies

renouvelables, afin de préparer le terrain à cette mutation fondamentale du transport et de la distribution électrique.

Mais surtout, il sera essentiel de ne pas généraliser ce qui aura été réalisé en un endroit. Les recettes seront tout autant globales que locales, tenant compte des spécificités géographiques, des structures de consommation et de production locales, des capacités des opérateurs à faire évoluer leurs entités.

Quant aux investissements, leur coût peut-être estimé en se basant sur ce qui a déjà été réalisé dans certains pays. Nous l'avons vu, c'est coûts restent acceptables, quoique élevés. Mais que représentent-ils par rapport aux coûts des changements climatiques à venir et aux coûts des ruptures d'approvisionnements qui ne manqueront pas de survenir ?

C'est donc à ce prix, et à ces conditions, que la mutation électrique de l'Europe pourra avoir lieu. Car à moins de considérer que nous n'avons pas besoin de cette énergie, il n'y aura que deux alternatives : continuer dans la même voie avec les conséquences dramatiques en terme d'impact sur les changements climatiques et la sécurité sanitaire de l'humanité, ou créer un nouveau paradigme électrique, en passant du continu au diffus, du central à la décentralisation, du local distinct du global à un local intégré dans le global, bref, à l'éclosion d'un système de production d'électricité, propre, basé sur la complémentarité, l'intégration mutuelle des compétences locales et surtout durable. Soutenable.

IX. Liste des figures et tableaux

Figure 1 : Répartition des capacités de production entre les différents producteurs. Données Elia 2008.	17
Figure 2 : Répartition de la puissance installée pour Electrabel en 2006	18
Figure 3: Production d'électricité par Electrabel en fonction des sources d'énergie, 2006.	19
Figure 4: Capacité renouvelable totale installée en Europe, 2006.	20
Figure 5: Nouvelles unités installées en Europe en 2008	20
Figure 6: Réseau maillé, réseau bouclé et structure radiale	28
Figure 7: Vue schématique d'un réseau électrique (EU-DEEP)	29
Figure 8: Utilisation des réserves par Elia.	33
Figure 9: Principales interconnexions entre la Belgique et ses voisins. Elles se font entre la France d'une part et les Pays-Bas d'autre part en 400 kV.	34
Figure 10: Production éolienne (2400 MW) et charge dans l'Ouest du Danemark. La tempête du 8 janvier 2005 est visible aux heures 128 à 139. Données : www.energinet.dk	39
Figure 11: Lissage géographique de la puissance éolienne (2 au 12 février 2005, Allemagne)	39
Figure 12: La production d'énergie éolienne au cours d'une semaine d'été	40
Figure 13: Indice d'énergie du vent sur base mensuelle.	41
Figure 14: Evolution de la tension depuis le dernier transformateur. Pour éviter que la tension en bout de ligne ne passe sous le seuil limite, il existe des possibilités techniques telles que le SVR (Step Voltage Regulator). Cette technique permet de compenser la perte de tension sur des lignes trop longues par rapport à la consommation amont.	42
Figure 15: inversion de la pente de la tension. Un dépassement de la limite supérieure peut survenir en cas de raccordements de nombreux générateurs sur la ligne.	43
Figure 16: utilisation de LDC en sortie de transformateur pour adapter la tension aux circonstances de génération et éviter de franchir le seuil de surtension en bout de ligne.	43
Figure 17: la baisse du niveau de tension en sortie de transformateur affecte aussi bien les lignes à haute intensité de génération que les lignes à basse intensité. Il est possible qu'il n'existe pas de tension de départ idéale qui satisfasse l'ensemble des lignes. Certains pays comme le Japon imposent dès lors aux fournisseurs d'onduleurs de limiter la puissance de sortie (pour du PV). Cette solution est néanmoins pénalisante pour le producteur situé loin sur la ligne car elle diminue sa production.	44
Figure 18: Courbe de courant/tension en sinusoïde parfaite.	45
Figure 19: Ces harmoniques peuvent déformer le signal comme indiqué ci-dessus (signal résultant). L'addition des harmoniques au signal fondamental déforme la sinusoïde de base.	46
Figure 20: Comparaison des exigences en matière de réaction face à un défaut sur le réseau. (fault ride through) En fonction de la durée du défaut, le graphique ci-dessus indique dans quelles conditions la génératrice doit rester connectée.	50
Figure 21: flux de puissance en Europe en cas de fort vent en Europe du Nord, associé à des consommations faibles.	54
Figure 22: l'électricité éolienne marine induit des goulots d'étranglement dans le réseau de transport hollandais (6000 MW)	54
Figure 23: résultats de l'accroissement des besoins de réserves liées à l'éolien. L'agence allemande de l'énergie (DENA) prend en compte l'incertitude sur une journée (à la hausse et à la baisse). La GB, l'incertitude à 4 heures. Pour le Minnesota, l'incertitude sur un jour. Pour les autres les effets des variations pendant l'heure d'opération sont pris en compte. Pour l'Irlande et la Suède, l'incertitude à 4 heures a été évaluée séparément.	55
Figure 24: Coût des pertes sur les différents niveaux d'un réseau en fonction de la présence de PV ou de micro-cogénération.	57
Figure 25: Consommation et prévisions de charge du 22 au 24 juillet 2009.	60
Figure 26: Consommation du 6 janvier 2009, comparée aux prévisions de juillet	60
Figure 27: Courbe d'offre des unités de production en fonction de leur mise en activité	61
Figure 28: réduction de la demande due au photovoltaïque pendant 2 jours de pointes	62
Figure 29: le réseau européen est coupé en 3 parties suite à l'incident du 4 novembre 2006. L'évolution de la fréquence dans les 3 zones est indiquée.	65

Figure 30: Part des énergies renouvelables en Europe dans la production d'électricité – 2006. Depuis lors des évolutions notables ont eu lieu, par exemple avec le photovoltaïque en Espagne. _____	68
Figure 31: Coûts d'équilibrage totaux par composants. _____	74
Figure 32: La production et la consommation doivent être en équilibre. Ce graphique détaille les différents composants de la gestion de l'équilibre. _____	85
Figure 33: Comparaison de techniques de stockage. _____	88
Figure 34: Comparaison des différents modes de stockage par puissance disponible et temps de décharge. ____	88
Figure 35: Consommation finale d'énergie en Belgique – Données 2007. _____	90
Figure 36: Consommation d'électricité par secteur – Données 2007. _____	90
Figure 37: Explication graphique du concept de l'interruption de fourniture d'électricité. _____	94
Figure 38: Schéma général d'une unité combinée _____	98
Figure 39: Schéma général complet d'un réseau intelligent _____	99
Figure 40: répartition des coûts des matériels entre les niveaux des réseaux _____	101
Figure 41: Résultats des estimations pour l'accroissement des coûts d'équilibre et d'opération avec une production éolienne. Les cours de conversion des devises sont ceux de l'époque, soit 1EUR = 0,7 GBP et 1 EUR = 1,3 USD. Pour la GB, l'étude de 2007 montre que pour 20 % de pénétration éolienne, le coût varie de 2,6 à 4,7 Eur / MWh. _____	104
Figure 42: Liste des GRD (gestionnaires de réseau de distribution) en Région Wallonne, avec leurs prix non négociables, valeurs novembre 2007. En EUR TVAC _____	105
Figure 43: Valeurs de la « taxe » en novembre 2007. En EUR TVAC _____	106
Tableau 1 : Sources d'énergie utilisées en Belgique pour la production d'électricité. _____	18
Tableau 2 : sources d'énergie classiques et renouvelables et leur situation _____	19
Tableau 3: Parcs éoliens marins prévus en Belgique d'ici à 2015. _____	21
Tableau 4 : simulations de rentabilité pour des projets PV en Wallonie, primes et impôts déduits. _____	26
Tableau 5 : utilisation des réserves _____	33
Tableau 6 : résumé des effets sur le réseau électrique _____	64
Tableau 7: Résultats d'une augmentation de la capacité éolienne en Suède pour différentes puissances et différentes échéances pour l'utilisation des réserves. _____	73
Tableau 8: Besoins additionnels pour la gestion en continu de la fréquence en fonction de l'accroissement des capacités éoliennes en GB. Les minima et maxima en MW reflètent des scénarios différents de dispersion des éoliennes sur le territoire. _____	75
Tableau 9 : variations en kW / minute dans le contexte actuel _____	81
Tableau 10: Variations extrême de l'éolien à l'échelle régionale, en pourcentages de la capacité installée. ____	83
Tableau 11: Comparaison des variations _____	83
Tableau 12: estimations des PAC en consommation et puissance par rapport au réseau actuel. _____	92
Tableau 13: Estimations des VE Plug-In en consommation et puissance par rapport au réseau actuel. _____	94
Tableau 14 : Résultats DENA. _____	101
Tableau 15 : Données Grande Bretagne _____	102
Tableau 16 : Données Pays-Bas. _____	102
Tableau 17 : Données Pays-Bas en fonction des scénarios. _____	102
Tableau 18 : Données Portugal _____	103

X. Bibliographie

Les sites internet mentionnés ont été contrôlés en date du 15 août 2009.

Généralités

- Fr.wikipedia.org/Réseaux_électriques

- Défi Energie – Bruxelles Environnement - www.defi-energie.be/index.php?go=faq&cat=8
- www.greenunivers.com/2009/05/annuaire-voitures-electriques-5661/
- Histoire du surgénérateur américain Fermi 1 - « We Almost Lost Detroit », John G. Fuller
- Site Web du SPF Economie – Géographie humaine, utilisation du sol en Belgique - www.statbel.fgov.be/FiGURES/d130_fr.asp
- Vent de tempête - fr.wikipedia.org/wiki/Tempête
- Données mobilité belges - www.statbel.fgov.be/fiGurEs/d37_fr.asp
- Les Belges et leurs voitures - Données 2007 - www.statbel.fgov.be/press/pr110_fr.pdf

Réseaux électriques

- Elia – « Rapport annuel 2008 – Des Valeurs en Action » - Elia – www.elia.be/repository/Lists/Library/Attachments/777/ELIA-Rapport-Annuel-2008-FR.pdf
- Site Web d'Elia, gestionnaire du réseau de transport belge, www.elia.be
- Site Web d'ORES, www.ores.net
- Site Web d'Eandis, www.eandis.be
- European Distributed Energy Partnership Project (EU-DEEP) - www.eu-deep.com
- Electricité et énergies renouvelables, jusqu'où le réseau actuel peut-il gérer des sources décentralisées ? André Merlin, RTE in www.x-environnement.org/index.php?option=com_content&view=article&id=54%3Anergieenvironnement&catid=36%3Ajaune-rouge&Itemid=41&limitstart=6 (15
- Produire ou absorber de l'énergie réactive pour stabiliser la tension du réseau – Elia – Soutien Réseau – in www.elia.be/repository/ProductsSheets/S6_F_TENSION.pdf.
- Vue d'ensemble des services de soutien au réseau électrique – ELIA in www.elia.be/repository/ProductsSheets/S_F_SOUTIEN_RESEAU.pdf
- Site Web du GRT Français RTE - www.rte-France.fr

- VTT 2007 Wind Report, Design and operation of power systems with large amounts of wind power - State-of-the-art report - Hannele Holttinen & all. , VTT 2007.
- Carte des réseaux des membres Coreso – Zoom sur la Belgique - Extrait de www.coreso.eu/media/maps/CWE_map_04_2009.pdf
- Accroissement de la capacité d'interconnexion entre Belgique et pays voisins – Elia in www.elia.be/repository/pages/a6ab88b01fbc447eb518b493e124406c.aspx
- Raccordement réseau – des études pour « Power Quality » pour une qualité de tension appropriée in Elia, www.elia.be/repository/ProductsSheets/R3_F_ETUDE_POWER_QUALITY.pdf
- Accès aux interconnexions – RTE in www.rte-france.com/htm/fr/activites/acces_interconnexions.jsp
- Historique de la création de Coreso – www.coreso.eu/index.php?option=com_content&view=article&id=14&Itemid=41
- Embedded Generation, Nick Jenkins, Ron Allan, Peter Crossley, Daniel Kirschen and Goran Strbac., The institution of Electrical Engineers, Power and Energy Series, 2000, London .
- Empowering Variable Renewables. Options for Flexible Electricity Systems. International Energy Agency in www.iea.org/g8/2008/Empowering_Variable_Renewables.pdf
- « Prescriptions techniques spécifiques pour les installations de production décentralisées fonctionnent en parallèle sur le réseau de distribution » - doc C10/11 – Synergrid.
- Visualization Tool for Photovoltaics Operating on Electric Grids - International Energy agency – PVPS – Task Force 5.
- Les éoliennes et la qualité de puissance, Danish Wind Industry Association in www.windpower.org/fr/tour/grid/rein.htm
- Advanced Grid Requirements for the Integration of Wind Turbines into the German Transmission System Erlich, I., Winter, W. & Dittrich, A. 2006.. IEEE PES, Montreal.
- Danish Technical Requirement, Energinet, 2004 in www.energinet.dk
- « Le raccordement au réseau électrique des parcs éoliens offshore », Danish Wind Industry Association, in www.windpower.org/fr/tour/grid/offshore.htm

- Current Grid Codes Documents UK – in www.nationalgrid.com/uk/Electricity/Codes/gridcode/gridcodedocs/
- Elektrizitätswirtschaft. 2006. Elektrizitätswirtschaft Jg. 105, Nr. 25, p. 42.
- GE Energy, 2005. The Effects of Integrating Wind Power on Transmission System Planning, Reliability, and Operations. Report on Phase 2, Prepared for The New York State Energy Research and Development Authority, City, State, Mar. 2005. - www.nyiso.com/public/services/planning/special_studies.jsp.
- UCTE Transmission Development Plan, Development of interconnexions, april 2009 - in entsoe.eu/_library/publications/ce/otherreports/tdp09_report_ucte.pdf
- Pertes réalisées, RTE in www.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/vie_perte_real.jsp
- DER, efficient grid cost allocation methodology and « full value » of network connection. Jacques Deuse – Tractebel engineering – EU-DEEP- in www.eudeep.com/fileadmin/user_upload/media/downloads/Poster_conference_nice/Deuse_Tractebel_efficient_grid_cost_allocation.pdf
- Lignes HVDC existantes - fr.wikipedia.org/wiki/HVDC#Installations_existantes
- Eolien, quel impact sur la gestion des réseaux de transport d'électricité, Sia Conseil, in energie.sia-conseil.com/20080116-eolien-quel-impact-sur-la-gestion-des-reseaux-de-transport-d'electricite/
- A multi-function grid-connected PV system with reactive power compensation for the grid – Huajun You, Junmin Pan, An Xiang in www.sciencedirect.com/science?_ob=ArticleURL&_udi=B6V50-4DVB9PG-3&_user=10&_rdoc=1&_fmt=&_orig=search&_sort=d&_docanchor=&view=c&_acct=C000050221&_version=1&_urlVersion=0&_userid=10&md5=1684407c703122f48a142682593bae84
- Economis Incentives for Reactive Power – Hugh Outhred – in « The Role of PV in Smart Grids ». in www.apva.org.au/drupal-6.3/sites/default/files2/Documents/Smart%20Grid/Outhred%20-%20Economic%20Incentives%20For%20Reactive%20Power.pdf
- PV Network intégration, Evelyne Schellekens & All. www.aie.eu/files/RES%20TF/AIE_article%20PV%20integration.pdf
- UCTE – Final Report of the Investigation Committee on the 28 september 2003 Black-out in Italy, UCTE.

- « Soutien Réseau – Une interruption de prélèvement rémunérée pour protéger le réseau », Elia in www.elia.be/repository/ProductsSheets/S4_F_INTERRUPTION.pdf
- Energy Demand Research Project – Review of Progress for period april 2008 – august 2008. – March 2009 – Ref 29/09. www.ofgem.gov.uk/MARKETS/RETMKTS/METRNG/SMART/Documents1/EDRP_Progress_Report_2.pdf
- « Testing social acceptance to flexibility » Eu-DEEP Conclusions Posters, in www.eu-deep.com/fileadmin/user_upload/media/downloads/Poster_conference_nice/Mino_ustchin_GDFSUEZ_Testing_social_acceptance_to_flexibility.pdf
- www.ibm.com/ibm/ideasfromibm/us/smartplanet/topics/utilities/20081124/index.shtml
- DENA, 2005. Planning of the grid integration of wind energy in Germany onshore and offshore up to the year 2020 (dena Grid study). Deutsche Energie-Agentur Dena, March 2005. English summary and full German version available at: www.dena.de/themen/thema-reg/projektarchiv/.

Politiques énergétiques

- « Directive 2009/28/CE du Parlement Européen et du Conseil, du 23 avril 2009, relative à la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE » in « Journal Officiel de l'Union Européenne » du 5-6-2009. pp. L140/16 à 62.
- Réduction d'impôts en Belgique pour investissement économiseurs d'énergie, SPF Economie, P.M.E., Classes Moyennes et Energie. mineco.fgov.be/energy/rational_energy_use/tax_reductions/pdf/tax_cuts_folder_fr.pdf
- Primes à l'énergie en région Wallonne, energie.wallonie.be/energieplus/CDRom/financement/frames/cbburfiche4.htm
- Portail énergie de la région wallonne - energie.wallonie.be/fr/les-energies-renouvelables.html?IDC=6169
- Primes à l'énergie en région bruxelloise pour les particuliers www.bruxellesenvironnement.be/Templates/Particuliers/Informer.aspx?id=3232&langtype=2060
- Informations et primes sur l'énergie en région Flamande www.vlaanderen.be/servlet/Satellite?pagename=Infolijn/View&cid=1190947076035&c=Domein_C&p=1186804409590&context=1141721623065

- Commission Wallonne pour l'électricité et le gaz (régulateur wallon) (CWAPE). www.cwape.be
- CWAPE : Proposition préliminaire sur les nouveaux quotas d'électricité verte applicables à partir du 1^{er} janvier 2010 (CD-9e12-CWaPE-233) sur www.cwape.be
- Régulateur Flamand de l'électricité et du gaz - www.vreg.be/en/03_algemeen/07_green_power/01_green_power.asp
- Régulateur Bruxellois de l'électricité et du gaz – www.brugel.be
- Pompes-à-chaleur : energie.wallonie.be/fr/les-pompes-a-chaleur.html?IDC=6041&IDD=12053

ENR

- « Clean Power from Deserts, the Desertec Concept for Energy, Water, and Climate Security, White Book, 4th Edition » - Desertec Foundation 2009 - www.desertec.org/fileadmin/downloads/DESERTEC-WhiteBook_en_small.pdf
- Variability of Wind Power and Other Renewables – management options and strategies - Agence Internationale de l'énergie – www.iea.org/textbase/papers/2005/variability.pdf
- « Les éoliennes dans le réseau électrique : les variations de l'énergie du vent » in Danish Wind Industry Association - www.windpower.org/fr/tour/grid/index.htm
- The State-of-the-Art in Short-Term Predictions of Wind Power. A literature overview. Gregor Giebel. Project ANEMOS in anemos.cma.fr
- « Wind Turbine as Power Plants », W.L.King & All., T.U. Delft, in [www.ieee.no/oslo/ieee.nsf/Attachments/68F996BABC60C95941256BE300409371/\\$FILE/Slootweg-slides.pdf](http://www.ieee.no/oslo/ieee.nsf/Attachments/68F996BABC60C95941256BE300409371/$FILE/Slootweg-slides.pdf)
- Share of renewable electricity in gross electricity consumption in EU-27 in 2006 (and 2010 indicative targets) European Environment Agency – 2006 - dataservice.eea.europa.eu/atlas/viewdata/viewpub.asp?id=4107
- Betterplace – solutions pour véhicules électriques - www.betterplace.com/solution/charging/

Presse et Forums

- www.elia.be/repository/Lists/PressReleases/Attachments/296/eldepasco_FR.pdf

- www.debatpublic-epr.org/docs/pdf/cahiers_acteurs/cfdt-vf-4p-261005.pdf - Cahier d'acteur de la Confédération Française du Travail sur le projet EPR « tête de série » centrale électronucléaire Flamanville 3 – in CNDP (Commission Particulière du Débat Public)
- finance.yahoo.com/news/Funds-to-shut-nuclear-plants-apf1981402805.html?x=0&.v=3
- Crise du gaz Russo-Ukrainienne - ec.europa.eu/news/energy/090115_1_fr.htm
- www.rtf.be/info/belgique/environnement/le-photovoltaique-un-leurre-58039
- « Sortir du nucléaire est un choix responsable », Julien Vandeburie, 3 mars 2009 in www.iewonline.be/spip.php?article2837
- EC/UCTE Press Conference, Brussels, 30 January 2007, José Penedos in www.entsoe.eu/_library/publications/ce/otherreports/EC_MC_Penedos_v4.pdf
- Renouveau n°15, Juin 2009 – Photovoltaïque, trois marchés en croissance
- « Préparation d'un réseau de bornes pour voitures électriques », in Flanders Today, www.mediargus.be/flanderstoday.admin.fr/rss/21683791.html?via=rss&language=fr
- Affaire Voltatis - www.liberation.fr/economie/0101580776-pourquoi-dedommager-edf
- Hybrid Power Plant in Germany, www.consumerenergyreport.com/2009/04/22/germany-to-build-worlds-first-hybrid-power-plant/

Changements Climatiques

- Changements Climatiques 2007, Rapport de Synthèse, GIEC 2007, www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/syr/ar4_syr_fr.pdf
- [fr.wikipedia.org/wiki/Potentiel_de_réchauffement_global](http://fr.wikipedia.org/wiki/Potentiel_de_r%C3%A9chauffement_global)

Energies

- « World Energy Outlook 2008 - Résumé – French Translation » – Agence Internationale de l'Energie. – OECD/IEA 2008 - www.worldenergyoutlook.org/docs/weo2008/WEO2008_es_french.pdf

- « The impact of the Financial and Economic Crisis on Global Energy Investment, IEA Background Paper for the G8 Energy Ministers' Meeting 14-25 May 2009 » - OECD/IEA Mai 2009 - www.iea.org/Textbase/Papers/2009/G8_investment_ExecSum.pdf
- Association pour l'étude des pics pétroliers et gaziers, ASPO, www.peakoil.net.
- Société Française d'Énergie Nucléaire - www.sfen.org/fr/question/uranium.htm
- Site Web d'Electrabel, principal producteur belge - www.electrabel.be
- European Photovoltaic Energy Association, www.epia.org
- European Wind Energy Association, www.ewea.org
- Fermes éoliennes marines belges en préparation - EWEA – Offshore Wind Farms 2008 - www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/statistics/Offshore_Wind_Farms_2008.pdf
- Belgian Power Exchange, notamment pour la négociation des certificats verts www.belpex.be
- Un exemple de producteur de panneaux solaires à films minces, revendiquant des coûts bas : www.nanosolar.com
- Stockages d'énergie - fr.wikipedia.org/wiki/Stockage_d'nergie
- Pompage turbinage à Coo - fr.wikipedia.org/wiki/Centrale_de_Coo-Trois-Ponts
- Techniques de stockage d'électricité - www.electricitystorage.org/site/technologies/
- Kombikraftwerk - www.kombikraftwerk.de/index.php?id=27
- Energy Rich Japan, Harry Leeman, Institute for Sustainable Solutions and Innovations, www.energyrichjapan.info/en/welcome.html