



UNIVERSITE CATHOLIQUE DE LOUVAIN - MONS

Louvain School of Management

**Etude des mécanismes de rémunération de la capacité
dans le contexte du marché de l'électricité belge**

Promoteur
Professeur C. D'HONDT

Mémoire présenté par :
Elise AUBRY
Arnaud POULAIN
en vue de l'obtention du diplôme
de Master 120 en Sciences de gestion

Année académique 2012-2013

Résumé

Le marché électrique belge a subi des changements fondamentaux ces dernières années qui ont bouleversé son équilibre. La libéralisation du marché a dilué la responsabilité de la sécurité d’approvisionnement entre les différents acteurs du marché, tandis que l’arrivée des énergies renouvelables, subventionnées et nécessitant des unités de réserve pour compenser leur intermittence, a affecté la rentabilité des unités classiques. Ces deux facteurs, ainsi que la sortie programmée du nucléaire, ont provoqué un risque de manque de capacités dans les prochaines années en Belgique.

L’objectif de ce travail était d’étudier les mécanismes de rémunération de la capacité mis en place dans divers pays en vue d’apporter une solution aux problèmes d’adéquation électrique et de sécurité d’approvisionnement. Ces mécanismes de rémunération sont des marchés parallèles à celui de la fourniture électrique, créés pour générer artificiellement une demande de capacité. Ainsi pour répondre à cette demande, les investissements dans de nouvelles unités sont favorisés et des unités en difficulté redeviennent rentables.

Dans ce travail, nous avons présenté le contexte actuel du marché électrique belge et montré qu’il existe un manque de capacités à l’horizon 2017 estimé à 2000 MW. Une seconde partie présente la théorie des marchés électriques et met en évidence un manque à gagner appelé le « *missing money* ». Ensuite, par des exemples chiffrés nous avons illustré le manque de rentabilité actuel des centrales au gaz. L’arrivée massive des énergies renouvelables a considérablement réduit leur nombre d’heures de fonctionnement et certaines unités classiques menacent de fermer, bien que leur présence soit nécessaire pour assurer la sécurité d’approvisionnement électrique du pays.

Nous avons alors étudié les mécanismes de rémunération de la capacité mis en place dans différents pays européens ainsi qu’aux Etats-Unis afin de résoudre cette problématique. Ce tour d’horizon des mécanismes existants permet d’acquérir les notions nécessaires à l’analyse du plan proposé pour la Belgique.

Au terme de ce travail, nous avons analysé les trois parties du plan du secrétaire d’Etat à l’énergie et plus particulièrement l’avant-projet d’arrêté royal qui concerne l’appel d’offres pour de nouvelles unités au gaz. Cette étude approfondie nous a permis de mettre évidence certaines faiblesses du projet qui nuiront selon nous à l’atteinte de l’objectif : la restriction à de nouvelles unités, la limitation à une seule technologie au gaz, les hypothèses d’un modèle de référence trop optimistes et les délais de mise en place du mécanisme trop long. Si la mise en œuvre d’un mécanisme illustre la prise de conscience de la problématique, le plan proposé souffre de faiblesses qui réduisent fortement ses chances de succès. Un plan plus ambitieux à l’échelle européenne serait plus adapté à un marché fortement interconnecté.

Remerciements

Nous adressons tout d'abord nos remerciements à Madame D'HONDT, professeur à l'université et promotrice de ce travail, pour son encadrement et sa disponibilité tout au long de l'élaboration de ce travail de fin d'études.

Nous souhaitons également remercier Messieurs Franchimont, Hannaert et Lemaire pour leur aide et leurs conseils précieux.

Il ne nous est pas possible de citer tout le monde. Néanmoins, nous tenons à remercier chaque personne qui a contribué à ce travail de fin d'études que ce soit par des remarques judicieuses, des bons conseils, des marques de sympathie ou des encouragements.

Table des matières

Glossaire.....	5
Table des figures.....	8
Introduction générale.....	11
I. La problématique : La sécurité d’approvisionnement électrique dans un marché en pleine évolution.....	13
1. Le marché électrique belge	13
1.1. La production électrique en Belgique	13
1.2. La libéralisation du marché et les intervenants	19
1.3. Le marché de gros ou ‘wholesale’	23
2. Les particularités du marché de l’électricité	25
3. La sécurité d’approvisionnement, l’adéquation électrique et le risque de « black-out »	26
II. Théorie des marchés électriques	30
1. Le parc de production optimal et structure des coûts de production	30
2. Coût marginal et rentes.....	34
2.1. Le coût marginal	34
2.2. Les rentes	34
2.3. Théorie des rentes infra marginales.....	36
3. L’offre et la demande sur le marché électrique (Hypothèse d’un marché « parfait »)	42
4. Imperfections du marché et « Missing Money ».....	46
III. Analyse du manque de rentabilité des centrales thermiques au gaz et impact sur l’adéquation électrique	51
1. Contexte actuel des centrales au gaz.....	51
2. Difficultés économiques des centrales au gaz	51
2.1. Les marchés libéralisés	52
2.2. Impact de la production intermittente	53
3. Exemples chiffrés : illustration du manque de rentabilité des centrales au gaz.....	56
3.1. Calcul du cout marginal de long terme des unités de production électrique.....	56
3.2. Clean Spark Spread.....	61
3.3. Analyse de rentabilité d’une centrale TGV.....	63
3.4. Conclusions des exemples chiffrés	64
IV. Les mécanismes de rémunération de la capacité ou « Capacity remuneration mecanism » ...	66
1. Les mécanismes de sécurité d’approvisionnement des pays européens	66

2.	Objectifs d'un mécanisme de rémunération de la capacité	68
3.	Les mécanismes de rémunération de la capacité	69
3.1.	Sécurisation par les prix	69
3.2.	Sécurisation par les volumes	76
V.	Le cas de la Belgique : présentation et analyse du plan Wathelet.....	87
1.	Le plan Wathelet	87
1.1.	Encadrement des mises à l'arrêt de capacités menaçant la sécurité d'approvisionnement : création d'une réserve stratégique	88
1.2.	Un calendrier de sortie du nucléaire plus ferme et mieux adapté accompagné de la mise à disposition du marché d'une tranche nucléaire.....	92
1.3.	Appels d'offres pour de nouvelles capacités de production à gaz.....	93
2.	Analyse du mécanisme d'appel d'offres proposé dans le plan Wathelet.....	98
2.1.	Le modèle de référence proposé dans l'avant-projet d'arrêté royal.....	99
2.2.	Calcul du CSS moyen de 2008 à 2013 et comparaison avec les revenus théoriques du modèle de référence	104
2.3.	Scénarii sur base de données historiques	106
2.4.	Scénario sur base d'hypothèses de coûts d'une unité existante	107
3.	Conclusions du plan Wathelet.....	113
VI.	Conclusions.....	116

Glossaire

B

Belpex : bourse belge de l'électricité.

Blackout : panne de courant à l'échelle nationale ou internationale.

C

Capacités de « back-up » : capacités électriques qui prennent le relais lors de l'arrêt des capacités renouvelables, par manque de soleil ou de vent.

Centrales de « baseload » : centrales peu flexibles utilisées pour couvrir la demande de base tout au long de l'année.

Centrales de pointe : (ou peaker) centrales qui fonctionnent peu sur l'année et permettent de couvrir ponctuellement une demande de pointe.

Clean Spark Spread (CSS): est la marge qu'une centrale à gaz dégage de la vente d'un MWh d'électricité après avoir payé le gaz et les quotas d'émission de CO₂ qu'elle consomme pour produire ce MWh d'électricité.

CMPC : abréviation de coût moyen pondéré du capital ou WACC « weighted average cost of capital ».

Cocon : « mises sous cocon », désigne la mise à l'arrêt d'une centrale pour période plus ou moins longue. Cette mise à l'arrêt prolongée permet de limiter les frais tout en laissant la possibilité d'une reprise des activités de la centrale.

Coût marginal : le coût supplémentaire induit par la dernière unité produite.

Cout marginal de long terme : revenu nécessaire sur la durée de vie de l'unité qui permet de la rentabiliser (à VAN = 0).

CRM : abréviation de "*capacity remuneration mechanism*" ou mécanisme de rémunération de la capacité.

CREG : Commission de régulation de l'électricité et du gaz.

CCGT : abréviation de « *combined cycle gas turbine* » (turbine à gaz à cycle combiné ou TGV).

D

Demande de pointe : Demande d'électricité maximale observée sur le réseau.

E

Effacement : Réduction de la consommation électrique en cas de déséquilibre offre/demande.

« **Energy only market** » : marché dans lequel le producteur est rémunéré par la seule vente de l'énergie sur le marché.

ENR : abréviation pour énergie renouvelable.

G

GRT : abréviation de Gestionnaire du Réseau de Transport. Développe, gère et entretient les câbles des lignes électriques dont la tension dépasse 70 kV. En Belgique, il s'agit d'Elia.

L

LOLP : Probabilité que la demande excède l'offre pendant une période donnée.

M

Marché « day-ahead » : marché où est vendue l'électricité pour chaque heure du lendemain.

Marché « intra-day » : marché où est vendue l'électricité pour le jour même.

Marché OTC : marché « *over the counter* » : marché de gré à gré.

Merit order : l'ordre d'appel des différentes unités de production électriques, au fur et à mesure de la demande croissante, en fonction de leurs coûts marginaux croissants.

Mix énergétique : est la répartition des différentes technologies permettant la production d'électricité d'un pays.

Missing money : manque à gagner lorsque la VOLL ne s'exprime pas sur les marchés libéralisés.

O

OCGT : abréviation de « open cycle gas turbine » ou turbine à gaz à cycle ouvert.

P

PV : abréviation pour photovoltaïques.

Peaker : désigne une centrale de pointe.

R

Rente infra marginale : rente perçue par les unités infra marginales correspondant à la différence entre les coûts de production de l'unité marginale et de l'unité infra marginale.

Rente de rareté : rente qui traduit des prix élevés, nécessaires pour limiter la capacité demandée et ainsi retrouver l'équilibre lors de pics de demande.

S

Spot : « Prix *spot* » : c'est le prix fixé pour une livraison immédiate.

T

TAG : abréviation pour : turbine à gaz. Turbine à gaz à cycle simple.

TGV : abréviation pour : turbine gaz-vapeur. Turbine à cycle combiné (récupération de chaleur) permettant d'améliorer les rendements thermiques.

TIR ou TRI : abréviation pour : taux interne de rentabilité.

V

VAN : abréviation pour : valeur actuelle nette.

VOLL : Value of lost load, représente le coût d'une rupture d'approvisionnement.

Volatilité : mesure de l'ampleur des variations du cours d'un actif financier.

Table des figures

Figure 1 : Production d'électricité brute en 2010 en fonction des différentes technologies de production (%) (<i>SPF économie, 2012</i>)	14
Figure 2 : La production brute d'électricité par type de centrale en Belgique (2007) (<i>SPF Economie, 2009</i>).....	15
Figure 3 : Interconnexions de la Belgique avec les pays limitrophes (<i>réalisé par les auteurs</i>).	16
Figure 4 : Répartition (en %) de la consommation électrique annuelle en fonction des catégories de consommateurs (<i>SPF Economie, 2009</i>)	17
Figure 5 : Evolution de la consommation électrique au cours d'une journée (<i>réalisé par les auteurs sur base de données Elia</i>).	17
Figure 6 : Evolution annuelle de la consommation à 18 h pour l'année 2012 (<i>réalisé par les auteurs sur base de données Elia</i>).	18
Figure 7 : Evolution des capacités installées en Belgique de 2012 à 2017 (MW) (<i>SPF Economie, 2012</i>)	19
Figure 8 : Structure du marché de l'électricité belge, avant et après libéralisation (<i>SPF Economie, 2009</i>).....	20
Figure 9 : Principaux acteurs du marché de l'électricité libéralisé et leurs relations (flux physiques) (<i>SPF Economie, 2009</i>)	22
Figure 10 : Les relations contractuelles entre les acteurs du marché (<i>SPF Economie, 2009</i>)	23
Figure 11 : Schéma du marché de gros de l'électricité (<i>CREG, 2011</i>)	24
Figure 12 : Inélasticité à court terme de l'offre et de la demande (<i>MARTY, 2006</i>)	26
Figure 13 : Pics maximums de consommation annuelle en Belgique de 2004 à 2013 (<i>réalisé par les auteurs sur base de données ELIA</i>).....	28
Figure 14 : Courbe de charge (<i>Hansen, 2011</i>)	30
Figure 15 : Diagramme de puissance d'une machine de production au cours d'une année (<i>Hansen, 2011</i>).....	31
Figure 16 : Diagramme des dépenses totales annuelles D en fonction de son utilisation U (<i>Hansen, 2011</i>).....	32
Figure 17 : Diagramme des dépenses totales annuelles D en fonction de l'utilisation U pour deux types de machine (<i>réalisé par les auteurs</i>).....	33
Figure 18 : Structure des coûts fixes et variables selon différentes technologies (<i>BNS, 2012</i>)	33
Figure 19 : Graphique du prix de l'électricité en fonction du type de technologie appelée (<i>réalisé par les auteurs</i>)	35
Figure 20 : illustration des rentes infra marginales (RIM) perçues par les unités de type 1 et 2 lorsque la demande q_0 s'équilibre à p_3	36
Figure 21: Construction graphique pour mettre en évidence l'énergie non satisfaite (<i>réalisé par les auteurs sur base de l'ouvrage de référence HANSEN, 2011</i>).....	38
Figure 22: Graphique des dépenses en fonction de l'utilisation et illustration du coût de l'énergie défaillante (<i>réalisé par les auteurs sur base de l'ouvrage de référence HANSEN, 2011</i>)	39
Figure 23 : Graphique illustrant les rentes infra marginales (<i>réalisé par les auteurs sur base de l'ouvrage de référence HANSEN, 2011</i>)	43
Figure 24 : Fixation du prix du marché par la demande (<i>réalisé par les auteurs sur base de l'ouvrage de référence HANSEN, 2011</i>)	44

Figure 25 : L'offre et la demande : généralisation avec plusieurs machines et illustration de la rente de rareté (réalisé par les auteurs sur base de l'ouvrage de référence HANSEN, 2011)	45
Figure 26 : Répartition de la puissance dans un parc optimal avec unités couvrant la pointe (réalisé par les auteurs).....	47
Figure 27 : Dépenses du parc optimal avec unités couvrant la pointe (réalisé par les auteurs)	47
Figure 28 : Effet de l'intégration d'énergies renouvelables dans le mix énergétique sur le merit order (E-cube, 2012).....	54
Figure 29 : L'effet des énergies renouvelables sur la rente infra marginale (E-cube, 2012).....	55
Figure 30 : Données techniques relatives aux technologies de production électrique (réalisé par les auteurs)	57
Figure 31 : Calcul du coût marginal de long terme pour les différentes technologies de production d'électricité (réalisé par les auteurs).....	59
Figure 32 : Coût marginal de long terme en fonction du type de technologie de production électrique sur base des données de 2013 (réalisé par les auteurs).	59
Figure 33 : Evolution du cout marginal de long terme en fonction du nombre d'heures de fonctionnement pour une unité TGV (réalisé par les auteurs)	60
Figure 34 : « Clean spark spread » journalier pour une centrale TGV type, de rendement 57 % (réalisé par les auteurs).....	62
Figure 35 : « Clean spark spread » journalier pour une centrale TAG type, de rendement 40 % (réalisé par les auteurs).....	62
Figure 36 : Calcul de rentabilité d'une centrale TGV espagnole (réalisé par les auteurs).....	63
Figure 37 : Primes reçues par la centrale sur l'année 2012	64
Figure 38 : Les différents mécanismes adoptés en Europe (ELIA, 2012)	67
Figure 39 : schéma des mécanismes de paiement des capacités (CREG, 2011)	69
Figure 40 : Schéma de principe du mécanisme de paiement de la capacité (réalisé par les auteurs) .	70
Figure 41 : Réduction des heures de fonctionnement des TGV (en anglais CCGT) et centrales au charbon (coal) en Espagne (EURELECTRIC, 2011)	71
Figure 42 : Réduction des heures de fonctionnement des centrales TGV dans les pays européens entre 2010 et 2013 et prévisions jusqu'à 2035 (EURELECTRIC, 2011)	71
Figure 43 : Courbe de l'aide à l'investissement en fonction de l'indice de couverture du modèle espagnol (CREG, 2012)	73
Figure 44 : Exemple de distribution de l'enveloppe budgétaire sur une année (PARSONAGE, 2007) .	75
Figure 45 : Schéma de principe du mécanisme de réserve stratégique (réalisé par les auteurs).....	76
Figure 46 : Schéma de principe du mécanisme de marché de capacité décentralisé (Capacity obligation) (réalisé par les auteurs).....	79
Figure 47 : Chronologie du mécanisme de paiement de capacité prévu dans le cadre de la loi NOME (RTE, 2011)	80
Figure 48 : Courbe de demande (Creg, 2012)	83
Figure 49 : Etablissement du clearing price (Creg, 2012).....	84
Figure 50 : schéma de principe de "Capacity auction" (réalisé par les auteurs).....	85
Figure 51 : Plan Wathélet : mise en réserve stratégique d'unités de production (réalisé par les auteurs)	90
Figure 52 : Plan Wathélet : mise à disposition d'une tranche nucléaire (réalisé par les auteurs).....	93
Figure 53 : Plan Wathélet : mécanisme d'appel d'offres pour les nouvelles capacités flexibles (réalisé par les auteurs).....	95

Figure 54 : courbe du montant effectif de la rémunération reçue par le producteur (<i>réalisé par les auteurs</i>)	97
Figure 55 : Les étapes importantes de l'appel d'offres (<i>SPF, 2013</i>)	98
Figure 56 : les revenus bruts de la centrale de référence sur base d'hypothèses pour le CSS ainsi que pour le nombre d'heures de fonctionnement (<i>réalisé par les auteurs</i>).....	100
Figure 57 : Tableau récapitulatif des calculs financiers du modèle de référence selon une méthodologie standard (CMPC) (<i>réalisé par les auteurs</i>)	101
Figure 58 : Résultat de la VANA pour le scénario de référence avec une aide de 70416 € (<i>réalisé par les auteurs</i>)	101
Figure 59 : Evolution du TIR en fonction des paramètres du modèle de référence (<i>réalisé par les auteurs</i>)	103
Figure 60 : Effet de l'amortissement sur le TIR du modèle de référence (<i>réalisé par les auteurs</i>)....	104
Figure 61 : Tableau synthétique des CSS moyens et moyens positifs calculés pour les années de 2008 à 2013 (<i>réalisé par les auteurs</i>)	104
Figure 62 : Evolution du CSS moyen et du CSS moyen positif entre 2008 et 2013 sur base de données historiques (<i>réalisé par les auteurs</i>)	105
Figure 63 : Nombre d'heures pour lesquelles le CSS dépasse les valeurs cible du modèle de référence	106
Figure 64 : Scénarii sur base de données historiques de CSS (<i>réalisé par les auteurs</i>).....	107
Figure 65 : Scénario sur base des coûts d'une unité existante et d'un CSS moyen de 2008 à 2012 (<i>réalisé par les auteurs</i>)	108
Figure 66 : calcul des niveaux de rémunération nécessaires en fonction du nombre d'heures de fonctionnement (<i>réalisé par les auteurs</i>).....	109
Figure 67 : Candidats potentiels de l'appel d'offres en fonction des conditions de l'avant-projet d'arrêté royal (CREG, 2013).....	110
Figure 68 : Effet d'une année de retard dans le planning de construction sur le taux de rentabilité du projet (<i>réalisé par les auteurs</i>)	110
Figure 69 : Projet de centrale TGV de 400 MW (<i>réalisé par les auteurs</i>).....	112
Figure 70 : calcul de l'effet de 2000 MW de capacité rémunérée sur le kWh (<i>réalisé par les auteurs</i>)	113
Figure 71 : calcul de l'effet de 2000 MW de capacité rémunérée sur la facture annuelle d'un ménage (<i>réalisé par les auteurs</i>)	113
Figure 72 : « Cash flows » cumulés actualisés et TIR du projet avec soutien financier de 70 415,68 €/MW (hypothèses et formules de calcul de l'arrêté royal) (<i>réalisé par les auteurs</i>) ...	Error! Bookmark not defined.

Introduction générale

L'industrie électrique a subi des changements fondamentaux ces dernières années qui ont bouleversé l'équilibre du marché de l'électricité. Initialement celui-ci était organisé en monopole, intégré verticalement comprenant la production, le transport, la distribution et la fourniture. Dans cette organisation, la gestion était centralisée : l'offre électrique répondait à la demande grâce à des décisions d'investissement et la planification de la production revenait à minimiser les coûts pour satisfaire les consommateurs.

Depuis l'ouverture du marché à la concurrence, les prix jouent alors un rôle fondamental et remplacent le planificateur centralisé. Les signaux de prix doivent renseigner les acteurs du marché sur le moment, la quantité mais aussi le type de technologie de production à construire. Si théoriquement les marchés libéralisés devaient conduire aux mêmes résultats qu'en régime monopolistique, dans la pratique, les signaux de prix envoyés par le marché n'incitent pas toujours à investir de façon optimale dans le parc de production électrique.

Les industriels du secteur dénoncent d'ailleurs aujourd'hui l'échec de la politique énergétique européenne mise en place et jugent que l'Europe ne parvient pas à mener à bien ses objectifs : la lutte contre le réchauffement climatique, l'amélioration de la compétitivité et la sécurité d'approvisionnement.

Malgré les mesures prises pour lutter contre le réchauffement climatique, et notamment la mise en place d'un marché du carbone, les centrales au charbon tournent aujourd'hui à plein régime. En conséquence, les centrales au gaz, moins polluantes, ont réduit leur production et menacent aujourd'hui de fermer. Dans cette situation, la sécurité d'approvisionnement en électricité est menacée.

G. Mestrallet, le patron du groupe français GDF Suez, dans une assemblée réunissant huit grands groupes européens du gaz et de l'électricité, appelle les dirigeants à réagir : « Jamais le risque de black-out n'a été aussi fort qu'aujourd'hui du fait de la non-compétitivité des centrales à gaz et de l'intermittence de l'éolien et du solaire » (L'ECHO, 2013).

C'est dans ce contexte que de nombreux pays européens tentent individuellement d'apporter une solution à cette problématique, notamment en subventionnant les capacités installées. Les Etats créent des incitants financiers afin de susciter des investissements dans de nouvelles unités de production et ainsi assurer la sécurité d'approvisionnement à court et long terme.

Le but de ce travail est d'étudier les divers types de mécanismes de rémunération de la capacité mis en place dans des pays européens ou aux États-Unis, et d'analyser les propositions formulées par le secrétaire d'Etat à l'énergie, Melchior Wathelet pour la Belgique. Nous évaluerons si le plan proposé pour la Belgique devrait permettre de répondre aux objectifs.

Ce travail sera structuré comme suit.

Le premier chapitre permet de situer le marché électrique belge dans son contexte et de présenter les problématiques de la sécurité d'approvisionnement et du risque d'un manque de capacité dans les années à venir. La seconde partie permettra au lecteur d'aborder les fondements théoriques des marchés électriques et démontrera qu'il existe un « manque à gagner » pour les capacités de production dans les marchés libéralisés.

Nous entrerons ensuite dans le vif de ce travail au troisième chapitre avec l'analyse des principaux facteurs du manque de rentabilité des centrales au gaz. Nous verrons que ces unités peu rentables connaissent une période difficile : fermetures anticipées ou mises sous cocon. Cette analyse permettra d'illustrer la situation actuelle et la nécessité de mettre en place un plan stratégique pour garantir la fourniture électrique dans les années futures.

Ensuite, nous étudierons les différents types mécanismes de rémunération de la capacité mis en place dans certains pays européens pour garantir la sécurité d'approvisionnement à court et long terme et nous analyserons dans quelles mesures ceux-ci répondent aux objectifs.

Enfin, la dernière partie de ce travail sera consacrée au cas de la Belgique et à l'étude du plan « Energie » proposé par le secrétaire d'Etat Melchior Wathelet. Les différentes parties du plan seront analysées et plus particulièrement le mécanisme d'appel d'offres, proposé début de cette année pour soutenir les nouveaux investissements dans des unités au gaz. Nous évaluerons si le montant financier annuel annoncé est suffisant pour inciter les investisseurs à construire de nouvelles unités. Nous concluons cette étude en réalisant une analyse critique personnelle de la capacité de ce plan à résoudre les difficultés actuelles du marché.

I. La problématique : La sécurité d’approvisionnement électrique dans un marché en pleine évolution

1. Le marché électrique belge

Dans cette première partie, nous commencerons par présenter le marché électrique belge afin d’éclairer le lecteur sur l’offre énergétique actuelle : les différentes technologies, les volumes d’électricité produits, les interconnexions avec les pays limitrophes. Ensuite, nous présenterons les intervenants du marché électrique ainsi que les particularités de ce marché liées aux propriétés physiques de l’électricité.

Enfin, nous définirons les notions d’adéquation électrique et de sécurité d’approvisionnement. Ces deux notions sont essentielles à la bonne compréhension de la problématique de ce travail.

1.1. La production électrique en Belgique

Nous aborderons dans cette partie l’offre ainsi que la demande du marché électrique belge.

1.1.1. L’offre

Actuellement, la Belgique possède un parc de production ayant une capacité installée d’environ 20 000 MW. Cette puissance installée n’est, en pratique, pas atteignable puisqu’il faut considérer l’intermittence de certaines énergies ainsi que la maintenance ou les pannes des unités de production. Les combustibles principalement utilisés pour la production d’électricité sont le nucléaire et le gaz naturel. Le graphique ci-dessous (figure1) illustre la répartition des différentes technologies de production d’électricité.

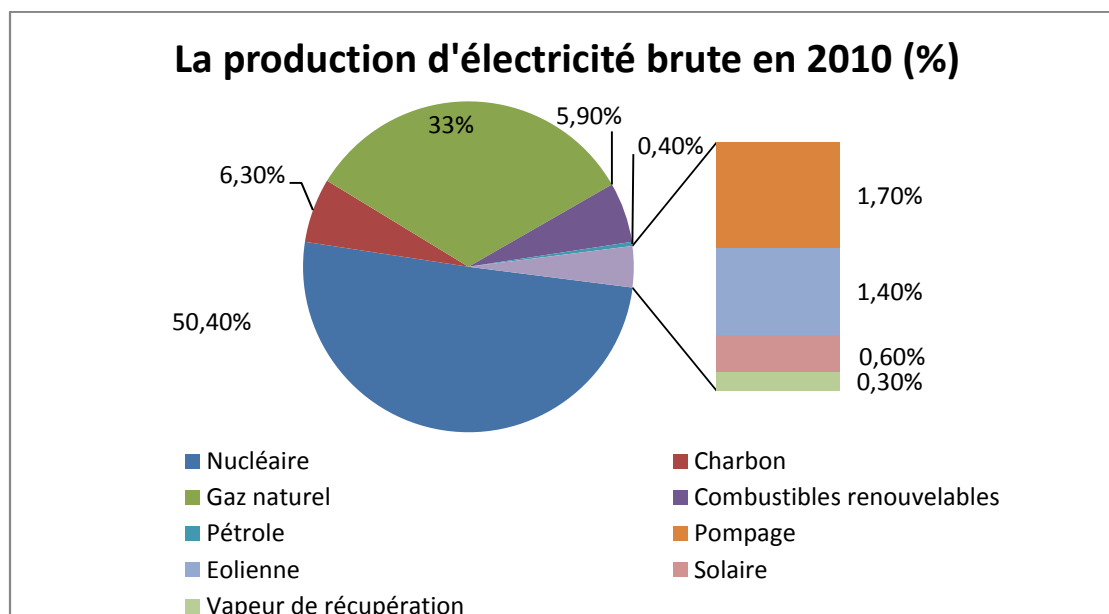


Figure 1 : Production d'électricité brute en 2010 en fonction des différentes technologies de production (%) (SPF économie, 2012)

Il existe une multitude de technologies différentes pour produire de l'électricité. Nous avons classé ces technologies selon leur priorité d'activation (SPF Economie, 2012).

1. Les unités à production variable ou intermittente (le renouvelable) :
 - éoliennes ;
 - solaires (essentiellement photovoltaïques, noté PV) ;
 - hydrauliques pures (centrales « au fil de l'eau »).
2. Les centrales « *must run* » : centrales qui fonctionnent même sans appel d'électricité, pour des motifs industriels ou en raison de l'existence de mécanismes de soutien (cogénération, biomasse).
3. Les centrales de « *baseload* » : centrales peu flexibles, dont les coûts variables de production sont faibles et qui sont utilisées pour couvrir la demande de base tout au long de l'année (nucléaires, charbon).
4. Les centrales thermiques flexibles : centrales utilisables comme capacité continue et présentant une flexibilité suffisante que pour servir de capacité de « *back-up* » aux unités à production variable (Turbine gaz-vapeur, TGV). Les capacités de « *back-up* » sont appelées ainsi car elles relayent les capacités intermittentes (solaire, éolienne...) lorsqu'il n'y a plus de soleil ou de vent.
5. Les centrales de turbinage : centrales utilisant les réservoirs de stockage des sites hydroélectriques (en Belgique : Coe et la Plate-Taille).

6. Les unités de pointe : unités qui fonctionnent peu sur l'année et permettent de couvrir ponctuellement une demande de pointe (centrales turbojets au fuel et turbines à gaz à cycle ouvert). Une pointe de consommation électrique est la consommation la plus élevée d'un réseau électrique.

Le tableau ci-dessous (figure2) présente les quantités d'énergie produites à l'aide de ces différentes technologies.

Type de centrale	GWh	Proportion
Centrales nucléaires	48227	54,3%
Centrales thermiques à flamme	38413	43,2%
Gaz naturel	27238	30,7%
Charbon	6473	7,3%
Fuel oil	813	0,9%
Combustibles renouvelables et de récupération	3889	4,3%
Centrales hydroélectriques	1683	1,9%
Centrales de pompage-turbinage	1294	1,5%
Centrales au fil de l'eau	389	0,4%
Eoliennes	491	0,6%
Solaire	6	0,0%
Production électrique brute totale	88820	

Figure 2 : La production brute d'électricité par type de centrale en Belgique (2007) (SPF Economie, 2009)

Pour suppléer à la production du parc électrique belge, les acteurs du marché peuvent faire appel aux capacités de production des pays voisins. Ainsi, en cas de pic de demande ou pour des raisons économiques, le gestionnaire de réseau peut acheter l'électricité à l'étranger à condition que des réserves y soient disponibles. La figure ci-dessous (figure 3) illustre les interconnexions de la Belgique avec les pays limitrophes.



Figure 3 : Interconnexions de la Belgique avec les pays limitrophes (réalisé par les auteurs).

La capacité maximale d'importation d'électricité de la Belgique est de 3500 MW. Ces importations sont principalement divisées entre la France et les Pays-Bas à hauteur respectivement de 2100 MW et 1400 MW (Source : Elia).

La Belgique peut également exporter de l'électricité, lorsque les conditions le lui permettent, à hauteur de 1200 MW vers la France et de 1400 MW vers les Pays-Bas (Source : Elia). Au cours d'une année, la Belgique se positionne comme importatrice nette d'électricité.

A titre d'exemple, et pour illustrer les variations entre l'importation et l'exportation dues à l'intermittence des énergies renouvelables, citons le cas de l'Allemagne qui, en raison d'importantes capacités éoliennes, peut passer d'un jour à l'autre d'un bilan exportateur de 8000 MW à un bilan importateur de 6000 MW (Elia, 2011).

1.1.2. La demande

En Belgique, c'est le secteur de l'industrie qui est le plus grand consommateur d'énergie électrique à hauteur de 48,4 %, viennent ensuite les secteurs résidentiels (26,4 %) et du commerce/service (21,9 %). La répartition de la demande est représentée dans le graphique ci-dessous (figure 4).

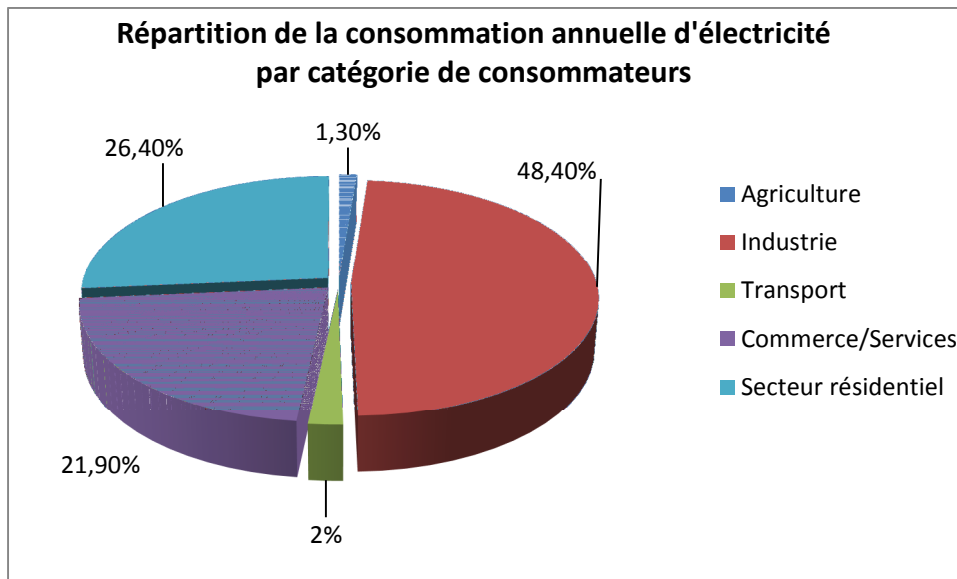


Figure 4 : Répartition (en %) de la consommation électrique annuelle en fonction des catégories de consommateurs (SPF Economie, 2009)

La demande d'électricité est caractérisée par des fluctuations journalières et annuelles, liées au rythme de vie de la population et aux saisons. On peut observer sur la figure 5 ci-dessous l'évolution de la demande journalière et annuelle.

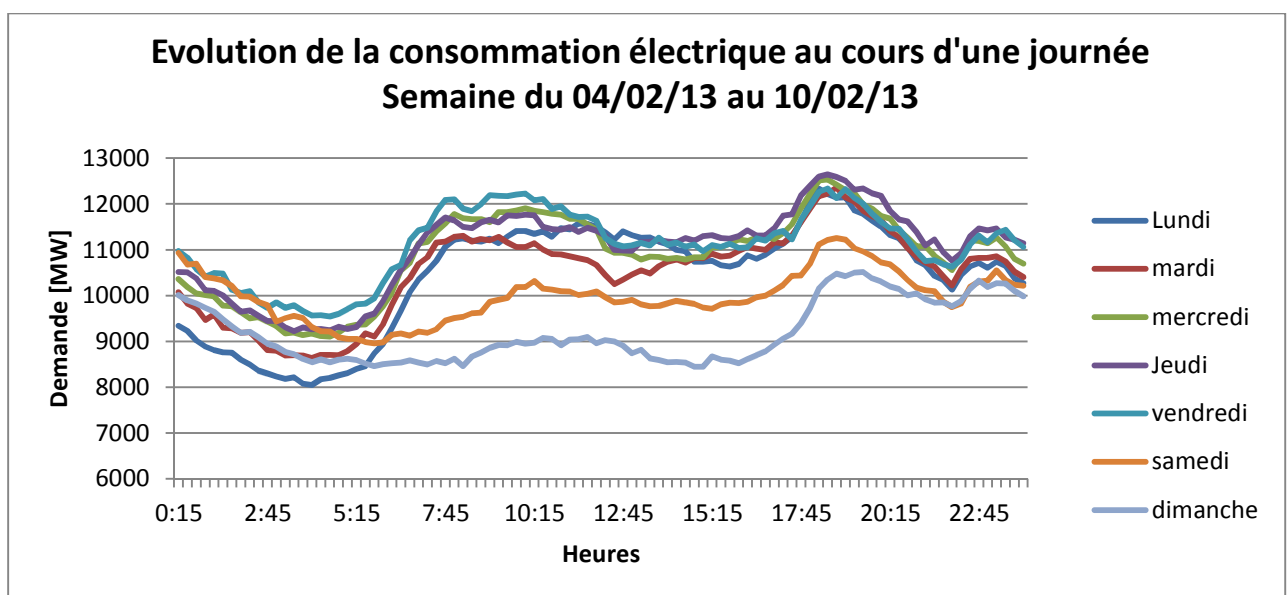


Figure 5 : Evolution de la consommation électrique au cours d'une journée (réalisé par les auteurs sur base de données Elia).

La variation de la consommation au cours d'une journée est influencée par le secteur résidentiel, elle est relativement répétitive d'un jour à l'autre avec une consommation moindre le week-end.

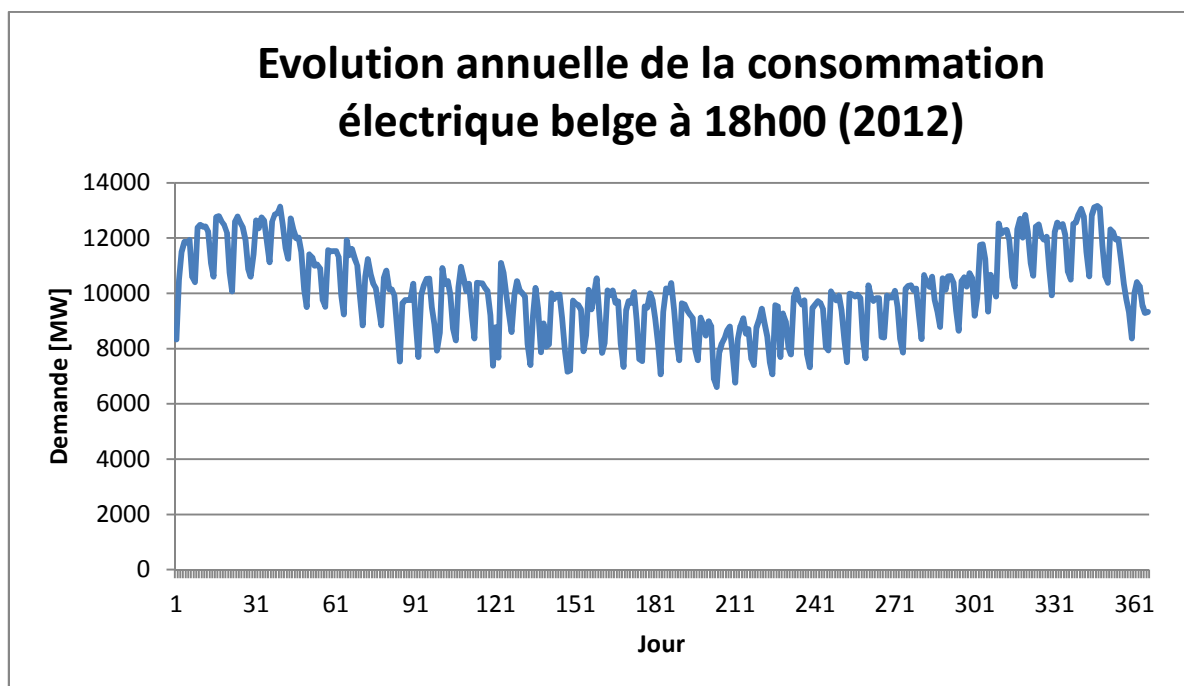


Figure 6 : Evolution annuelle de la consommation à 18 h pour l'année 2012 (réalisé par les auteurs sur base de données Elia).

Au cours d'une journée, les pics de demande sont observés à 18 heures en raison des besoins en éclairage et en chauffage. On peut voir sur le graphique de la demande annuelle (figure 6) que les pics de consommation sont plus élevés en hiver qu'en été. La température extérieure influence donc la demande électrique belge.

Ainsi, en hiver, une diminution de la température d'un degré engendre une augmentation de la puissance appelée de l'ordre de 50 à 115 MW en fonction de l'heure de la journée. Par contre, la sensibilité aux températures d'été, liée entre autres, à l'air conditionné, est encore faible en Belgique : l'augmentation de la puissance appelée suite à une hausse de la température d'un degré varie de 0 à 20 MW (SPF Economie, 2009).

1.1.3. Scénarios d'évolution du parc de production

Le parc de production belge est appelé à évoluer en raison de son vieillissement, de la fermeture programmée des centrales nucléaires et de l'intégration croissante des énergies renouvelables.

Le tableau ci-dessous (figure 7) montre l'évolution attendue du parc de production électrique belge jusqu'en 2017. Aucune évolution de la capacité solaire n'est considérée faute de données fiables, étant donné les incertitudes sur le soutien économique qui leur sera accordé.

Type de centrale	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Δ fin 2012-fin 2017
Éolienne	1 302	1 755	1 765	2 293	2 977	3 421	2 119
PV	1 653	1 654	1 654	1 654	1 654	1 654	0
Hydraulique pur	119	109	95	97	94	94	-25
Baseload	6 259	6 259	5 926	4 098	4 098	4 098	-2 161
Must run	3 809	3 817	3 843	3 869	3 857	3 846	+37
Flexible	4 320	4 320	3 043	3 043	3 043	2 800	-1 520
Turbinage	1 307	1 307	1 307	1 307	1 307	1 307	0
Pointe	1 251	1 164	800	778	778	490	-761
TOTAL	20 019	20 383	18 431	17 138	17 806	17 710	-2 310

Figure 7 : Evolution des capacités installées en Belgique de 2012 à 2017 (MW) (SPF Economie, 2012)

On peut remarquer que dans le scénario de prévision ci-dessus, la capacité installée du parc de production belge diminuera d'environ 2300 MW à l'horizon 2017, faute d'investissements importants visant à remplacer les centrales nucléaires et suite au vieillissement du parc de production (diminution des unités flexibles et de pointes).

Si l'on se base sur l'étude prospective du SPF économie (SPF économie, 2012) la croissance annuelle maximale de la demande sera d'environ + 1 %, ce qui accentuera le manque de capacité à l'horizon étudié.

Des mesures doivent donc être prises pour assurer l'adéquation électrique dans les années à venir : soit par des investissements dans des capacités flexibles, soit par des mesures de gestion de la demande notamment via les effacements. L'effacement est défini comme une réduction de la consommation en cas de forte tension d'offre-demande.

1.2. La libéralisation du marché et les intervenants

Dans les années 90, le Parlement européen et le Conseil ont adopté deux directives dont l'objectif était d'ouvrir progressivement à la concurrence les marchés de l'électricité et du gaz naturel.

Depuis 1999, le marché électrique belge connaît des transformations profondes : les activités de production et de fourniture sont désormais soumises à la concurrence (Figure 8). Cependant, les activités de transport et de distribution restent monopolistiques. En effet, pour des raisons

techniques, économiques et environnementales évidentes, il convient de ne pas multiplier les lignes et les conduites.

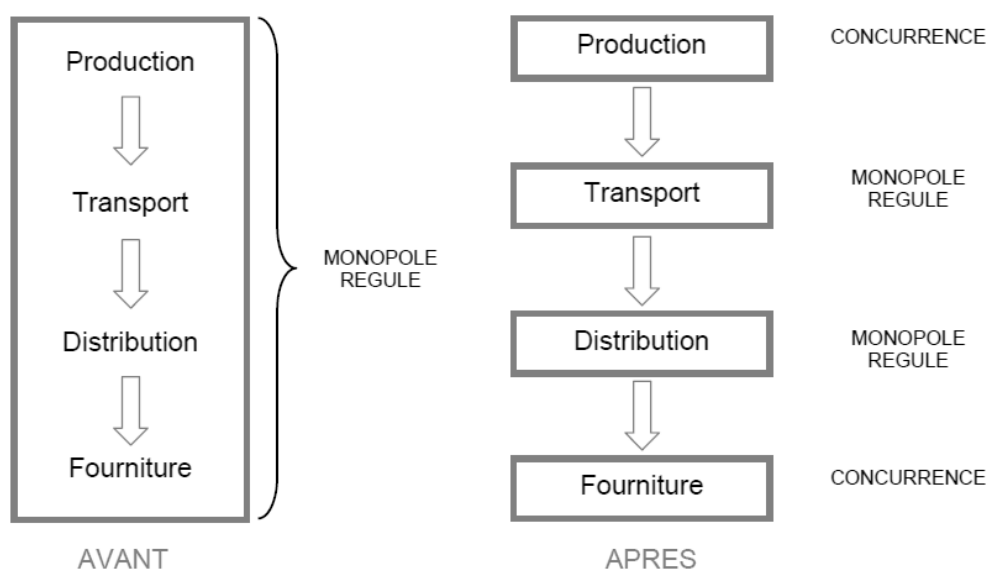


Figure 8 : Structure du marché de l'électricité belge, avant et après libéralisation (SPF Economie, 2009)

Les principaux acteurs du marché de l'électricité libéralisé ainsi que leurs relations physiques et contractuelles sont présentés sur les figures 9 et 10.

Ces acteurs sont les suivants.

- Les producteurs, qui produisent l'électricité pour approvisionner le marché.
- Les « traders », « brokers » et autres intermédiaires, qui interviennent dans la commercialisation de l'électricité, mais ne possèdent pas d'installation de production, de transport ou de distribution.

Les « traders » sont des négociants qui peuvent acheter l'électricité sur le marché de gros et ensuite la revendre sur le marché « semi-gros » ou « retail ». Le trader a l'obligation d'honorer toutes les transactions commerciales et financières passées avec ses clients, il est donc soumis au risque de fluctuation des prix. Les « brokers » sont des courtiers qui mettent en relation les vendeurs et les acheteurs. Il s'agit d'une fonction de pure intermédiation (ni d'achat, ni de vente).

- Belpex est la bourse belge de l'électricité. Cette bourse a pour but d'organiser la rencontre entre les ordres d'achat et de vente soumis par les acteurs du marché. Cette bourse donne aux producteurs, fournisseurs et grands consommateurs industriels la possibilité d'optimiser leur portefeuille à court terme. Le volume négocié sur le Belpex DAM correspond à environ 10 % à 20 % de la consommation totale électrique belge.
- Les « *Access Responsible Parties (ARP)* » ou responsables d'accès, désignés pour un point d'accès sont responsables de mettre en œuvre toutes les mesures raisonnables pour que les injections et prélèvements d'électricité effectués dans leur périmètre soient en permanence à l'équilibre, et ce, quart d'heure par quart d'heure. L'ARP peut être un producteur, un grand consommateur, un fournisseur d'électricité ou un trader.
- Le gestionnaire de réseau de transport (GRT), qui développe, gère et entretient les câbles des lignes électriques dont la tension dépasse 70 kV, assure les échanges internationaux d'électricité et achemine l'énergie à partir des centrales de production vers les réseaux de distribution et les clients approvisionnés en haute tension. En Belgique, un GRT unique a été désigné, en septembre 2002, pour une période de 20 ans : la SA Elia System Operator (Elia).
- Les gestionnaires de réseau de transport régional, de transport local et de distribution (GRD), qui développent, gèrent et entretiennent les câbles des lignes électriques dont la tension est égale ou inférieure à 70 kV et qui amènent l'énergie jusqu'au client alimenté en basse tension. La Belgique compte plusieurs GRD : les anciennes intercommunales (mixtes ou pures) et les régies. Chacun a la responsabilité exclusive d'une portion donnée du territoire belge.
- Les fournisseurs, détenteurs d'une licence de fourniture délivrée par les pouvoirs publics, qui achètent l'énergie au producteur et la vendent aux clients. Ce sont eux qui, désormais, facturent l'électricité aux clients. A noter qu'un fournisseur peut être aussi un producteur.
- Les clients, qui choisissent librement leur fournisseur d'électricité.
- Le régulateur fédéral et les régulateurs régionaux, qui remplissent une double mission :
 - conseiller les autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel ;

- surveiller et contrôler l'application de la législation en la matière.

Ses pouvoirs lui sont conférés par la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et du gaz. Le régulateur n'a pas de relations contractuelles avec les autres acteurs du marché.

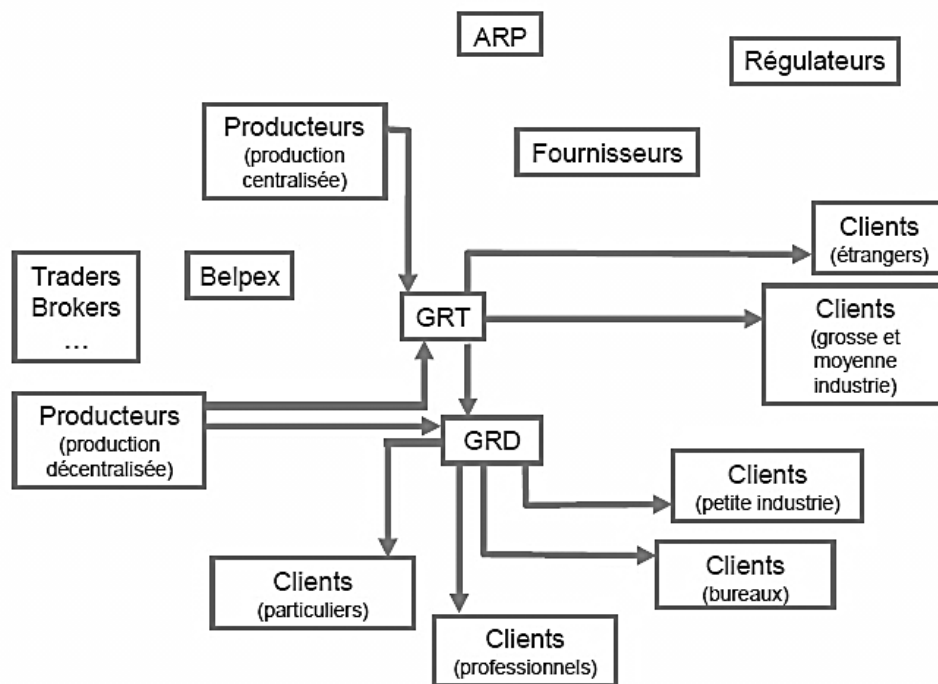


Figure 9 : Principaux acteurs du marché de l'électricité libéralisé et leurs relations (flux physiques) (SPF Economie, 2009)

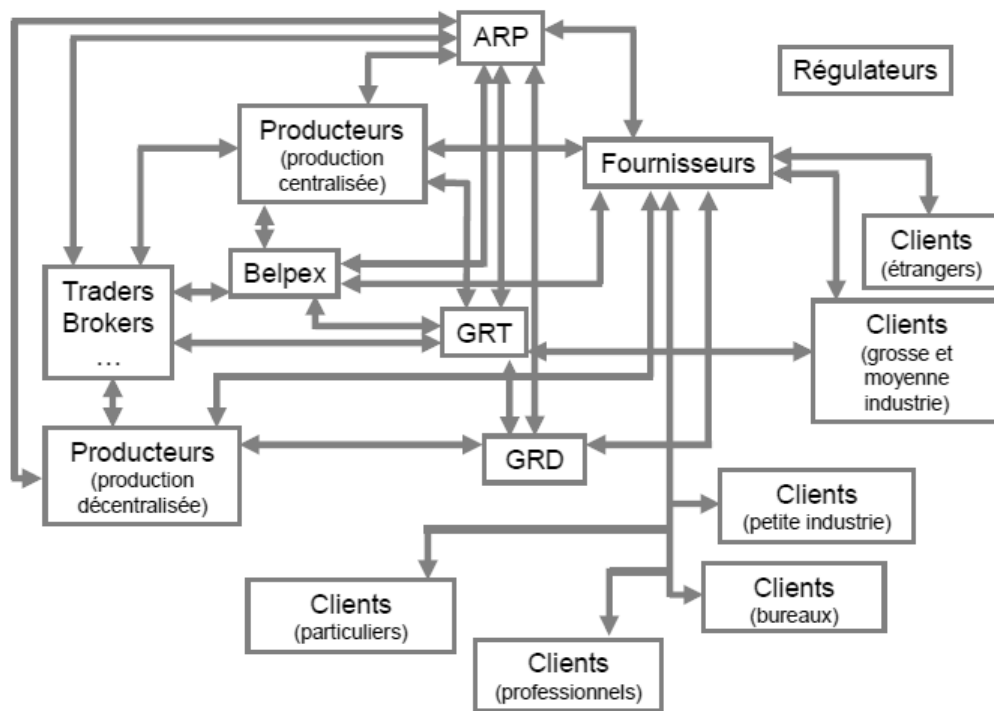


Figure 10 : Les relations contractuelles entre les acteurs du marché (SPF Economie, 2009)

1.3. Le marché de gros ou 'wholesale'

Le marché de l'électricité est divisé en deux segments : le marché de gros (« *wholesale market* ») et le marché résidentiel (« *retail market* »). Dans ce travail, nous n'aborderons que le marché de gros dont les acteurs principaux sont : les producteurs d'électricité, les gestionnaires de réseau (GRT et GRD), les fournisseurs d'énergie, les gros consommateurs industriels ainsi que les traders en énergie et les banques.

Le marché de gros est sous-divisé entre le marché de gré à gré et le marché boursier (figure 11).

Le marché de **gré à gré** est un marché organisé entre les acteurs en dehors du marché boursier. Les produits qui y sont échangés correspondent à des besoins « sur mesure ». Le marché **boursier** est, quant à lui, une plate-forme informatique mettant en relation les différents acteurs du marché et proposant des produits standardisés.

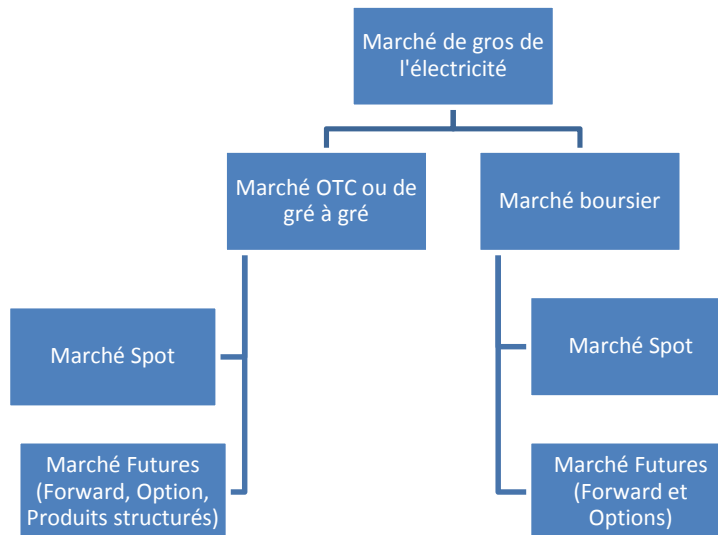


Figure 11 : Schéma du marché de gros de l'électricité (CREG, 2011)

Sur ces marchés, deux types de produits peuvent être échangés :

- ✓ des produits de **long terme** ayant pour échéance le mois suivant, le trimestre suivant, voire même la ou les années suivantes. Il s'agit du marché des dérivés, fournissant une référence de prix de moyen ou long terme et permettant aux acteurs du marché de gérer le « risque prix », soit la volatilité des prix ;
- ✓ des produits de **court terme**, pour chaque heure du lendemain (« *day-ahead* ») ou pour le jour même (« *intra-day* »). Le marché « *intra-day* » est un marché continu qui offre la possibilité aux différents acteurs de réagir à tous les changements inattendus qui interviennent sur le marché, jusqu'à 5 minutes seulement avant le temps réel. Le marché *spot* (qui comprend les marchés *day-ahead* et *intra-day*) fournit une référence de prix de court terme et permet aux différents acteurs de gérer le « risque volume », soit la quantité d'énergie nécessaire à tout moment pour couvrir la demande de leurs clients.

En Belgique, il existe deux bourses distinctes pour ces deux types de produits : le Belpex, une bourse dédiée au marché « *spot* », et l'APX-ENDEX BE, une bourse pour les produits de long terme. Sur la bourse du Belpex, il existe un plafond de prix pour limiter les mouvements extrêmes du prix de l'électricité, soit 3000 €/MWh en positif et -3000 €/MWh en négatif.

Sur le marché day-ahead, 27 % des volumes échangés ont été négociés via la bourse, contre 73 % sur le marché OTC. Sur le marché intra-day, le volume échangé via la bourse s'élève à 35 %, contre 65 % via le marché OTC (CREG, 2011).

2. Les particularités du marché de l'électricité

Malgré que l'électricité s'échange sur des marchés libéralisés comme beaucoup d'autres produits, il ne faut pas oublier qu'il s'agit d'un produit de consommation courante : tout le monde doit pouvoir en disposer et à un prix raisonnable.

De plus, l'électricité présente des particularités physiques qui lui sont propres.

- ✓ De grandes variations de la demande sur le court terme et le long terme liées aux conditions météorologiques, à l'activité économique et au rythme de vie de la population.
- ✓ La non-stockabilité de l'électricité – sauf et de manière très limitée en Belgique grâce aux stations de pompage hydrauliques.
- ✓ Le besoin d'équilibrer l'offre et la demande continuellement en tout point du réseau pour satisfaire les contraintes physiques de tension, de fréquence et de stabilité.
- ✓ L'incapacité pour le gestionnaire de réseau de prévoir et de contrôler la quantité d'énergie consommée par les consommateurs individuels.
- ✓ L'utilisation limitée de la tarification en temps réel pour les petits consommateurs.
- ✓ La volatilité intrinsèque des signaux de prix : le marché de l'électricité peut dans certaines situations ne pas trouver de prix d'équilibre entre l'offre et la demande. Lors de demande de pointe extrême, les consommateurs n'étant pas informés des prix en temps réels ne peuvent donc pas diminuer leur consommation et soulager le marché. A ce moment, il se peut que les courbes d'offre et de demande ne trouvent pas d'intersection (figure 12). Dans cette situation, la courbe de demande est verticale puisque le prix de l'énergie n'a pas d'influence sur la consommation. Ce phénomène a pour conséquence de rendre les prix de l'électricité très volatiles.

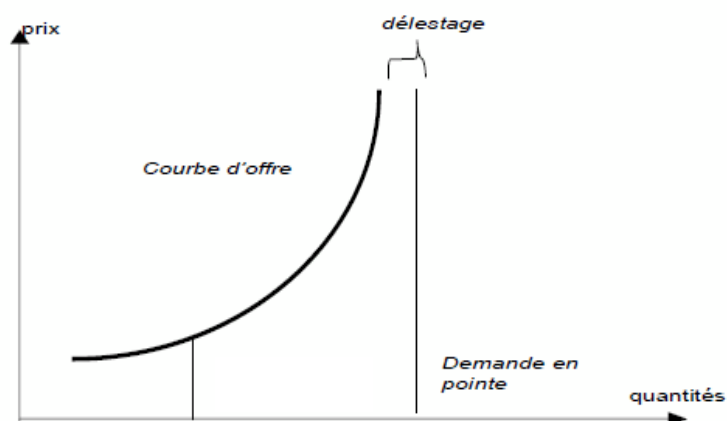


Figure 12 : Inélasticité à court terme de l'offre et de la demande (MARTY, 2006)

3. La sécurité d'approvisionnement, l'adéquation électrique et le risque de « *black-out* »

La **sécurité d'approvisionnement en électricité** correspond à la capacité du système à faire face à des perturbations soudaines, elle peut être assurée par une quantité appropriée de réserves (primaire, secondaire, tertiaire) pour couvrir les fluctuations aléatoires de la demande. La réserve primaire (R1) est la réserve activable très rapidement (0-30 secondes) et sert à maintenir la fréquence, la réserve secondaire (R2) est activable rapidement (30 secondes - 15 minutes) et règle les déséquilibres courants, la réserve tertiaire (R3) est activable en cas d'importants déséquilibres et congestions (Source : *Elia*).

A l'inverse, on peut définir l'**adéquation** comme la capacité du système à couvrir la demande globale à tout moment. Elle est garantie quand les investissements en capacités nouvelles et les imports d'électricité permettent de couvrir les estimations de la demande et ce, à long terme.

Avec l'introduction d'énergie renouvelable dans le mix électrique, un nouvel aspect a dû être intégré dans la gestion de la demande : les capacités de « *back-up* ». En effet, dû à la nature intermittente des énergies renouvelables, des capacités fiables (disponibles 24h/24) sont indispensables pour prendre le relais en cas de conditions météorologiques défavorables. Cependant les capacités conventionnelles utilisées en mode « *back-up* » voient leur rentabilité diminuer en raison de la réduction considérable de leurs heures de fonctionnement.

La problématique est de définir un modèle de marché qui garantit une rémunération juste pour les trois types de capacité permettant l'adéquation du parc productif.

Le risque de « black-out »

Lorsque la sécurité d’approvisionnement n’est pas remplie, cela peut engendrer un « *black-out* » c'est-à-dire une panne de courant à l’échelle nationale ou internationale. Pour illustrer ce concept, nous avons répertorié les plus grands « *black-outs* » de l’histoire, souvent causés par des conditions climatiques sévères et un effet de domino sur le réseau.

- ✓ Le 14 août 2003, une panne d’électricité s’est produite dans les États du nord-est des Etats-Unis. L’élément déclencheur de cette panne vient du manque d’entretien de certaines lignes électriques qui, sous l’effet de la chaleur, se sont dilatées et ont touché des arbres situés sous elles. Cet élément, combiné à une demande d’électricité élevée en raison de fortes charges de climatisation, ainsi qu’à une sous-estimation des prévisions de la demande et une mise hors service de certaines installations de production dans la région a conduit à la plus grande panne de l’histoire du continent américain qui a coûté entre 4 et 10 milliards de dollars aux États-Unis (*GERBEX, 2005*).

- ✓ On a déjà frôlé le « *black-out* » généralisé en Europe, le samedi 4 novembre 2006, quand l’énergéticien allemand « E.On » a mis hors tension deux lignes à très haute tension pour laisser passer un navire de croisière sur la rivière Ems. Cette mise hors service a causé un grave déséquilibre du réseau européen surchargeant les autres lignes toujours en service, s’en est suivi un effet domino. Des délestages touchant dix millions de clients ont été pratiqués afin d’éviter un effondrement complet du réseau électrique européen, d’une ampleur comparable à celui de 2003 aux Etats-Unis. Cette panne n’était pas liée à une insuffisance de capacités de production mais plutôt à la limitation des réseaux de transport et des capacités d’interconnexion entre les différents pays (*MARTY, 2007*).

- ✓ Enfin, le plus grand *black-out* à ce jour s’est produit le 31 juillet 2012, en Inde, où 670 millions de personnes ont été privées d’électricité. Encore une fois, la panne peut être attribuée à une série de facteurs structurels et conjoncturels qui, combinés, ont conduit au « *black-out* ». En effet, structurellement, l’Inde a des difficultés à atteindre ses objectifs de production pour faire face à l’accroissement de sa population. Ensuite, sont venues s’ajouter une sécheresse et une mousson tardive qui ont réduit les capacités hydroélectriques et gonflé les besoins de consommation des agriculteurs (*Y. BOURDILLON, 2012*).

En ce qui concerne la Belgique, la puissance nationale semble, à première vue, amplement suffisante pour répondre au pic de demande maximum si l’on considère les centrales au gaz non exploitées

actuellement pour des raisons économiques (centrales mises sous cocon). Fin 2012, la puissance brute totale de l'ensemble des moyens de production d'électricité belge atteignait au moins 20 686 MW (POLFLIET, 2012). Une partie de la demande de puissance est couverte par l'énergie intermittente. La puissance en énergie solaire atteint environ 2000 MW tandis que la puissance en énergie éolienne (on et offshore) représente 1000 MW. Cela signifie que l'on peut compter sur 17 686 MW de capacité brute disponible en tout temps.

Le graphique ci-dessous (figure 13) montre que le pic de demande maximum atteignait 14 000 MW en 2007 contre 13 400 MW en 2012. Tous les pics annuels se sont produits lors de soirées d'hiver extrêmement froides, entre 18 h et 19 h

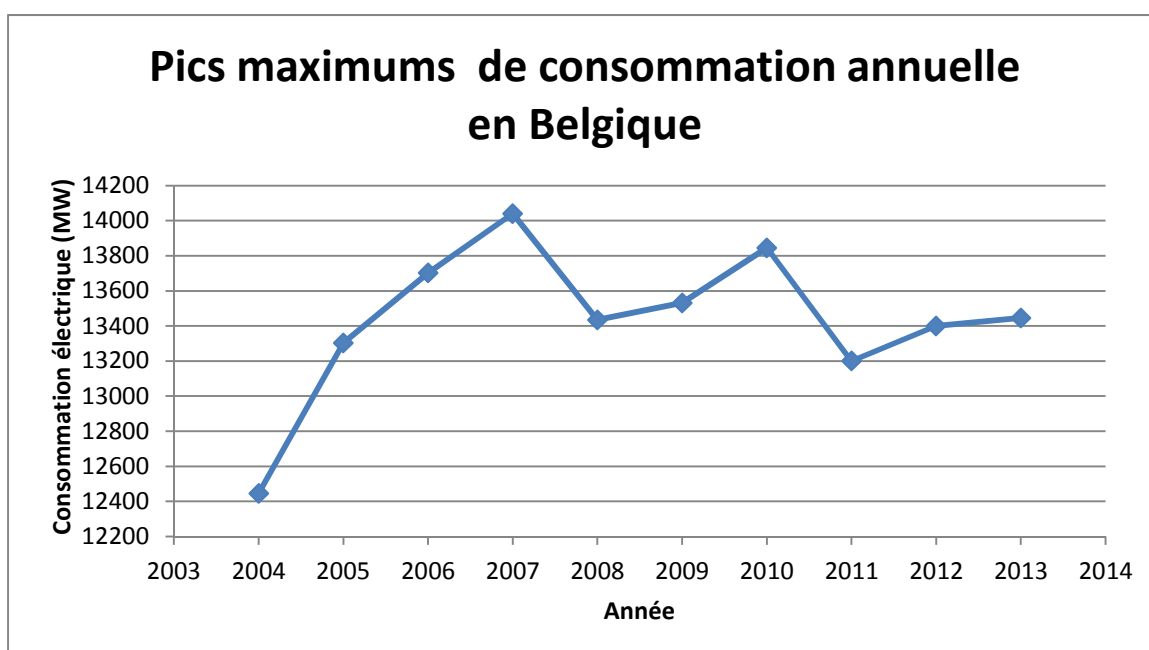


Figure 13 : Pics maximums de consommation annuelle en Belgique de 2004 à 2013 (réalisé par les auteurs sur base de données ELIA)

Ce qui signifie que même avec une perte de puissance de 10 % (consommation propre des centrales et pertes du réseau), la capacité totale semble suffisante pour couvrir les pics de demande. Si l'on tient également compte de la capacité d'importation, on peut encore ajouter 3 500 MW.

Sur base de ces chiffres, nous pourrions conclure que la Belgique possède une large surcapacité. Cependant, si l'on ferme les centrales de Doel 1 et 2 comme prévu en 2015, cela conduirait à une perte de puissance totale d'environ 900 MW. De plus, le vieillissement du parc de production, ainsi que le manque d'investissements pourraient mettre en péril la sécurité d'approvisionnement du pays dans les années à venir (SPF, 2012).

La CREG a souligné, à plusieurs reprises, ce risque de sous-capacité plus particulièrement à partir de 2015-2016. Une solution doit donc être trouvée rapidement car la durée minimum nécessaire à la construction d'une nouvelle unité de production conventionnelle est de 3 ans.

De plus, actuellement, les producteurs ont une forte tendance à arrêter leurs unités de production au gaz, temporairement ou définitivement, par manque de rentabilité. Nous expliquerons, dans la suite de ce travail, pourquoi les centrales au gaz sont de moins en moins rentables dans le contexte de marché actuel, ce qui freine les investissements dans de nouvelles capacités.

Pour garantir l'adéquation électrique, une des solutions mises en avant par de nombreux pays européens est de subventionner les capacités installées ou futures afin d'assurer un certain niveau de capacité (MW). Les divers mécanismes de subventions ou de rémunération seront étudiés dans le cadre de ce mémoire, après avoir identifié les difficultés économiques rencontrées par les centrales au gaz.

Avant d'aborder ces sujets, des notions théoriques sur les marchés électriques sont nécessaires à la compréhension de la problématique.

II. Théorie des marchés électriques

Au cours de notre cursus académique, nous n'avons pas suivi de cours en relation avec la théorie des marchés électriques. C'est pourquoi nous avons recherché dans la littérature des ouvrages de référence pouvant apporter les fondements théoriques nécessaires à la réalisation de ce travail de fin d'études. C'est sur base de l'ouvrage « *Energie : économie et politique* » de Jean-Pierre Hansen et Jacques Percebois que ce chapitre a été réalisé.

1. Le parc de production optimal et structure des coûts de production

Comme développé au point 2 du chapitre précédent, l'électricité possède des propriétés physiques très particulières. Ce sont ces caractéristiques qui déterminent pour l'essentiel ses caractéristiques économiques. Ainsi, la demande d'électricité n'est jamais nulle et cette demande fluctue de manière continue au cours du temps, en fonction des connexions ou déconnexions de nombreux petits clients ou de grands consommateurs.

On peut représenter dans un graphique les puissances successivement appelées par le réseau au cours des 8760 heures d'une année. On appellera cette courbe : la courbe de charge $Q(t)$ [MW] d'un pays donné. Elle aura par exemple la forme suivante (figure 14).

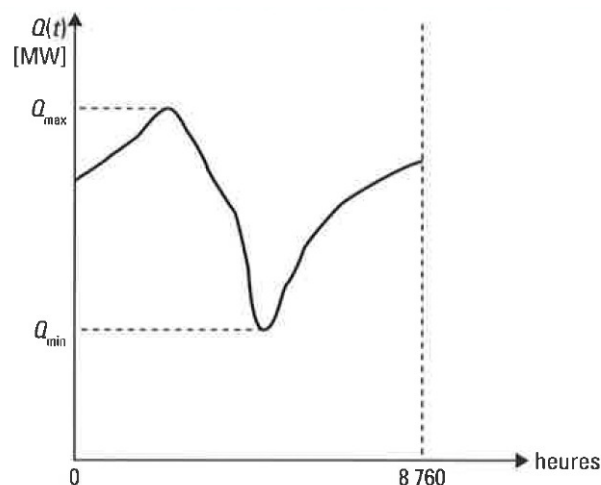


Figure 14 : Courbe de charge (Hansen, 2011)

La courbe de charge d'un pays donné est caractérisée par l'amplitude de la différence entre Q_{max} et Q_{min} : l'écart $Q_{max} - Q_{min}$ sera d'autant plus grand que la demande résidentielle prédominera car c'est elle qui fluctue principalement en fonction des heures et des saisons.

L'énergie totale E consommée au cours de l'année, se calcule par :

$$E[\text{MWh}] = \int_0^{8760} Q(t)dt \quad (2.1)$$

Pour déterminer son parc de production optimal, un producteur doit choisir le nombre et le type de machines de production dont il doit disposer pour assurer à chaque heure de l'année la satisfaction de la puissance appelée, en toute sécurité et au moindre coût. Pour ce faire, il peut choisir, à priori, des centrales de différents types qui se caractérisent par des coûts fixes et des coûts proportionnels différents.

Etudions maintenant la structure des coûts d'une unité de production électrique. Contrairement à la puissance appelée par le réseau $Q(t)$, la courbe de puissance $P(t)$ [MW] d'une machine n'est pas continue. En effet, la production peut être nulle en raison de période de maintenance planifiée ou lors de pannes imprévues. De plus, le « *dispatching central* » du parc de production (gestionnaire de réseau) peut demander de moduler la puissance produite par une machine en fonction des besoins, entre le minimum technique P_{\min} et la puissance nominale P_{nom} qui sont spécifiques à la machine.

Le diagramme de production d'une machine prendra donc la forme suivante (figure 15).

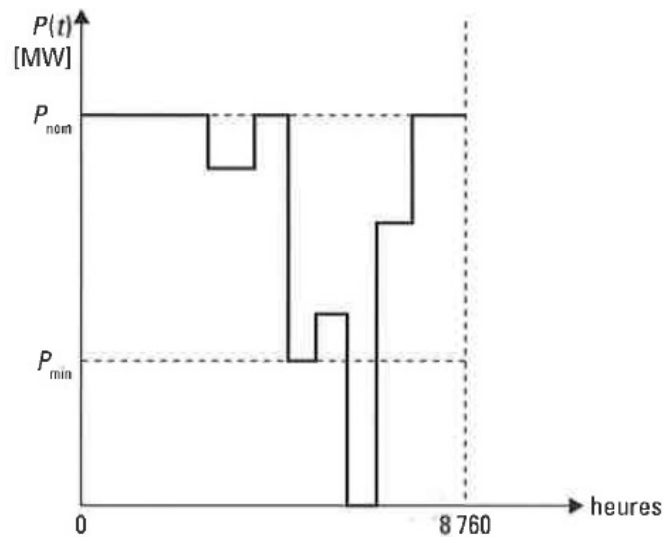


Figure 15 : Diagramme de puissance d'une machine de production au cours d'une année (Hansen, 2011)

Une machine est généralement caractérisée par son utilisation annuelle U [h/an] :

$$U = \frac{E}{P_{\text{nom}}} \quad (2.2)$$

Avec :

- U : utilisation annuelle [h/an]

- E : Energie produite annuellement [MWh/an]
- P_{nom} : Puissance nominale de la machine, puissance maximale garantie par le constructeur [MW]

U indique ainsi l'intensité d'utilisation de la puissance nominale au cours d'une année.

Le coût réel de production d'une machine pour une période donnée dépendra des coûts fixes unitaires K [€/MW.an] de la machine installée, de ses coûts d'exploitation F [€/MW.an] (également fixes), et d'un coût proportionnel c [€/MWh], essentiellement celui du combustible utilisé. Chaque machine peut donc se caractériser par un diagramme représentant les dépenses totales annuelles D correspondantes (figure 16):

$$D \left[\frac{\text{€}}{\text{MW} \cdot \text{an}} \right] = (K + F) + c \cdot U \quad (2.3)$$

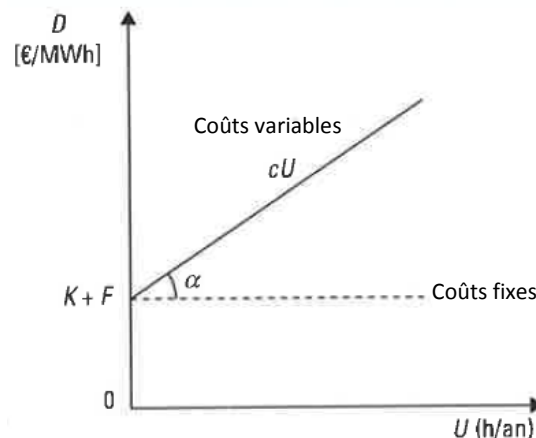


Figure 16 : Diagramme des dépenses totales annuelles D en fonction de son utilisation U (Hansen, 2011)

Pour satisfaire, en temps réel, une demande qui connaît de fortes variations, un parc de production doit disposer de différents types de machines. Pour répondre à la demande de base, c'est-à-dire pour fournir la puissance Q_{min} de la figure 14, il est plus efficace d'utiliser des moyens de production dont les coûts variables (coût de production d'un Mégawattheure supplémentaire appelé aussi « coût marginal ») sont faibles, mais dont les coûts fixes sont élevés. Au contraire, pour satisfaire les pics de demande (Q_{max} de la figure 14), il faut avoir recours à des technologies dont les coûts fixes sont faibles puisqu'on les utilise très peu au cours de l'année, mais dont les coûts variables sont élevés. La figure 17 illustre ce principe.

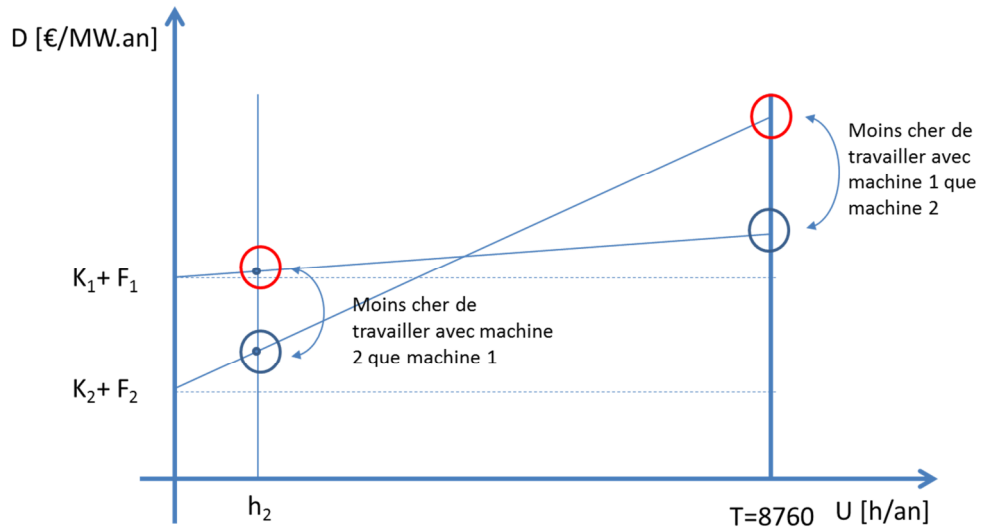


Figure 17 : Diagramme des dépenses totales annuelles D en fonction de l'utilisation U pour deux types de machine (réalisé par les auteurs)

La figure 18 illustre la répartition des coûts fixes (investissement) et variables (combustible et exploitation) pour les différents types de combustibles conventionnels : gaz, charbon et nucléaire. Ainsi, le nucléaire sera utilisé pour répondre à la demande de base du réseau (faibles coûts variables et coûts d'investissements élevés) et le gaz servira plutôt pour couvrir la pointe (coûts variables élevés et plus faibles coûts d'investissement).

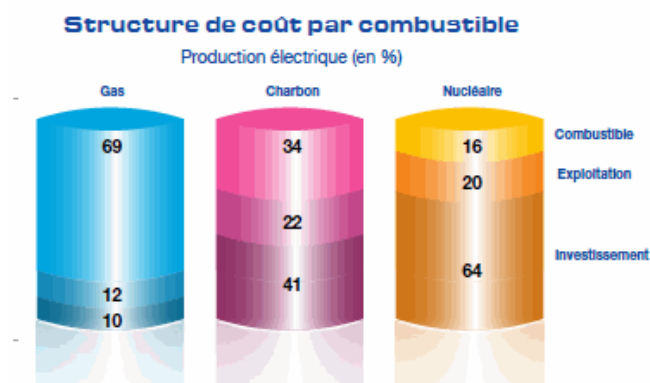


Figure 18 : Structure des coûts fixes et variables selon différentes technologies (BNS, 2012)

On peut donc conclure que la structure du parc productif optimal sera déterminée par les coûts variables et fixes des différentes technologies de production et par la demande. Cependant il n'existe pas de parc optimal universel, il dépend du contexte économique de chaque pays, de la disponibilité

des ressources (par exemple hydrauliques) et des possibilités d'échanges avec les pays voisins. Le parc optimal est celui qui permet de répondre à tout moment à la demande et ce, au meilleur prix.

2. Coût marginal et rentes

Nous allons maintenant définir deux notions importantes dans l'économie des marchés électriques qui nous seront indispensables dans la suite de ce travail : le coût marginal et les rentes.

2.1. Le coût marginal

Le coût marginal (C_m) de production de l'électricité est défini comme l'évolution du coût total (CT) suite à un changement de la quantité produite (Q). Les coûts totaux comprennent les coûts fixes (CF) et les coûts variables (CV), soit $CT = CV + CF$.

Le coût marginal c_m s'écrit donc :

$$c_m = \frac{\partial CT}{\partial Q} \quad (2.4)$$

Vu que seuls les coûts variables dépendent de la quantité, l'équation peut se reformuler :

$$c_m = \frac{\partial CV}{\partial Q} \quad (2.5)$$

Le coût marginal dépend de la période considérée afin d'évaluer le changement de la quantité produite. Dans le très court terme, le coût marginal correspond aux coûts variables de court terme, c'est-à-dire aux coûts :

- du combustible pour produire une unité d'électricité ;
- d'achat de quotas de CO₂, si applicable ;
- d'acheminement du combustible du lieu de stockage jusqu'au brûleur ;
- de certains frais pour l'opérationnel et l'entretien.

2.2. Les rentes

Afin d'illustrer le concept de rente, considérons des technologies différentes de production électrique : technologie de type 1, 2, 3 et 4. Comme illustré sur le graphique ci-dessous, (figure 19)

ordonnons ces technologies par productivité décroissante, ordre de priorité selon lequel les unités de production sont utilisées.

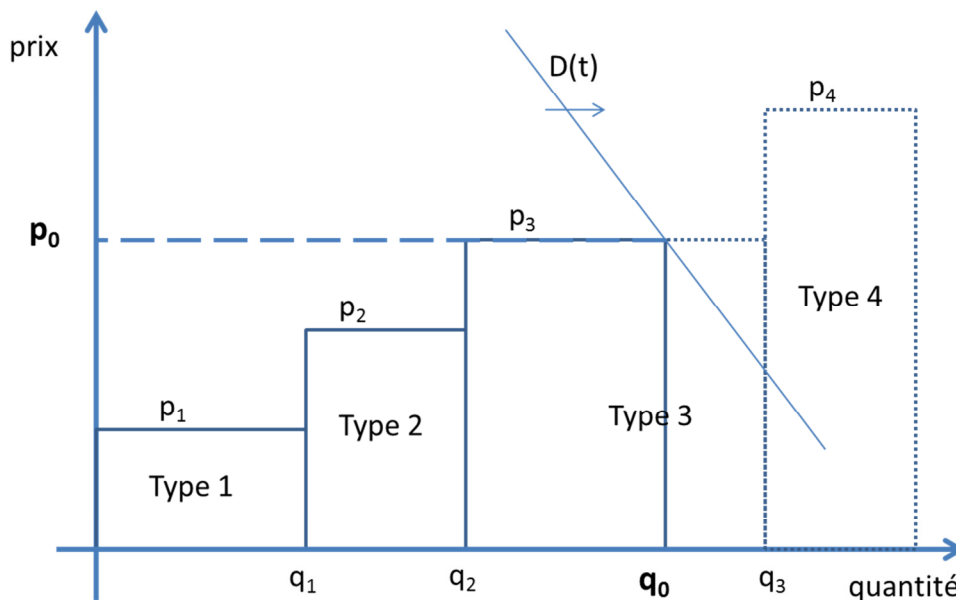


Figure 19 : Graphique du prix de l'électricité en fonction du type de technologie appelée (réalisé par les auteurs)

Sur le graphique ci-dessus, les coûts de production de la technologie de type « n+1 » sont supérieurs à ceux de la technologie de type « n » (par exemple les coûts de la technologie de type 2 > coûts de la technologie de type 1) et l'on note les quantités maximales produites par q_1 , q_2 , q_3 . Les prix nécessaires pour mettre en route successivement ces capacités de production seront ceux qui assureront à chaque producteur la couverture de ses coûts d'exploitation, plus une rémunération des capitaux qu'il a engagés. On aura :

$$p_1 < p_2 < p_3 \dots$$

Si la demande D à instant donné correspond à une quantité q_0 (voir droite $D(t)$ sur figure 19), sa satisfaction nécessitera les outils de type 1 et de type 2 ainsi qu'une partie des outils de production de type 3. Certains outils de type 3 resteront à l'arrêt.

Dans le cas illustré à la figure 19, le prix d'équilibre du marché p_0 correspondant à q_0 sera égale à p_3 , prix qui assure à l'outil de production marginal, c'est-à-dire le dernier appelé (dans ce cas le numéro 3), la couverture de l'ensemble de ses coûts.

En effet,

- si $p_0 < p_3$, aucun producteur n'exploiterait l'outil numéro 3 et le déficit d'offre augmenterait le prix du marché ;
- si $p_0 > p_3$, il y aurait une augmentation du nombre de producteurs sur les outils de type 3 toujours disponibles et une baisse du prix du marché.

Les différences entre $p_0 (= p_3)$ et p_1 et, p_0 et p_2 sont appelées les rentes différentielles perçues par les outils de type 1 et 2. Dans le secteur de l'électricité, on les appelle **les rentes infra marginales**. Celles – ci sont illustrée en hachuré sur le graphique ci-dessous (figure 20).

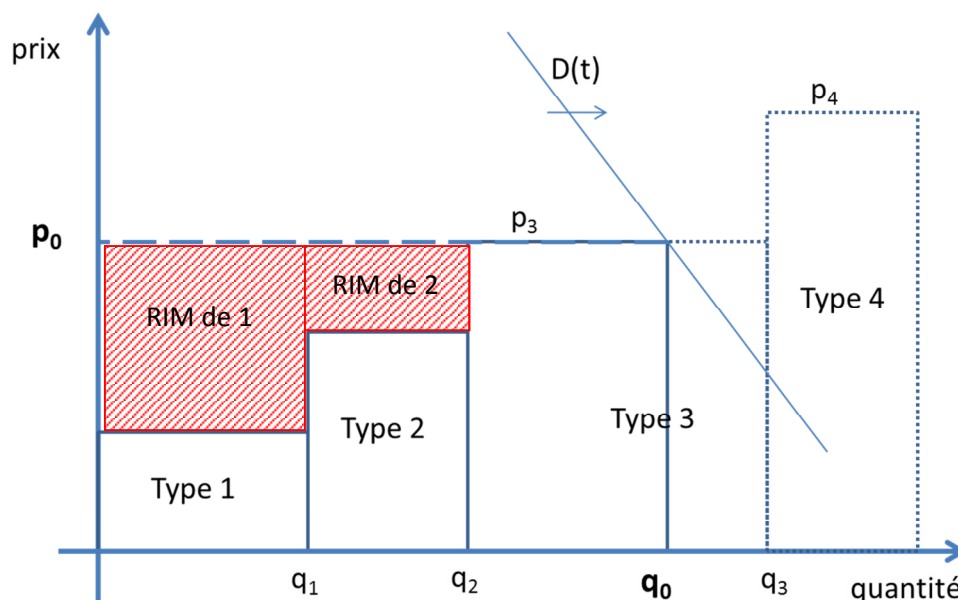


Figure 20 : illustration des rentes infra marginales (RIM) perçues par les unités de type 1 et 2 lorsque la demande q_0 s'équilibre à p_3 .

Il est à noter que si la demande $D(t)$ augmentait au cours du temps, il faudrait exploiter les outils de production 4 à un prix $p_4 > p_3$ et le prix de marché serait p_4 , ce qui générerait une rente différentielle pour l'outil 3, $(p_4 - p_3)$, et l'augmenterait pour les outils 1 et 2.

2.3. Théorie des rentes infra marginales

Deux notions également importantes dans l'économie de l'électricité sont la notion de LOLP « *Lost of load probability* » et la notion de VOLL « *Value of lost load* ».

Pour présenter ces notions au lecteur, partons de la situation suivante (voir figure 21) :

- formons une courbe représentative des puissances appelées, supposée linéaire ;
- considérons trois types d'équipements indicés 1, 2 et 3 dont les charges fixes (amortissement économique, charges financières et d'exploitation) sont respectivement K_1 , K_2 , K_3 [€/MWh.an] et considérons des coûts d'exploitation c_1 , c_2 , c_3 [€/MWh] ;
- considérons que le prix de vente de l'électricité est déterminé par le coût marginal de l'unité marginale.

Pendant un nombre d'heures égales à $T=8760$ heures, les technologies 1, 2 et 3 sont utilisées pour couvrir la demande. La puissance maximale couverte par la somme de ces technologies est de $(x_1 + x_2 + x_3)$ (MW).

A un certain niveau de demande, l'offre ne pourra pas satisfaire toute la demande. Il y aura alors une défaillance de puissance pour cette partie non couverte. Plus spécifiquement sur le graphique ci-dessous, pendant un nombre d'heures h_3 (sur le graphique, entre 0 et h_3), on ne satisfait qu'une partie de la demande $(x_1 + x_2 + x_3)$ (MW). Il y a défaillance de puissance à concurrence de AB [MW] et ce, pendant h_3 [h].

$$AB \text{ [MW]} = P_{max} - (x_1 + x_2 + x_3) \quad (2.6)$$

avec P_{max} , le point A sur le graphique ci-dessous.

On trouve donc en divisant h_3 par T (soit $\frac{h_3}{T}$ (%)) un pourcentage qui s'interprète comme la LOLP : « *lost of load probability* », la probabilité que la demande excède l'offre pendant une période donnée.

L'énergie non satisfaite pendant les h_3 heures sera égale à :

$$E_{non\ satisfaite} \text{ [MWh]} = \frac{1}{2} h_3 [P_{max} - (x_1 + x_2 + x_3)], \quad (2.7)$$

correspondant à la surface du triangle ABC.

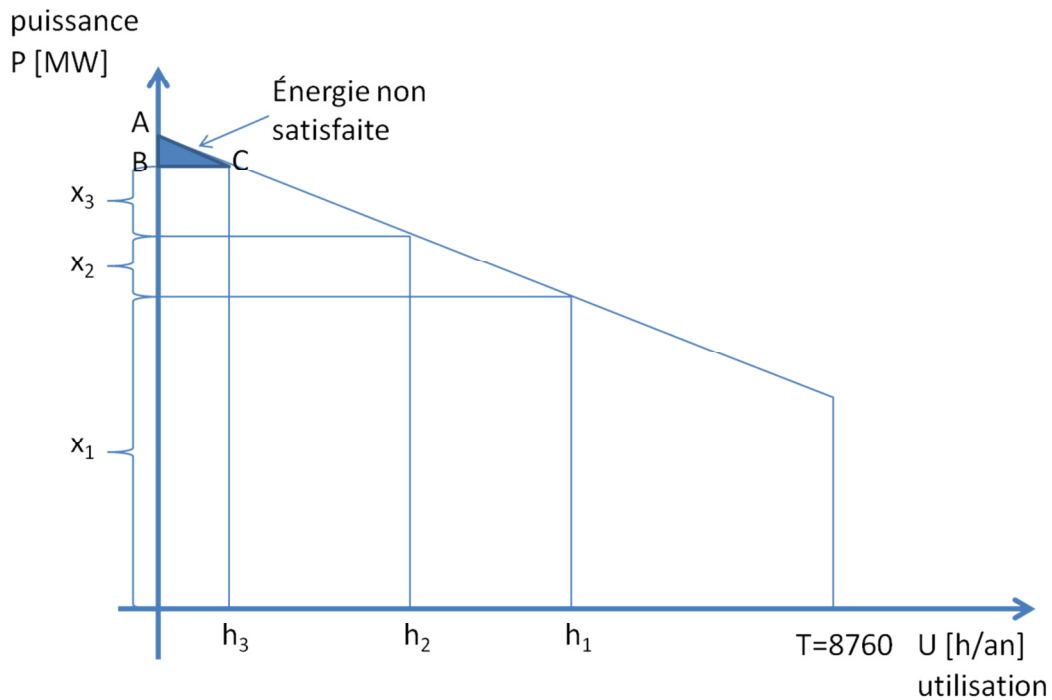


Figure 21: Construction graphique pour mettre en évidence l'énergie non satisfaite (réalisé par les auteurs sur base de l'ouvrage de référence HANSEN, 2011)

De même, établissons ci-dessous le graphique des dépenses relatives à ces trois types d'équipements en fonction de leur utilisation, les courbes 1, 2 et 3 sur la figure 22. On observe que l'on peut attacher un coût d'opportunité à l'énergie non satisfaite. On notera ce coût d'opportunité PC [€/MWh]. Il peut se représenter par une droite passant par l'origine, c'est-à-dire sans frais fixes. Dans le vocabulaire, cette droite s'interprète comme le coût de l'énergie défaillante, la VOLL « *value of lost load* » traduisant une sorte de coût sociétal de voir non satisfaite une partie de la demande.

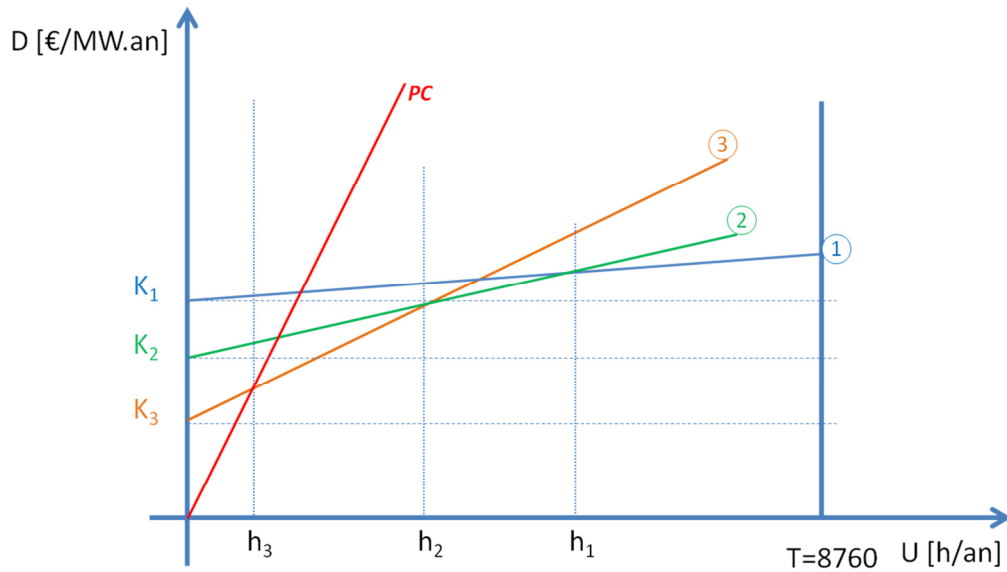


Figure 22: Graphique des dépenses en fonction de l'utilisation et illustration du coût de l'énergie défaillante (réalisé par les auteurs sur base de l'ouvrage de référence HANSEN, 2011)

Les coûts (variables et fixes) des différents types d'unité déterminent le nombre d'heures de fonctionnement optimal de chacun des équipements et ainsi de l'ensemble du parc, compte tenu d'un coût PC de l'énergie non fournie.

Le parc optimal se détermine en mobilisant :

- x_1 MW de capacité de type 1 fonctionnant entre h_1 et T heures (par exemple, le nucléaire)
- x_2 MW de capacité de type 2 fonctionnant entre h_2 ($< h_1$) et h_1 (le charbon par exemple)
- x_3 MW de capacité de type 3 fonctionnant entre h_3 ($< h_2$) et h_2 (les centrales au gaz par exemple)

et en « tolérant » une défaillance entre 0 et h_3 .

Dans les exemples choisis, prenons pour hypothèse que $K_1 > K_2 > K_3$ et $c_1 < c_2 < c_3$. Le prix de l'électricité est supposé déterminé par les coûts de fonctionnement de la machine marginale, soit :

c_1 pendant $(T - h_1)$ heures

c_2 pendant $(T - h_2)$ heures

c_3 pendant $(T - h_3)$ heures

PC pendant h_3 heures.

Chaque machine fait un profit π lorsqu'elle n'est pas en situation de machine marginale (machine marginale : dernière machine appelée). Ce profit a une nature de rente différentielle ou autrement dit, de rente infra marginale.

Les rentes infra marginales sont nécessaires aux producteurs pour recouvrir leurs coûts fixes. On peut démontrer cette nécessité en calculant les rentes infra marginales de chaque équipement.

Par exemple, pour l'équipement 1 (le nucléaire), la rente infra marginale sera égale à :

- $C_1 - C_1 = 0$ pendant $(T - h_1)$ heures (1 est marginal)
- $C_2 - C_1$ pendant $(h_1 - h_2)$ heures (2 est marginal)
- $C_3 - C_1$ pendant $(h_2 - h_3)$ heures (3 est marginal)
- $PC - C_1$ pendant h_3 heures

On calcule le profit réalisé par 1 MW de l'équipement 1 en multipliant la rente infra marginale [€/MWh] par le temps [h] pendant lequel elle se manifeste :

$$\pi_1 = (c_2 - c_1)(h_1 - h_2) + (c_3 - c_1)(h_2 - h_3) + (PC - c_1)h_3 - K_1 \quad (2.8)$$

Comme on peut observer sur la figure 22, les coûts totaux de 1 et 2 sont égaux pour une durée de fonctionnement de h_1 heures (puisque les droites de 1 et 2 se croisent) :

$$K_1 + c_1 h_1 = K_2 + c_2 h_1 \quad (2.9)$$

Et donc :

$$h_1 = \frac{K_1 - K_2}{c_2 - c_1} \quad (2.10)$$

De la même manière, les intersections des droites 2 et 3, et 3 et PC donnent :

$$K_2 + c_2 h_2 = K_3 + c_3 h_2 \quad (2.11)$$

$$h_2 = \frac{K_2 - K_3}{c_3 - c_2} \quad (2.12)$$

Et,

$$K_3 + c_3 h_3 = PC h_3 \quad (2.13)$$

$$h_3 = \frac{K_3}{PC - c_3} \quad (2.14)$$

En soustrayant (2.10) et (2.12), on obtient :

$$(h_1 - h_2) = \frac{(K_1 - K_2)}{(c_2 - c_1)} - \frac{(K_2 - K_3)}{c_3 - c_2} \quad (2.15)$$

En multipliant les deux membres par $(c_2 - c_1)$, on obtient :

$$(c_2 - c_1)(h_1 - h_2) = (K_1 - K_2) - \frac{c_2 - c_1}{c_3 - c_2} (K_2 - K_3) \quad (2.16)$$

De la même façon en réalisant (2.12) - (2.14), on a :

$$(h_2 - h_3) = \frac{(K_2 - K_3)}{(c_3 - c_2)} - \frac{K_3}{PC - c_3} \quad (2.17)$$

En multipliant les deux membres par $(c_3 - c_1)$, on obtient :

$$(c_3 - c_1)(h_2 - h_3) = \frac{c_3 - c_1}{c_3 - c_2} (K_2 - K_3) - \frac{c_3 - c_1}{PC - c_3} K_3 \quad (2.18)$$

Enfin, en multipliant les deux membres de l'équation (2.14) par $(PC - c_1)$, on trouve

$$(PC - c_1) h_3 = \frac{PC - c_1}{PC - c_3} \cdot K_3 \quad (2.19)$$

On peut dès lors calculer le profit π_1 en plaçant (2.16), (2.18) et (2.19) dans (2.8) :

$$\begin{aligned} \pi_1 = & \left[(K_1 - K_2) - \frac{c_2 - c_1}{c_3 - c_2} K_2 + \frac{c_2 - c_1}{c_3 - c_2} K_3 + \frac{c_3 - c_1}{c_3 - c_2} K_2 - \frac{c_3 - c_1}{c_3 - c_2} K_3 \right. \\ & \left. - \frac{c_3 - c_1}{PC - c_3} K_3 + \frac{PC - c_1}{PC - c_3} K_3 \right] - K_1 \end{aligned} \quad (2.20)$$

Si l'on développe, on obtient :

$$\begin{aligned} \pi_1 = & \left[(K_1 - K_2) + \frac{c_3 - c_1 - c_2 + c_1}{c_3 - c_2} K_2 + \frac{-c_3 + c_1 + c_2 - c_1}{c_3 - c_2} K_3 \right. \\ & \left. + \frac{PC - c_1 - c_3 + c_1}{PC - c_3} K_3 \right] - K_1 \end{aligned} \quad (2.21)$$

Et on vérifie que, après simplification :

$$\pi_1 = 0 \quad (2.22)$$

Un calcul identique montrerait que :

$$\pi_2 = \pi_3 = 0 \quad (2. 23)$$

Cette démonstration illustre le principe économique suivant lequel la somme des rentes infra marginales de chaque équipement ne sert qu'à couvrir ses charges d'investissement et donc à assurer, pas plus pas moins, le renouvellement du parc optimal initial. Cela nous permet de conclure que c'est la présence des rentes infra marginales qui permet de couvrir l'ensemble des frais fixes du parc optimal, alors même que le prix auquel on se réfère est le coût marginal de l'unité marginale. Il apparaît donc que le prélèvement de ces rentes infra marginales par les autorités conduirait à l'impossibilité d'assurer la continuité de l'investissement optimal.

3. L'offre et la demande sur le marché électrique (Hypothèse d'un marché « parfait »)

Dans un marché fonctionnant *parfaitement*, les signaux de prix de l'énergie vendue et achetée sur le marché doivent non seulement assurer le niveau adéquat de puissance disponible, mais aussi la combinaison optimale des différentes technologies mobilisées.

Le marché peut se trouver dans diverses situations :

- Il existe un prix de marché

Celui-ci équilibre les transactions d'offre et de demande en énergie et est égal au *coût marginal* de l'unité marginale. La figure 23 illustre un exemple de courbe de demande et d'offre, cette dernière étant composée de trois machines rangées en ordre croissant de coûts marginaux.

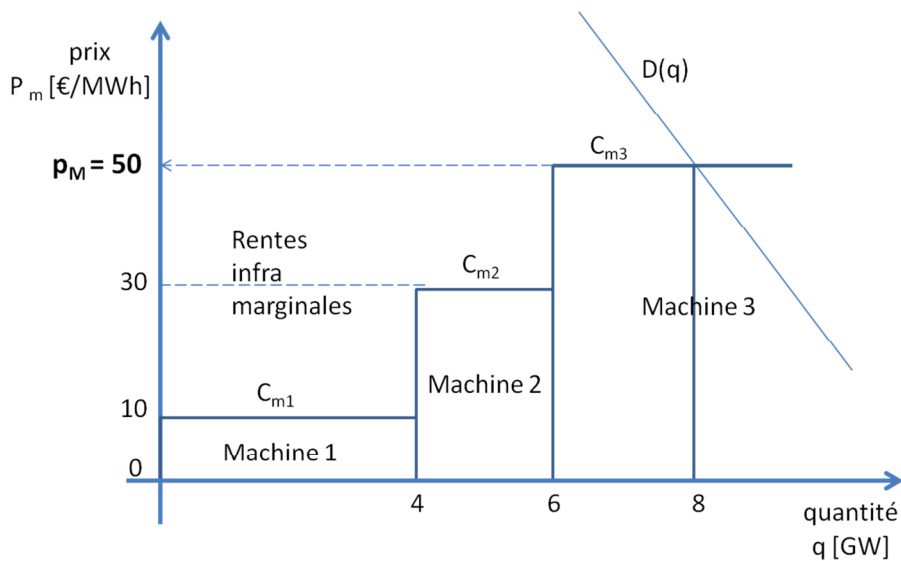


Figure 23 : Graphique illustrant les rentes infra marginales (réalisé par les auteurs sur base de l'ouvrage de référence HANSEN, 2011)

Selon la figure 23, les rentes infra marginales valent :

$$R_{IM1} = 50 - 10 = 40 \quad (2.24)$$

$$R_{IM2} = 50 - 30 = 20 \quad (2.25)$$

$$R_{IM3} = 50 - 50 = 0 \quad (2.26)$$

Les unités infra marginales génèrent des rentes infra marginales, qui sont nécessaires comme nous l'avons démontré ci-avant pour couvrir les coûts fixes des unités. Ces rentes ne vont se manifester que quand le prix de marché dépasse leurs coûts marginaux respectifs.

- Fixation du prix du marché par la demande

Dans l'exemple de la figure 24, on peut voir qu'avec un prix de 30 €/MWh, il y a un excès de demande de :

$$14 - 10 = 4 \text{ GW} \quad (2.27)$$

Cependant, selon la courbe de demande on remarque que certains consommateurs sont prêts à payer 70 €/MWh.

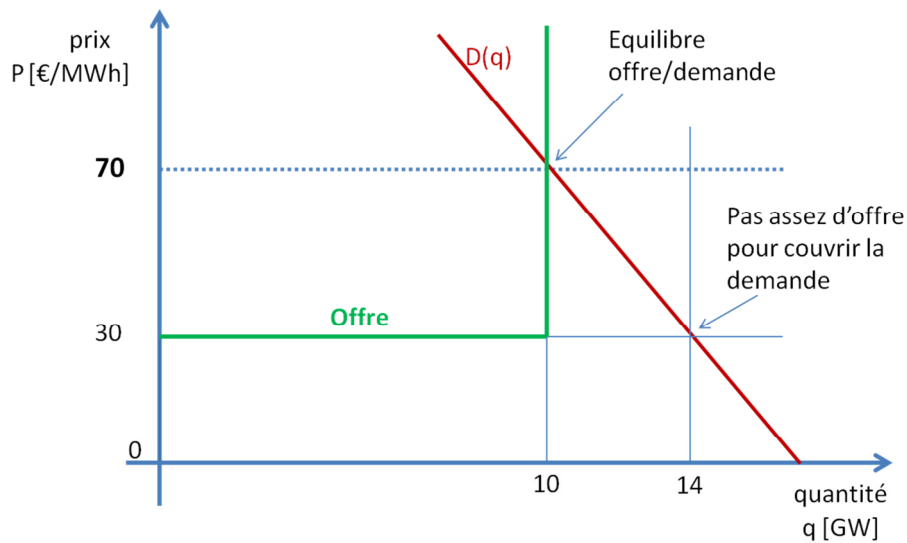


Figure 24 : Fixation du prix du marché par la demande (réalisé par les auteurs sur base de l'ouvrage de référence HANSEN, 2011)

Selon la courbe d'offre, le prix de la concurrence à partir de 10 GW est supérieur à 30 €/MWh. L'opération de confrontation des offres et demandes est répétée par les différents acteurs, avec différents prix, jusqu'à ce que le prix atteigne 70 €/MWh. A ce prix, la quantité demandée est de 10 GW et l'offre aussi. Pour tout prix supérieur, la demande diminuera. Dans ce cas, le prix équilibre donc bien offre et demande.

Mais par rapport à la situation précédente, on peut se poser la question de savoir si ce prix est égal au coût marginal. Tout ce que l'on peut dire avec cette forme de courbe d'offre, c'est que le prix s'établira à un montant supérieur ou égal à 30 €/MWh. Jean-Pierre Hansen et Jacques Percebois concluent dans leur ouvrage (HANSEN, 2011) : « Il n'y a pas de contradiction entre prix et coût marginal, mais on ne peut pas montrer qu'ils sont égaux. Le rapprochement de l'offre et de la demande détermine le prix de manière non ambiguë, bien que le coût marginal, lui, soit indéterminé : on sait seulement qu'il est supérieur à 30 €/MWh. » Dans cette situation de marché, le prix égalise offre et demande, mais n'est plus égal au coût marginal.

- Généralisation

En généralisant cette réflexion avec plusieurs types de machines de production, on obtient la figure ci-dessous (figure 25). On peut observer qu'il y a équilibre offre-demande au prix de 70 €/MWh. A ce prix, on observe des rentes infra marginales R_{IM} pour chacune des machines (uniquement pour les unités non marginales), mais aussi une rente de rareté R_r . Cette rente de rareté traduit des prix

élevés, nécessaires pour limiter la capacité demandée et ainsi retrouver l'équilibre. En effet, la théorie des marchés compétitifs prévoit que l'équilibre doit se faire par la gestion de la demande.

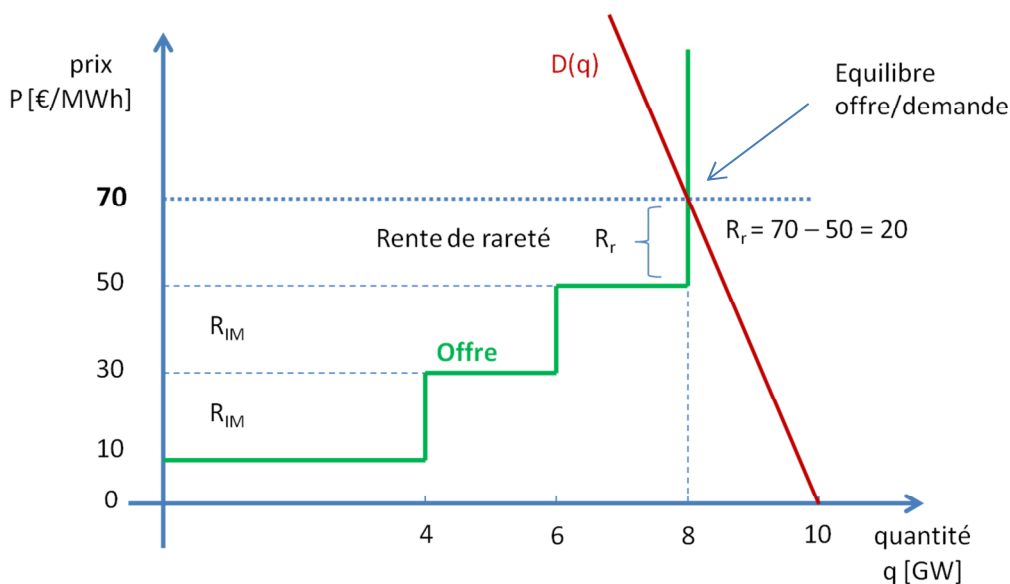


Figure 25 : L'offre et la demande : généralisation avec plusieurs machines et illustration de la rente de rareté (réalisé par les auteurs sur base de l'ouvrage de référence HANSEN, 2011)

On montrera dans le point suivant que, comme pour les rentes infra marginales, les rentes de rareté sont nécessaires pour couvrir les coûts fixes et variables du parc lorsque le prix d'équilibre dépasse celui du coût marginal.

Les caractéristiques physiques et économiques très particulières de l'électricité et notamment :

- les fortes variations de la demande au cours de l'année ;
- la non-stockabilité ;
- la nécessité d'assurer les balances physiques en tout point du réseau pour conserver la fréquence et la tension du système ;
- l'impossibilité de contrôler les flux de puissance/énergie vers la plupart des clients individuels ;

conduisent à se poser légitimement la question de savoir si les marchés sont réellement capables de fournir en temps adéquat les différents signaux requis pour optimiser le parc de production, en incitant à l'investissement par exemple.

On va montrer sur base d'un contre-exemple, que dans un marché réel, il existe des imperfections qui ne permettent pas aux producteurs d'obtenir les marges infra marginales nécessaires pour couvrir les coûts fixes et variables.

4. Imperfections du marché et « *Missing Money* »

Ce contre-exemple est connu sous le nom de « *Missing Money* », identifié par P. Joskow comme étant « l'un des éléments majeurs pouvant (re)mettre en question l'efficacité économique et la fiabilité des marchés libéralisés de l'électricité aux Etats-Unis » (P. JOSKOW, 2008).

Ce « manque à gagner » est lié à une limitation du fonctionnement du marché : celle qui, dans la réalité, n'autorise pas (régulateur, opinion...) la facturation des prix élevés correspondant aux rentes de rareté. Ces rentes de rareté sont issues de l'excès de demande par rapport à la capacité disponible à un instant donné et s'expriment lorsque le marché ne répond pas au signal en diminuant la demande.

Dans l'exemple d'équilibre entre rentes infra marginales et totalité des coûts (voir section 2.2.1), il n'y a ni excès ni défaut de recettes, car on a supposé connu et appliqué le prix de la défaillance, exprimé en [€/MWh], la VOLL. Cette notion peut être représentée par une droite passant par l'origine (figure 22). En économie électrique de marché, on peut donner une autre signification à cette droite PC : le prix [€/MWh] susceptible d'équilibrer le marché par **effacement volontaire** de la demande.

Si pour des raisons techniques, comportementales ou institutionnelles, ce mécanisme d'équilibrage (effacement) ne fonctionne pas, la pointe devra être assurée par une machine dite « de pointe » dont les coûts fixes sont faibles mais dont le coût du combustible est très élevé. Cette machine de pointe ne fonctionnera à priori qu'un nombre d'heures très limité (par exemple de l'ordre de 20 heures par an).

Si l'on appelle K_3 et c_3 , les coûts fixes et proportionnels de cette machine de pointe, la question du calcul de l'optimum se pose comme précédemment : soit trouver x_1 , x_2 , x_3 (MW) à l'équilibre de marché, sans intervention (ni donc de paiement) d'un montant PC pendant h_3 heures. Illustrons cette situation au moyen des deux figures suivantes.

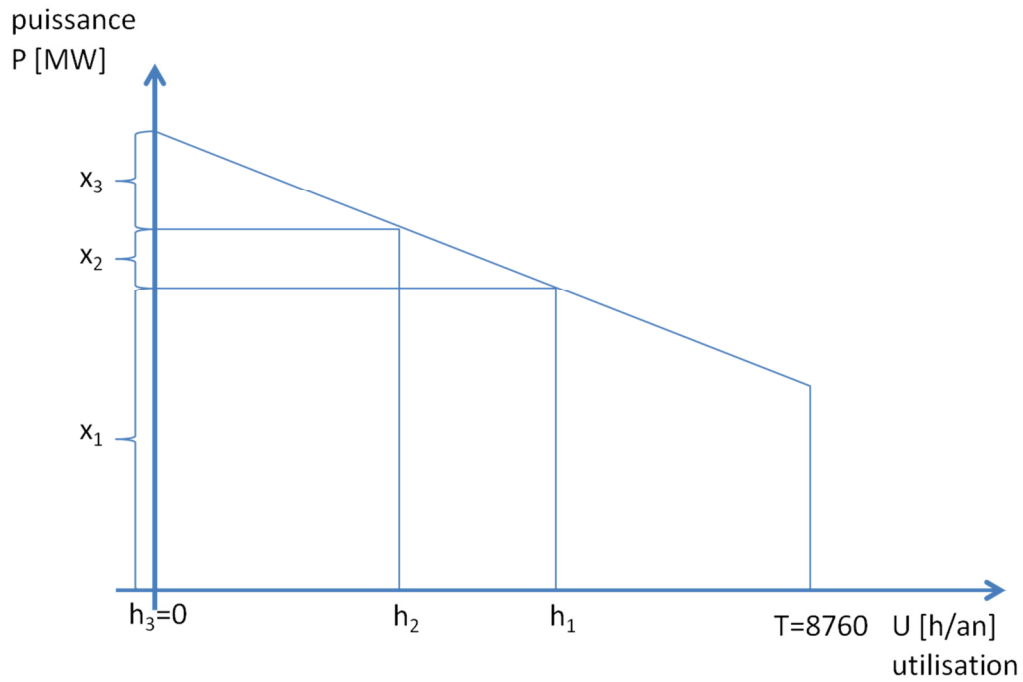


Figure 26 : Répartition de la puissance dans un parc optimal avec unités couvrant la pointe (réalisé par les auteurs)

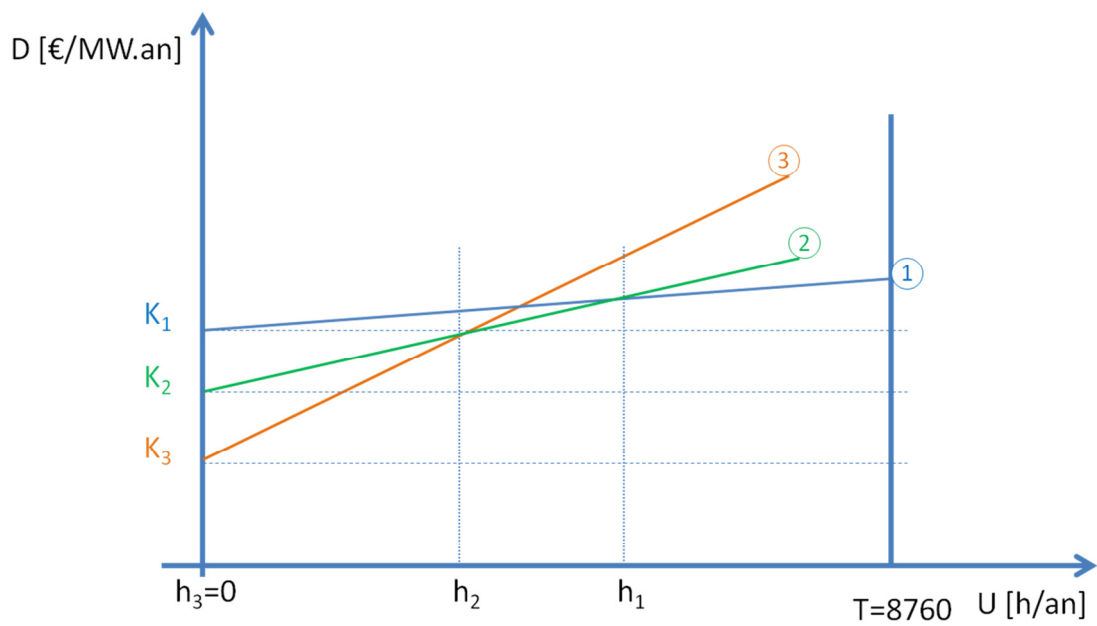


Figure 27 : Dépenses du parc optimal avec unités couvrant la pointe (réalisé par les auteurs)

On calcule comme vu précédemment en (2. 10) et (2. 12) :

$$h_1 = \frac{K_1 - K_2}{c_2 - c_1} \quad (2. 28)$$

$$h_2 = \frac{K_2 - K_3}{c_3 - c_2} \quad (2. 29)$$

Mais on ne peut plus écrire comme en (2. 14) :

$$h_3 = \frac{K_3}{PC - c_3} \quad (2. 30)$$

Puisque PC n'est pas défini, h_3 ne l'est pas non plus.

De la même façon qu'en (2. 8), le profit π_1 réalisé pour 1 MW de l'équipement 1 se calcule donc avec :

$$\pi_1 = (c_2 - c_1) (h_1 - h_2) + (c_3 - c_1) (h_2 - h_3) - K_1 \quad (2. 31)$$

Si l'on suppose qu'il n'y a pas d'effacement correspondant à h_3 , par imperfection du marché (la demande « ne répond pas »), on aura $h_3 = 0$ et (2. 31) devient :

$$\pi_1 = (c_2 - c_1) (h_1 - h_2) + (c_3 - c_1) h_2 - K_1 \quad (2. 32)$$

En remplaçant (2. 28) et (2. 29) dans (2. 32), on a :

$$\pi_1 = (c_2 - c_1) \left(\frac{K_1 - K_2}{c_2 - c_1} \right) + (c_3 - c_2) \left(\frac{K_2 - K_3}{c_3 - c_2} \right) - K_1 \quad (2. 33)$$

Et donc :

$$\pi_1 = K_1 - K_2 + K_2 - K_3 - K_1 \quad (2. 34)$$

Ou encore :

$$\pi_1 = -K_3 \quad (2. 35)$$

On calculera de même :

$$\pi_2 = -K_3 \quad (2. 36)$$

Quant au profit de l'unité de pointe, il est aussi de $-K_3$, puisque le revenu qu'il reçoit est soit de 0 quand il ne tourne pas, soit son coût variable lorsqu'il tourne.

Par rapport à la situation d'équilibre décrite dans la partie (2.2.1), il y aura un manque de recette (« *Missing Money* », noté MM) pour le parc de production de :

$$MM[\text{€}] = (x_1 K_3 + x_2 K_3 + x_3 K_3) \quad (2.37)$$

correspondant aux frais fixes de l'unité de pointe qu'il a été nécessaire d'installer multiplié par la capacité totale du parc de production. L'existence de ce manque à gagner vient du fait que le « marché » ne répond pas aux sollicitations de gestion de la demande. Il est à noter également que K_3 s'applique à l'ensemble des puissances mobilisées ($x_1 + x_2 + x_3$), et pas uniquement sur x_3 : ce sont donc les 3 unités (1,2 et 3) qui souffrent de ce manque de rémunération.

On peut résumer cette analyse comme suit.

- Lorsque le gestionnaire de réseau élabore un parc optimal et tolère une défaillance de fourniture dont le coût sociétal est représenté par PC (droite passant par l'origine) alors, la somme des rentes infra marginales est nulle. Ce qui veut dire que la rémunération du système sur base d'un prix égal au coût marginal suffit à couvrir ses coûts fixes et ses coûts d'exploitation.
- En économie électrique de marché, la signification correspondante de PC est un *signal prix* envoyé à la clientèle pour qu'elle s'efface aux heures de super-pointe : si le marché répond, il y a également équilibre.
- Par contre, si pour des raisons diverses, le marché ne répond pas et que la pointe doit être réellement couverte par une unité de pointe (« *peaker* »), la tarification au coût marginal ne couvre pas tous les coûts fixes ; en d'autres termes, la valeur de la défaillance ne s'exprime pas sur le marché.
- Bien sûr, il y aura éventuellement « *Missing Money* » que si l'on admet que la formation des prix doit assurer la conservation de l'outil, c'est-à-dire la possibilité de reconstruire un parc optimal. Si l'on autorise l'appauvrissement de l'investissement, le problème ne se pose pas... mais d'autres problèmes surgiront par la suite.

Le remède à cette « *Missing Money* » n'est pas de faire payer une somme forfaitaire du type $\sum_i x_i / K$ mais d'insérer dans le prix un montant qui assure la couverture de cette somme. En fait, il réside dans le fait d'accepter (autorité, régulateurs, consommateurs...) des prix qui non seulement couvrent les rentes infra marginales mais aussi les rentes de rareté. Dans la

pratique, cette question est complexe : en cas de forte hausse des prix, le régulateur peut avoir des difficultés à distinguer « l'effet de rareté » et « stratégie délibérée de retraits de capacités » pour volontairement créer une rareté.

P. Joskow a identifié ce problème du « *Missing Money* » et propose plusieurs réformes institutionnelles ou organisationnelles pour remédier à cette situation, et notamment, l'instauration de mécanismes de rémunération de la capacité susceptible de fournir un revenu supplémentaire aux producteurs, et donc aux investisseurs.

Avant d'entrer dans l'analyse des mécanismes proprement dits, nous allons illustrer, sur base d'exemples concrets, le manque de rentabilité des centrales thermiques au gaz dans le contexte actuel du marché de l'électricité.

III. Analyse du manque de rentabilité des centrales thermiques au gaz et impact sur l'adéquation électrique

Après avoir informé le lecteur du contexte actuel de production électrique belge ainsi qu'après avoir donné les notions théoriques nécessaires à la compréhension de la problématique, entrons maintenant dans le cœur du sujet. Notre démarche dans ce chapitre vise à comprendre pourquoi, à l'heure actuelle, les centrales au gaz deviennent de moins en moins rentables, pouvant mettre à mal l'adéquation du parc électrique d'un pays.

1. Contexte actuel des centrales au gaz

Nous avons recherché dans l'actualité des exemples de centrales au gaz qui seront fermées prochainement ou mises sous cocon. Les exemples sont nombreux et reflètent une situation économique critique pour ces technologies :

- ✓ en ce début d'année, EDF Luminus a annoncé que la centrale TGV de Seraing sera mise sous cocon à partir de juillet 2014,
- ✓ Electrabel a annoncé au même moment les fermetures d'une centrale à Flémalle et à Ruien,
- ✓ Eon annonce également la fermeture de sa centrale de Vilvoorde.

C'est dans le même contexte, que le groupe hollandais Eneco hésite à construire deux centrales TGV de 465 MW à Beringen alors que le permis leur a été délivré en 2011 et expire en 2016. Christophe Degrez, CEO d'Eneco Belgium explique dans un article de L'Echos (*P. LAWSON, 2013*) : «*Nous avons effectivement obtenu le permis, mais l'investissement est en stand-by, car le plan Energie du secrétaire d'Etat Melchior Wathelet ne nous rassure pas tellement pour l'instant. Il n'est pas très clair et nous voulons être sûrs que le gouvernement suivant ne va pas tout remettre en cause* ». Pour lui, viennent s'ajouter au manque de lisibilité politique, des circonstances économiques défavorables qui ne garantissent pas des rendements suffisants au projet, qui représente un investissement de près de 850 millions d'euros.

2. Difficultés économiques des centrales au gaz

Dans cette partie, nous abordons les raisons pour lesquelles le contexte économique actuel des centrales au gaz n'est plus favorable : d'une part la libéralisation du marché de l'électricité ne permet pas aujourd'hui de produire des incitations suffisantes pour susciter des investissements dans de

nouvelles unités et d'autre part, l'arrivée massive des énergies renouvelables qui, prioritaires, réduisent le nombre d'heures de fonctionnement des unités existantes. Enfin, notons également que le prix du gaz est à la hausse depuis 2012 et que le prix de l'électricité est assez bas, ce qui accentue les difficultés économiques de ces technologies.

2.1. Les marchés libéralisés

Le marché de l'électricité a subi des changements fondamentaux ces vingt dernières années dans la plupart des pays du monde : mesure de libéralisation dans les pays développés, ou encore des mesures de privatisation ou de modifications structurelles... Il est difficile d'en donner une vue synthétique tant les mesures prises, les décisions et les mises en œuvre pratiques ont été différentes, et parfois contradictoires dans chaque pays.

Comme le mentionne J. Hansen et J. Percebois dans leur ouvrage (*HANSEN, 2011*) en parlant de la libéralisation du marché de l'électricité en Europe : « si le recours au marché plutôt qu'à la planification (ancien système) est choisi pour introduire la concurrence dans le but de rendre le secteur plus efficace, alors il faut se demander si – et à quelles conditions – un *marché efficient peut remplacer un planificateur idéal*, pour un bien aussi spécifique que l'électricité ».

Les réponses données par les auteurs sont résumées ci-dessous :

- En régime de planification, il était admis que compte tenu de la non-stockabilité de l'électricité ainsi que de la fiabilité imparfaite des machines et des réseaux, qu'il n'était pas possible d'assurer toujours et pour tout le monde la couverture de la demande ; il était logique de considérer que les coûts nécessaires pour assurer une fiabilité supérieure par exemple à 98 % du temps auraient dépassé la valeur économique et sociale de cette énergie non fournie, la VOLL [€/MWh].
- Le système de marché (libéralisé) doit résoudre les mêmes problèmes par ses seuls outils (les prix et les décisions), puisque la physique sous-jacente est strictement inchangée.
- Dès lors, la seule possibilité est d'admettre que les excursions de prix au-delà du coût marginal peuvent, en période de rareté, atteindre le niveau de la VOLL et qu'à ce prix le marché répondra spontanément par un effacement de la demande pour ramener les prix sous la VOLL, puis au niveau du coût marginal après la période de tension offre-demande.

- Or, dans la réalité, les choses ne se passent pas ainsi puisque les autorités, le régulateur, les responsables des marchés d'échange (bourse), voire les acteurs eux-mêmes, hésitent à pratiquer les prix qui seraient pourtant (quelques heures par an) révélateurs de rareté. Celle-ci ne peut donc s'exprimer sur le marché.
- Dès lors, le signal de prix perçu par ce marché est biaisé et inefficace : il ne conduit ni à **l'effacement spontané**, ni à la **rémunération suffisante des équipements** pour maintenir un **parc optimal**. Ce phénomène est observé dans la quasi-totalité des marchés. Nous avons démontré dans le deuxième chapitre de ce travail que l'inefficacité du marché conduit à un manque de recette pour les unités de production correspondant au « *Missing Money* ».

Les interventions publiques sont nombreuses pour éviter les fortes hausses de prix en cas de demande de pointe, notamment car il est difficile de distinguer si les hausses de prix sont liées à des tensions offre-demande ou à l'exercice d'un pouvoir de marché. C'est la raison pour laquelle, les pouvoirs publics fixent des plafonds de prix sur le marché *spot*.

De plus, l'électricité étant un bien nécessaire à tous, une hausse de prix vertigineuse en cas de forte demande n'est pas socialement tolérée.

Ces plafonds (*cap*) ont pour effet de diminuer les rentes infra marginales et de rareté, réduisant ainsi la rentabilité des centrales qui ne couvrent plus leurs coûts fixes. Les revenus perçus par les producteurs ne conduisent donc pas toujours à couvrir l'investissement des équipements, nécessaire à leur maintien en activité.

2.2. Impact de la production intermittente

La politique énergétique européenne prévoit la promotion des sources d'énergies renouvelables via des directives soumises aux pays membres. Celles-ci imposent aux pays, et plus particulièrement à la Belgique, une part de 13 % d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans sa consommation totale en 2020, ainsi qu'une part de 10 % dans le secteur du transport. La définition de ces objectifs a amorcé une transition énergétique majeure dans les pays européens.

Le développement des énergies intermittentes n'est pourtant pas sans conséquence sur le reste du système électrique, d'un point de vue technique et économique.

Comme mentionnée au préalable, l'intermittence de ces moyens de production nécessite de prévoir des capacités de « *back-up* » pour pallier les absences de productions. En effet, la production

intermittente est aléatoire et très peu prévisible à plus d'un jour. D'un point de vue technico-économique, les centrales au gaz sont considérées comme étant les capacités le plus à même de gérer cette intermittence grâce à leur grande flexibilité (démarrage rapide) et leurs faibles émissions de CO₂.

Si les énergies intermittentes ne participent que très peu à la sûreté du système électrique et n'ont donc qu'une très faible valeur de capacité, elles produisent néanmoins une part importante de l'électricité au détriment des autres actifs de semi-base (typiquement les actifs gaz). La production d'électricité renouvelable conduit à une réduction forte de la productivité des actifs de semi-base car celles-ci sont appelées plus rarement. C'est la raison pour laquelle l'arrivée massive d'énergie renouvelable accentue le manque de rentabilité des centrales au gaz.

Illustrons ce phénomène grâce à la notion de « *Merit Order* ».

La logique dite de « *Merit Order* » est définie comme l'ordre d'appel aux différentes unités de production électriques, au fur et à mesure de la demande croissante, en fonction de leurs coûts marginaux croissants. Suivant cette logique, les premières unités de production appelées sont celles produisant l'électricité dite « fatale », c'est-à-dire l'électricité « perdue » si elle n'est pas utilisée à un instant donné (hydraulique au fil de l'eau, éolien et solaire). Les centrales nucléaires, aux coûts marginaux faibles, sont ensuite appelées. Enfin, les centrales thermiques (à charbon, à gaz, voire au fioul) qui produisent de l'électricité aux pics de consommation sont placées en queue de « *Merit Order* ».

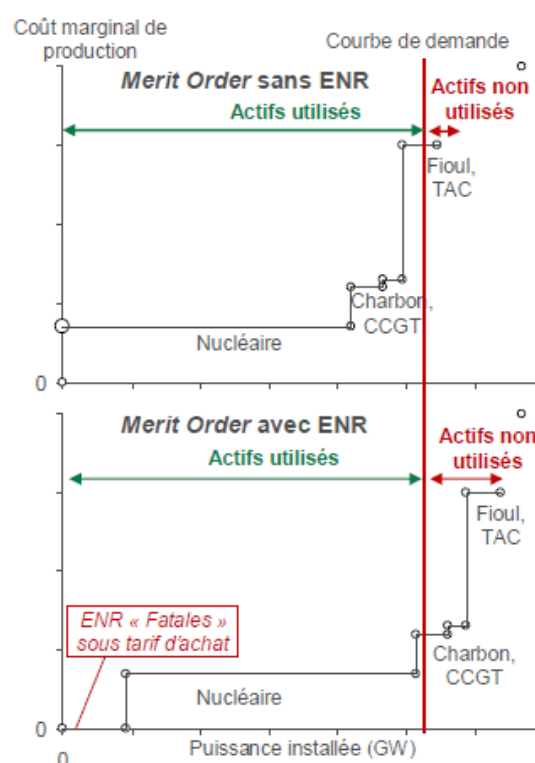


Figure 28 : Effet de l'intégration d'énergies renouvelables dans le mix énergétique sur le merit order (E-cube, 2012)

On peut voir, sur la figure 28, que sans l'intégration des énergies renouvelables (Merit Order sans ENR, graphique supérieur), pour une demande fixée (ligne verticale rouge), les unités appelées seront : le nucléaire, les actifs de semi-base (CCGT : « *combined cycle Gas turbine* » et charbon) et enfin une partie des actifs au fioul et TAC (turbine à combustion). Sur la seconde partie du graphique

(Merit Order avec ENR), l'énergie intermittente y est intégrée et occupe logiquement la tête du « Merit Order » car son coût marginal est quasi nul. Dans ce cas, on remarque sur le graphique que les actifs de semi-base sont quasiment inutilisés. Cet exemple nous montre que lorsqu'on intègre les énergies renouvelables à coût marginal très faible dans le parc énergétique, le nombre d'heures de service des autres actifs est réduit. Cette évolution est appelée le « *merit order effect* ». Rappelons que les unités de semi-base et de pointe sont nécessaires dans le parc de production pour pallier à l'intermittence des énergies renouvelables (unités de « *back-up* »).

Conjointement à cette baisse du nombre d'heures d'utilisation des actifs de semi-base et de pointe, on peut voir sur la figure ci-dessous que le développement massif des énergies renouvelables, de coût marginal quasi nul, pourrait avoir un effet important sur le prix du marché et par conséquent réduire les rentes infra-marginales. La figure 29 schématise ce phénomène : l'intégration des énergies renouvelables dans le mix énergétique (*Merit Order avec ENR*) provoque une perte de revenus des actifs de base/semi-base (hachures rouges) par une diminution de la rente infra-marginale.

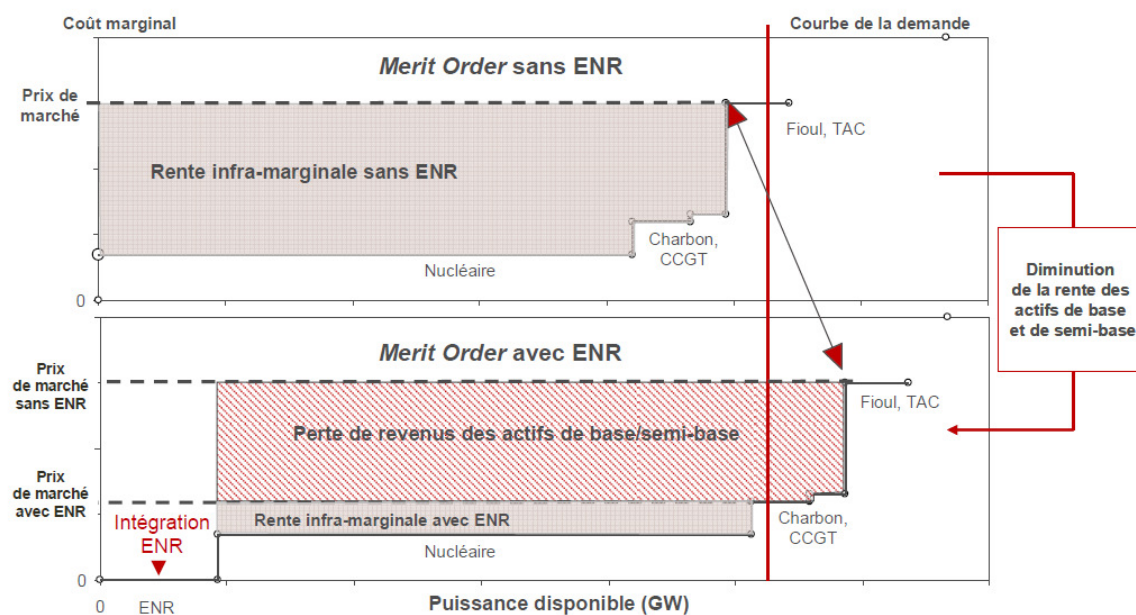


Figure 29 : L'effet des énergies renouvelables sur la rente infra marginale (E-cube, 2012)

Pour conclure, nous avons relevé au point 2 de ce chapitre que la diminution de la rentabilité des centrales au gaz est liée :

- Au dysfonctionnement d'un marché libéralisé qui empêche les trop fortes hausses de prix en cas de forte tension offre-demande. Ces prix élevés (quelques heures par an)

seraient pourtant nécessaires pour couvrir les coûts fixes des centrales de pointe et de semi-pointe via les rentes infra-marginales et de rareté.

- A l'arrivée des énergies intermittentes qui sont prioritaires dans le « *merit order* ». Les unités classiques, indispensables pour couvrir la demande notamment quand les conditions météorologiques ne permettent pas une production renouvelable significative, doivent donc atteindre leur rentabilité en ayant plus d'incertitudes sur leur niveau de production.
- La hausse des prix du gaz et la baisse des prix de l'électricité.

Illustrons ces principes grâce aux notions de coût marginal de long terme et de « *Clean Spark Spread* », définies ci-après. Ces deux paramètres nous permettront de démontrer sur base d'une analyse chiffrée les difficultés économiques de ces technologies. Enfin, à la fin de ce chapitre, nous analyserons la rentabilité d'une centrale TGV grâce aux informations de recettes et de coûts reçues par Electrabel.

3. Exemples chiffrés : illustration du manque de rentabilité des centrales au gaz

Trois études de cas, suggérées par un responsable d'Electrabel, nous permettront d'appuyer les raisonnements théoriques et les faits cités ci-dessus. Ces exemples chiffrés nous permettront de mettre en évidence les difficultés économiques des centrales au gaz dans le contexte de marché actuel.

3.1. Calcul du coût marginal de long terme des unités de production électrique

Le coût marginal de long terme peut être défini comme le revenu nécessaire aux unités de production sur toute leur durée de vie permettant d'atteindre l'équilibre de rentabilité ($VAN = 0$).

Nous avons calculé ce revenu moyen pour chacune des technologies de production électrique du parc de production belge. Pour ce faire, nous avons recherché des données relatives aux coûts fixes et variables des différentes unités, à leur durée de vie, aux prix des combustibles et du CO_2 , au nombre d'heures de fonctionnement des équipements ainsi qu'à leurs rendements. Certaines de ces données ont été trouvées sur internet (*CREG, Elia, Energy Data...*), d'autres proviennent de l'ouvrage de référence de J-P Hansen et J. Percebois (*Hansen, 2011*) et enfin certaines nous ont été transmises

par Electrabel. Toutes ces données sont résumées dans le tableau ci-dessous en fonction des différentes technologies de production électrique.

	Unité	Nucléaire	Eolien onshore	Eolien offshore	Charbon	TGV	TAG
Données techniques							
Capacité	Mwnet	1400	2	5	750	480	150
Rendement	%	33%			41%	57%	38%
Coût d'investissement	€/kWnet	2928	1677	4343	1523	763	520
Durée de vie	années	40	25	20	40	30	30
Coût fixe d'opération et de maintenance	€/kWnet	65			15	11	11
Coût variable d'opération et de maintenance	€/MWh	1,2	14,9	31,5	2	1,5	0,4
Donnée additionnelles							
Taux d'émission de CO2	kg/GJi	0	0	0	93	56	56
Prix du combustible	€/MWh	3			10,0	27	27
Prix du CO2	€/tonne	5	5	5	5	5	5
Nombre d'heure de fonctionnement	heure	7446	2278	3767	7446	2000	1000
Taux d'intérêt		8%	8%	8%	8%	8%	8%

Figure 30 : Données techniques relatives aux technologies de production électrique (réalisé par les auteurs)

Certaines unités de production nécessiteront d'importants investissements mais seront meilleures marché en terme de combustible utilisé, c'est le cas notamment des centrales nucléaires, tandis que d'autres unités auront les caractéristiques inverses, par exemple les centrales thermiques au gaz.

Sur base de ces informations, nous pouvons calculer le coût marginal de long terme C_m^{LT} d'une unité. Par définition, le coût marginal de long terme est le coût complet de production (€/MWh) d'une nouvelle unité installée, comprenant la somme des coûts fixes et variables (Hansen, 2011). Plus simplement, il représente le revenu nécessaire sur la durée de vie de l'équipement qui permet de le rentabiliser.

Nous avons appliqué la formule citée dans l'ouvrage de J. Hansen et J. Percebois (Hansen, 2011) :

$$C_m^{LT} = \frac{p_f}{\eta} + \left[\frac{p_{CO_2}}{\eta} \cdot FE_{CO_2} \right] + CVOM + \frac{CFOM}{U} + \frac{aI}{U} \quad (3.1)$$

Avec :

- p_f le coût du combustible utilisé, exprimé en €/MWh
- η le rendement thermique total de l'unité (%)
- p_{CO_2} le prix de la tonne de CO₂ émis (€/t)
- FE_{CO_2} le facteur d'émission du combustible considéré (t/MWh)
- $CVOM$ la partie variable des frais d'entretien et d'opération (€/MWh)

- *CFOM* leur partie fixe (€/MW)
- *a* l'annuité correspondant à $i = 8\%$ et *I* le coût unitaire d'investissement (€/MW)
- *U* l'utilisation de la machine (h/an)

Le taux d'intérêt est pris arbitrairement à 8 %. Celui-ci correspond au coût moyen pondéré du capital (CMPC ou WACC : « weighted average cost of capital ») défini comme le taux de rentabilité annuel moyen attendu par les actionnaires en retour de leur investissement. Nous avons pris comme hypothèse que le taux de 8 % est identique pour chacune des technologies, bien que celui-ci varie en réalité légèrement en fonction des types d'unité de production. Cette valeur nous a été confirmée par un responsable financier d'Electrabel.

L'annuité *a* [€/kW] se calcule de la façon suivante :

$$a \text{ [€ / kW]} = \frac{I}{1 - \frac{1}{(1+i)^x}} \cdot i \quad (3.2)$$

avec *x*, la durée de vie de l'équipement considéré [an].

L'annuité par heure de fonctionnement *A* [€/MWh] s'écrit donc :

$$A \text{ [€/MWh]} = \frac{a \cdot 1000}{U} \quad (3.3)$$

Le coût variable total, CVT [€/MWh] sera calculé de la manière suivante :

$$CVT \text{ [€/MWh]} = \frac{p_f}{\eta} + CVOM + \left[\frac{p_{CO_2}}{\eta} \cdot FECO_2 \right] \quad (3.4)$$

Le coût fixe total, CFT [€/MWh] sera calculé de la manière suivante :

$$CFT \text{ [€/MWh]} = \frac{CFOM}{U} \quad (3.5)$$

Le coût marginal de long terme [€/MWh] est la somme de ces différents paramètres :

$$C_m^{LT} \text{ [€/MWh]} = A + CVT + CFT \quad (3.6)$$

Les résultats sont résumés dans le tableau ci-dessous (figure 31).

	Unité	Nucléaire	Eolien onshore	Eolien offshore	Charbon	TGV	TAG
Calculs							
Annuité	€/kW	245,5	157,1	442,3	127,7	67,8	46,2
Annuité/heure de fonctionnement	€/MWh	33,0	69,0	117,4	17,1	33,9	46,27
Coût variable total par MWh	€/MWh	10,3	14,9	31,5	30,4	50,6	74,1
Coût fixe total par MWh	€/MWh	41,7	69,0	117,4	19,2	39,34	57,2
Coût marginal de long terme	€/MWh	52	83,9	148,9	49,6	90,0	131,2

Figure 31 : Calcul du coût marginal de long terme pour les différentes technologies de production d'électricité (réalisé par les auteurs)

Nous pouvons illustrer graphiquement ces résultats, en classant les technologies par ordre croissant de coût marginal de long terme (figure 32).

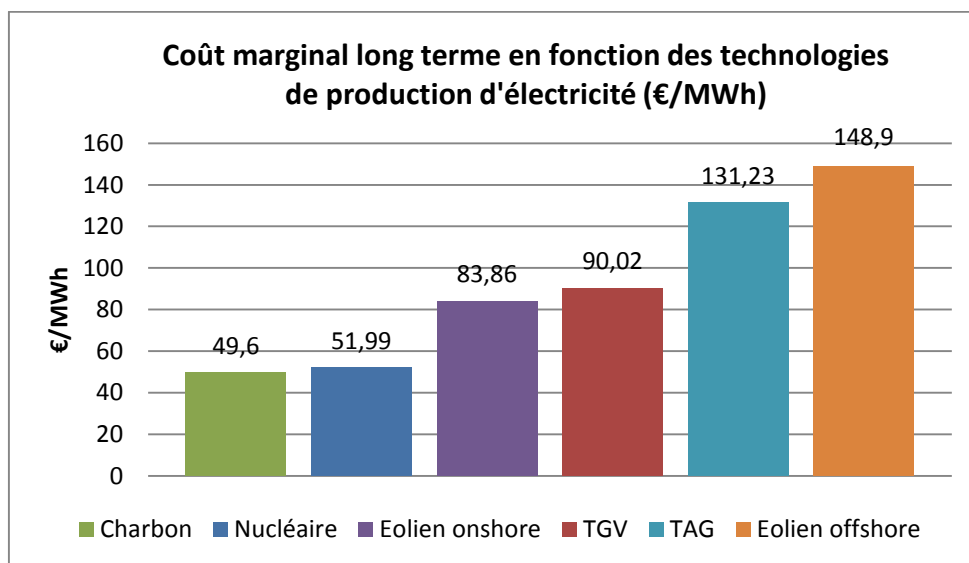


Figure 32 : Coût marginal de long terme en fonction du type de technologie de production électrique sur base des données de 2013 (réalisé par les auteurs).

Nous pouvons observer que :

- ✓ la filière charbon se classe en tête du coût marginal de long terme, ce qui est lié au prix exceptionnellement bas à l'heure actuelle du CO₂ sur le marché européen du carbone. Il y a quelques années, le coût plus élevé des quotas de CO₂ empêchait que cette filière se situe en tête de classement.

- ✓ le nucléaire, comme attendu, se situe dans le haut du classement grâce à des coûts variables faibles.
- ✓ les centrales TGV et TAG se retrouvent en fin du classement des coûts marginaux de long terme. Cela est dû principalement au prix du gaz qui est très élevé aujourd’hui ainsi qu’au faible nombre d’heures d’utilisation des centrales de ce type. Nous avons vu précédemment les principales raisons de cette diminution du nombre d’heures d’utilisation.
- ✓ les éoliennes subissent les conséquences de faibles capacités installées pour un investissement élevé.

Pour conclure, nous avons illustré sur le graphique ci-dessous (figure 33) la sensibilité du coût marginal de long terme au nombre d’heures de fonctionnement pour une centrale TGV classique. A l’heure actuelle, les centrales TGV sont de moins en moins souvent appelées, et nous pouvons voir que l’impact sur leur rentabilité est très fort, notamment lorsque le nombre d’heures de fonctionnement se situe sous les 2000 heures/an. Par exemple, en réduisant le nombre d’heures de fonctionnement de 2000 heures par an à 1000 heures par an, le coût marginal de long terme est augmenté de 45 %. D’après nos contacts chez Electrabel, certaines unités TGV souffrent déjà actuellement d’un nombre d’heures de fonctionnement sous les 1500 heures par an. La situation est encore plus critique pour les centrales au gaz à cycle simple où le nombre d’heures d’utilisation est fortement en baisse, avec moins de 1000 heures de fonctionnement par an.

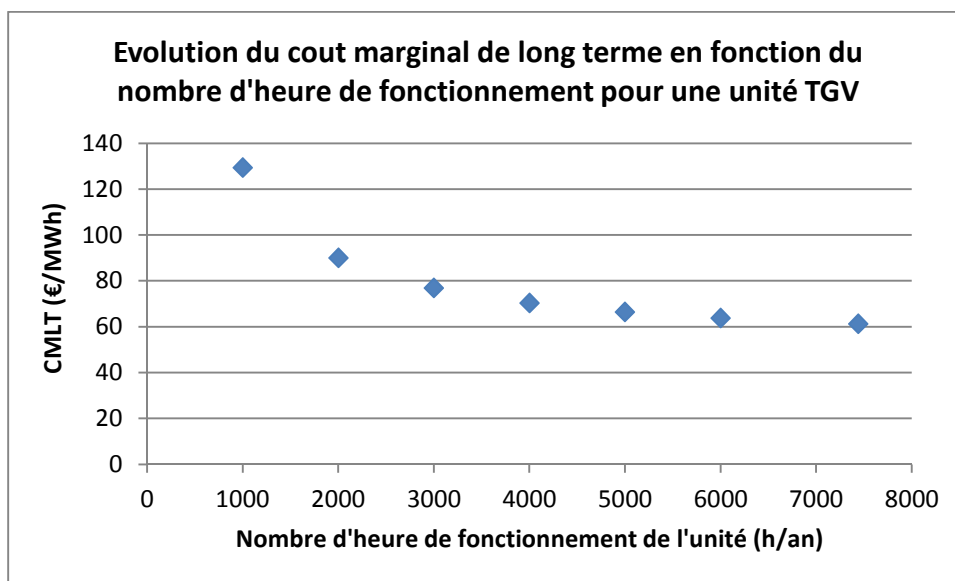


Figure 33 : Evolution du cout marginal de long terme en fonction du nombre d'heures de fonctionnement pour une unité TGV (réalisé par les auteurs)

Enfin, remarquons que le faible coût marginal de long terme de la filière charbon implique un appel plus fréquent à cette technologie que lors de ces dernières années, malgré les importants rejets de CO₂ engendrés. En France notamment, la production d'électricité à partir de charbon a progressé de 35 % sur l'année 2012 (Y. BOURDILLON, 2012). Alors que le CO₂ atteignait encore 35 euros au début 2008, il est passé aujourd'hui sous la barre des 5 euros la tonne (Le Monde, 2013). Or, il devrait osciller entre 24 et 30 euros afin de permettre le développement des énergies renouvelables. En ce début d'année la Commission européenne avait d'ailleurs proposé aux Etats de l'Union de geler en procédure accélérée une partie de la mise aux enchères des quotas de CO₂ pour la période 2013-2015, afin de relever le prix du carbone, trop bas pour financer les investissements dans les énergies renouvelables. Mais cette procédure « accélérée » a été abandonnée face aux divisions entre Etats membres, dont beaucoup craignent de pénaliser la compétitivité de leur économie en faisant augmenter le prix du carbone, quitte à pénaliser les énergies renouvelables.

3.2. Clean Spark Spread

Le *Clean Spark Spread* (CSS) est défini comme la différence entre le prix de l'électricité et ses coûts variables de production de court terme, simplifiés aux coûts du combustible (prix spot du gaz) et du CO₂.

$$CCS (\text{€/MWh}) = \text{Prix}_{\text{Electricité}} - \frac{\text{Prix}_{\text{Gaz naturel}}}{\eta_{\text{centrale}}} - \text{Prix}_{\text{CO}_2} \quad (3.7)$$

Avec :

η_{centrale} , le rendement thermique total de l'unité (%)

Et comme dans la formule 3.1 :

$$\text{Prix}_{\text{CO}_2} = \frac{p_{\text{CO}_2}}{\eta} \cdot \text{FECO}_2 \quad (3.8)$$

Par sa simplicité, cette notion ne constitue qu'une approximation grossière de la rentabilité à court terme des unités de production. En effet, les coûts considérés (combustible et CO₂) ne comprennent pas l'ensemble des coûts marginaux (frais d'opération et de maintenance). De plus, les prix sur les bourses ne correspondent pas forcément au prix réel de l'échange car les producteurs peuvent s'approvisionner grâce à des contrats de long terme.

Cet indicateur permet d'illustrer le concept du manque de rentabilité des centrales au gaz. Nous avons calculé cet indicateur sur l'année 2012 d'une part pour une centrale à cycle combiné de type

TGV avec pour hypothèse un rendement de 57 %, et d'autre part, pour une centrale à cycle simple de type TAG, de rendement de 40%.

Les informations relatives au prix spot de l'électricité (prix moyen du jour) proviennent du site du Bepex (www.bepex.be), les informations relatives au prix spot du gaz ont été trouvées sur le site de Powernext (www.powernext.com).

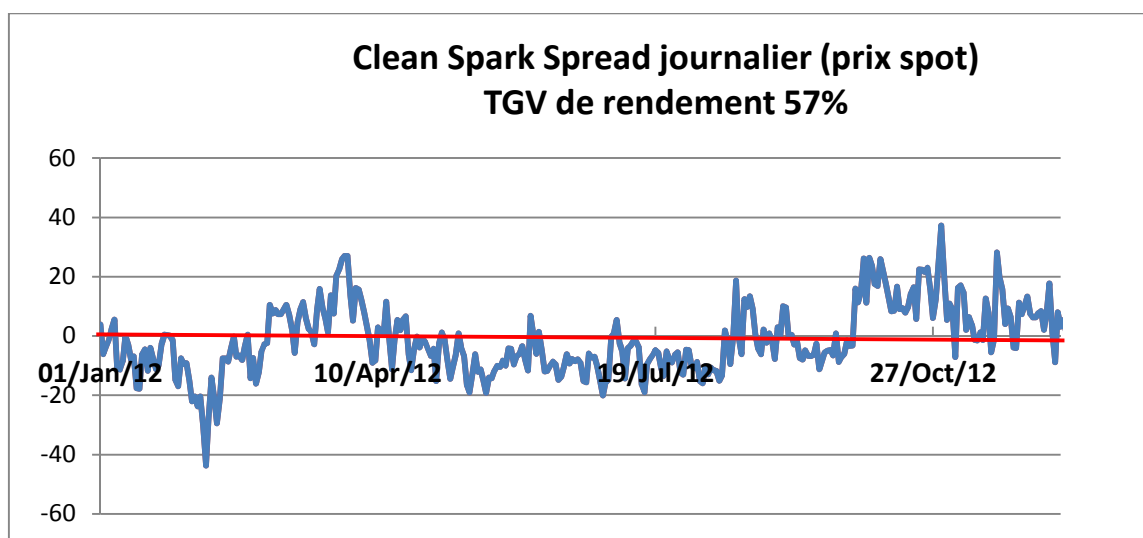


Figure 34 : « Clean spark spread » journalier pour une centrale TGV type, de rendement 57 % (réalisé par les auteurs)

Remarquons que dans le cas d'une centrale de type TGV (figure 34), sur l'année 2012, le *Clean Spark spread* sur base journalière est négatif dans plus de 60 % des cas, ce qui signifie qu'à ces moments, le prix de l'électricité ne couvre pas le coût du combustible. Comme déjà signalé, cela ne signifie pas forcément qu'il y ait vente à perte car les producteurs peuvent se couvrir par des contrats de long terme.

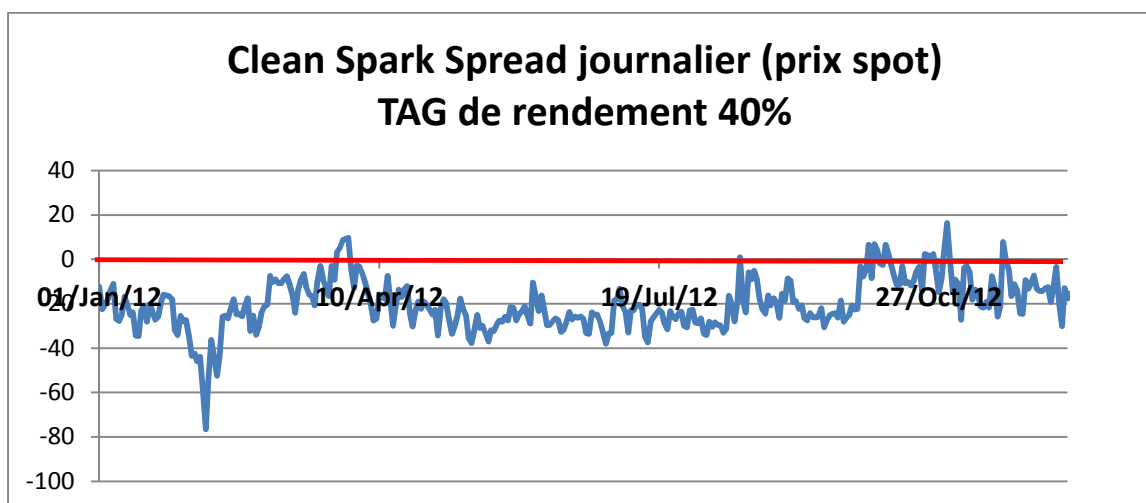


Figure 35 : « Clean spark spread » journalier pour une centrale TAG type, de rendement 40 % (réalisé par les auteurs)

En ce qui concerne les centrales à cycle simple (figure 35), en général plus vieilles et de rendements faibles, celles-ci ne possèdent un indicateur CCS positif qu'exceptionnellement.

En conclusion, cet indicateur nous permet d'illustrer le manque de rentabilité des centrales au gaz, phénomène accentué pour les plus vieilles unités dont les rendements peuvent parfois descendre jusqu'à 36 %.

3.3. Analyse de rentabilité d'une centrale TGV

Nous avons obtenu par un responsable des centrales thermiques chez GDF Suez, des informations de coûts relatifs à une centrale TGV espagnole. Nous avons également reçu les prévisions de coût pour l'année 2014. Pour une question de confidentialité, les données relatives à des centrales TGV belges ne nous ont pas été transmises. Cependant, le cas des centrales espagnoles est intéressant à analyser puisqu'en Espagne il existe un mécanisme de rémunération de la capacité.

Le tableau ci-dessous (figure 36) présente le bilan de la centrale pour les années 2012 ainsi qu'une estimation pour les années 2013 et 2014. Dans ce tableau les revenus correspondent aux recettes de la vente de l'électricité ainsi qu'aux subsides reçus par l'Etat. Les coûts de la vente correspondent aux coûts opérationnels ainsi qu'à l'achat de l'énergie primaire (gaz). Exceptionnellement le coût des ventes est positif en 2012 et correspond à une revente de matériel ou de matières premières.

	2012 (k€)	2013 (k€)	2014 (k€)
Revenus	22,3	24,3	24,3
Coûts des ventes	6,8	-4	-4,2
Marge brute (revenus – cout des ventes)	29,1	20,3	20,1
Consommables	-0,3	-0,3	-0,3
Salaires	-1,7	-1,7	-1,8
Coûts de maintenance	-2,1	-2,2	-2,5
Coûts d'intermédiaires	-1,2	-1,4	-1,4
Coûts d'assurance	-1,2	-1,1	-1,1
Autres coûts	-1,6	-1,6	-1,6
Coûts fournisseurs	-1	-1,1	-1,2
Ventes, frais généraux et d'administration	-4,7	-1,5	-1,4
Total OPEX	-13,8	-10,9	-11,3
EBITDA	15,3	9,4	8,8

Figure 36 : Calcul de rentabilité d'une centrale TGV espagnole (réalisé par les auteurs)

Nous verrons plus en détail dans le chapitre suivant que les centrales thermiques espagnoles bénéficient d'un soutien financier à hauteur de :

- 23,4 k€/MW/an pendant les dix premières années de fonctionnement (prime d'investissement);
- 4,7 k€/MW/an lors de la disponibilité de l'équipement durant certaines heures de forte demande (prime de disponibilité à la pointe).

La capacité installée de la centrale est de 774 MW. Sur base des informations de disponibilité à la pointe de la centrale, nous avons pu calculer les primes reçues par la centrale sur l'année 2012. Celles-ci s'élèvent à 21,81 Mi €.

Exemple de centrale TGV (Espagne)		
capacité installée	774	MW
année de mise en service	2006	
prime d'investissement	18111	k€
prime de disponibilité (2012)	3700	k€
Total des primes	21,81	Mi€

Figure 37 : Primes reçues par la centrale sur l'année 2012

On remarque que la quasi-totalité des revenus est constituée de subsides reçus par l'Etat qui a développé une politique de soutien des nouveaux investissements. Sans ces subsides, les centrales ne seraient pas rentables et l'outil ne serait probablement pas conservé. Les chiffres prévus pour 2014 n'annoncent pas de changement de situation.

Le problème du manque de rentabilité des centrales au gaz est bien réel aujourd'hui, bien qu'il reste très difficile à évaluer dans sa globalité. En effet, chaque situation est particulière et dépend de facteurs qui lui sont propres.

3.4. Conclusions des exemples chiffrés

Avant la libéralisation de l'électricité, l'adéquation du parc électrique d'un pays était la responsabilité du régulateur. Actuellement, l'ouverture des marchés a dilué cette responsabilité entre plusieurs acteurs dont ce n'est pas l'objectif principal. Un producteur possédant dans sa flotte une unité peu ou pas rentable peut décider de la fermer et ainsi potentiellement mettre à mal l'adéquation du parc électrique du pays. Si le marché libéralisé ne permet pas la formation de prix tels que les unités de semi-base ou pointe soient rentables, le risque de voir de nombreuses capacités disparaître est grand. Il est donc nécessaire que les autorités compétentes se préoccupent de la sécurité d'approvisionnement en électricité de notre pays pour les prochaines années.

Cette analyse est partagée par le secrétaire d'Etat à l'énergie, Melchior Wathelet, qui a déclaré qu'« actuellement, en Belgique, six nouveaux projets de construction de centrales à gaz sont actuellement bloqués car les incertitudes sont trop grandes :

- ✓ Le *clean spark spread*, désignant la différence entre le prix de vente de l'électricité et les coûts de production de la centrale, n'est actuellement pas favorable pour les centrales au gaz. Le prix élevé du gaz en est la principale cause.
- ✓ La rentabilité de l'investissement est compromise par le nombre d'heures décroissant de fonctionnement des centrales au gaz. Celles-ci se classent en dernière position dans le « *merit order* » et sont concurrencées par la production intermittente » (Wathelet, 2012).

La Belgique, tout comme beaucoup d'autres pays européens, doit donc répondre de manière urgente au problème de l'adéquation, c'est-à-dire la capacité de couvrir, à tout moment, la demande globale. C'est pourquoi le gouvernement et plus particulièrement le secrétaire d'Etat à l'énergie Melchior Wathelet propose de subsidier la production d'électricité conventionnelle. Ces soutiens financiers ou subsides sont appelés : les mécanismes de rémunération de la capacité.

Leur objectif principal est de rémunérer le « *missing money* » des actifs conventionnels et d'envoyer les signaux nécessaires aux investisseurs pour la construction de nouvelles unités. De nombreux États Membres ont déjà adopté ou préparent l'adoption d'un tel mécanisme.

Les différents types de mécanismes seront analysés dans le chapitre suivant, où nous évaluerons leurs capacités à résoudre les diverses problématiques du marché actuel.

IV. Les mécanismes de rémunération de la capacité ou « *Capacity remuneration mechanism* »

Comme nous l'avons expliqué à la fin du chapitre précédent, afin d'assurer leur sécurité d'approvisionnement, certains pays ont mis en place des mécanismes d'aide au marché électrique. Même si l'adéquation électrique d'un pays n'est pas compromise au moment présent, en raison du temps de construction de nouvelles unités flexibles qui est de 3 ou 4 ans, il est nécessaire de développer une politique énergétique à court terme pour éviter une situation de pénurie de capacités électriques dans les années futures.

Dans ce chapitre, nous présenterons différents mécanismes mis en place en Europe et aux Etats-Unis. Nous analyserons leurs points forts et faibles et nous mesurerons leurs impacts sur la sécurité d'approvisionnement des pays concernés.

1. Les mécanismes de sécurité d'approvisionnement des pays européens

Comme le montre la carte suivante, les pays européens peuvent être regroupés en deux catégories selon l'orientation choisie pour la gestion de leur marché de l'électricité :

- ✓ « *Energy only markets* »
- ✓ « *Capacity mechanisms* »

Comme illustré sur la figure ci-dessous (Figure 38), certains pays ont adopté des mécanismes de soutien financier pour assurer l'adéquation de leur parc électrique, c'est le cas notamment de :

- La Norvège, la Suède, la Finlande et la Pologne qui ont mis en place un mécanisme de réserves stratégiques ;
- L'Espagne, le Portugal et l'Irlande qui rémunèrent les capacités électriques installées en fonction de leur disponibilité ;
- La France, la Grèce, et le Royaume-Unis ont instauré un marché parallèle à celui de l'électricité : un marché de capacités (marché centralisé ou décentralisé) ;

- Enfin, les autres pays (en blanc sur le graphique) ont choisi un marché électrique basé sur le principe de l' « *Energy only market* », qui sera défini ci-après. C'est le cas notamment de la Belgique bien qu'un mécanisme de soutien financier soit en cours de discussion.

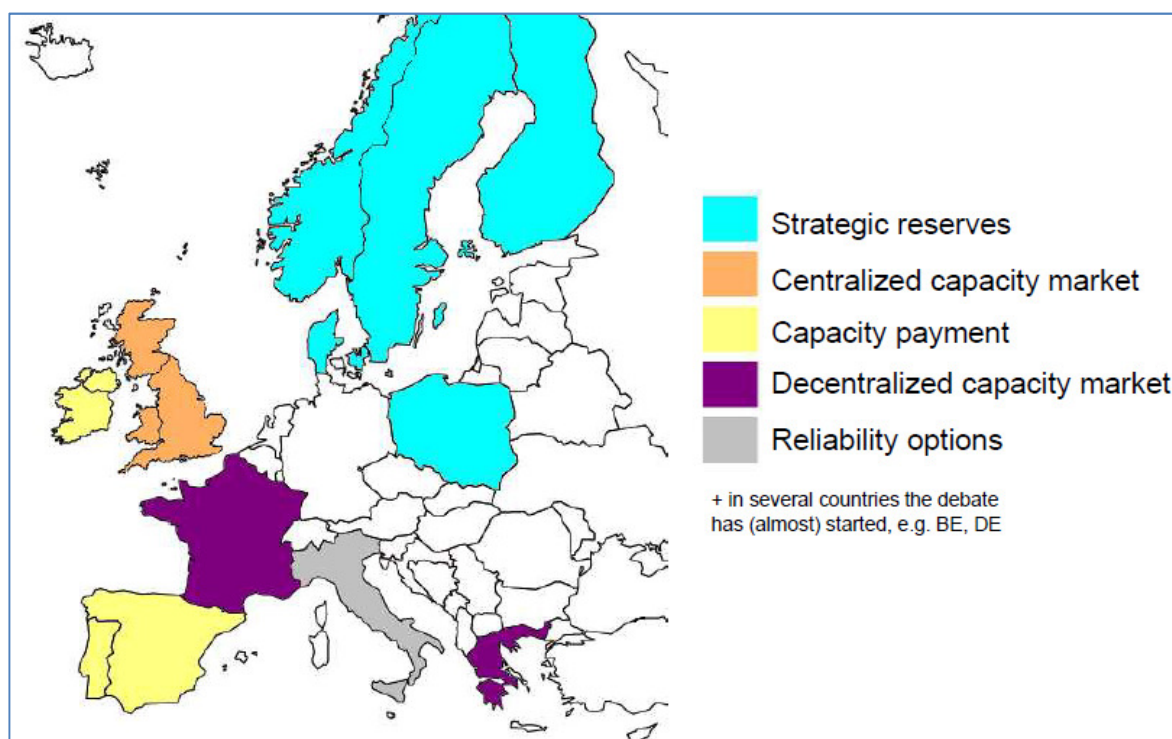


Figure 38 : Les différents mécanismes adoptés en Europe (ELIA, 2012)

Dans un marché de type « *energy only market* », le producteur est rémunéré par la seule vente de l'énergie sur le marché (la rémunération des MWh). Le signal de prix envoyé par le marché suffit aux producteurs pour investir dans les équipements de production, ce qui assure, en théorie, la sécurité d'approvisionnement et l'adéquation.

Nous avons vu au chapitre 2 qu'en théorie les coûts fixes sont couverts :

- ✓ par les rentes infra marginales des unités infra marginales (unités en début de *merit order*) ;
- ✓ par les rentes de rareté, liées à la valorisation extrême des prix de l'électricité au moment de la pointe de demande.

Ainsi, selon la théorie du prix spot, l'envolée des prix de l'électricité donnera les signaux adéquats aux investisseurs pour que le parc de production s'établisse à son niveau optimal. En conclusion, si le

marché fonctionnait **parfaitement**, le revenu de la vente des MWh suffirait à assurer la rentabilité du parc de production.

Rappelons que les limites de ce modèle sont liées aux distorsions des marchés : les plafonds de prix (*price cap*) qui réduisent les pics de prix bien en deçà de la VOLL et génère un problème de *missing money*, la faible élasticité à court terme de la demande au prix ainsi que les caractéristiques physiques de l'électricité telles que la non-stockabilité. De plus, le marché doit faire face à l'arrivée (massive) de production renouvelable, subsidiée et de faible coût marginal.

2. Objectifs d'un mécanisme de rémunération de la capacité

Pourquoi vouloir créer un mécanisme de rémunération de la capacité ? Quelles en sont les motivations ?

- Assurer l'adéquation de la capacité dans un marché occupé par plusieurs intervenants dont la mission n'est plus aujourd'hui d'assurer l'équilibre général du système ;
- Résoudre le problème du « *missing money* » découlant de la réduction du nombre d'heures de fonctionnement des unités de production classiques et de l'existence de plafonds sur le marché spot ;
- Gérer l'intermittence des énergies renouvelables qui bénéficient d'une politique de soutien ;
- Gérer une structure de consommation particulière (ex : pics de consommation en France).

Un mécanisme de capacité requiert une bonne évaluation du niveau approprié de la capacité nécessaire d'un pays (par exemple, 110 % de la demande de pointe) et un incitant à fournir cette capacité fiable et flexible. Cela prend la forme, pour les producteurs, d'un revenu pour la capacité installée (indépendant du nombre d'heures de fonctionnement) et pour les consommateurs, d'une rémunération pour l'énergie non consommée (effacement).

Ces mécanismes procurent donc aux investisseurs un revenu minimum qui leur permet de rentabiliser leurs investissements. Dans la plupart des mécanismes de rémunération de la capacité, la volatilité des prix est réduite car suffisamment de capacité sont disponibles sur le marché. Les périodes de tension offre-demande provoquant de fortes hausses des prix se produisent beaucoup moins fréquemment.

Nous avons synthétisé ci-dessous nos recherches sur les différents mécanismes de capacité existants. Nous avons limité cette partie uniquement aux mécanismes ayant déjà été mis en œuvre sur des

marchés. Il existe néanmoins d'autres mécanismes, théoriques, que nous n'aborderons pas lors de ce chapitre.

3. Les mécanismes de rémunération de la capacité

Il existe cinq catégories de mécanismes de paiement de la capacité (figure 39) :

- ✓ *Capacity payment* ou paiement de la capacité installée ;
- ✓ *Strategic reserve* ou réserve stratégique ;
- ✓ *Capacity obligation* ou obligation de capacité ;
- ✓ *Capacity auction* ou obligation de capacité par mécanisme d'enchères ;
- ✓ *Financial reliable option* (modèle théorique).

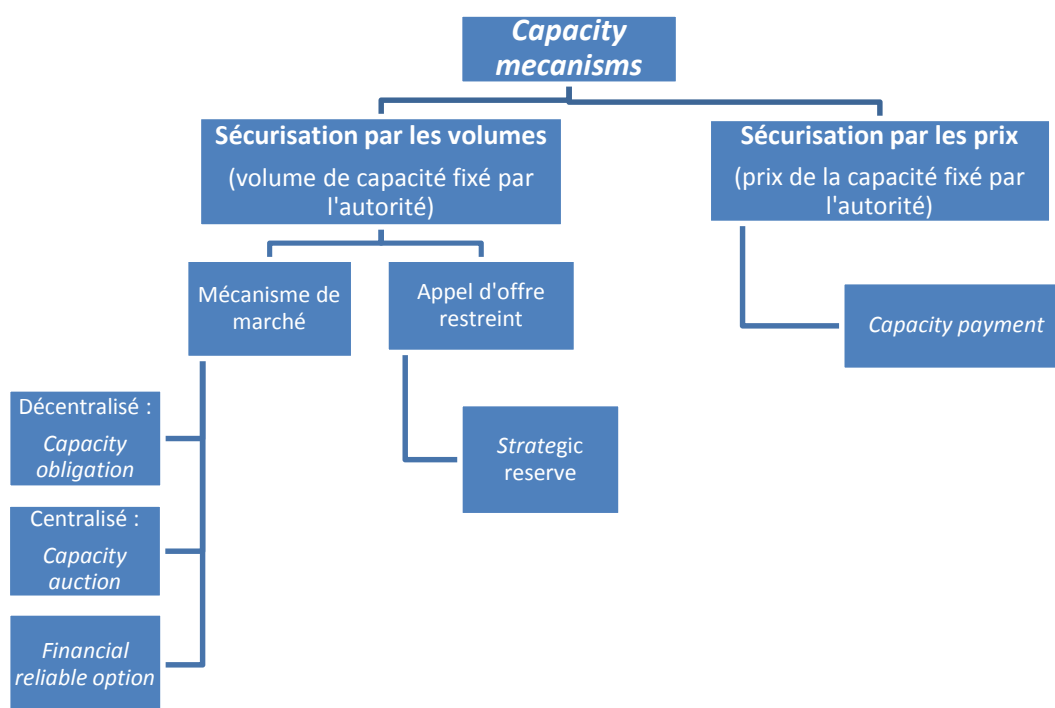


Figure 39 : schéma des mécanismes de paiement des capacités (CREG, 2011)

3.1. Sécurisation par les prix

La rémunération aux producteurs est fixée et les volumes de capacité varient.

3.1.1. « Capacity payment » : le cas de l'Espagne, du Portugal et de l'Irlande

Dans ce mécanisme, les producteurs perçoivent, en plus de la rémunération pour la vente de l'électricité qu'ils produisent, une prime prédéterminée en fonction de leurs capacités disponibles. Plutôt qu'au moyen d'un processus concurrentiel, c'est le régulateur, organisme central indépendant, qui fixe le prix de la capacité et qui s'acquitte du paiement.

La prime est calculée de différentes façons selon les pays mais, généralement, les paramètres pris en compte sont : la probabilité de défaillance du réseau (LOLP, « *Lost of load probability* »), le coût d'une rupture d'approvisionnement (VOLL, « *value of lost load* ») et/ou le coût d'investissement d'une nouvelle unité de production. Le schéma de principe du mécanisme est illustré à la figure 40 ci-dessous.

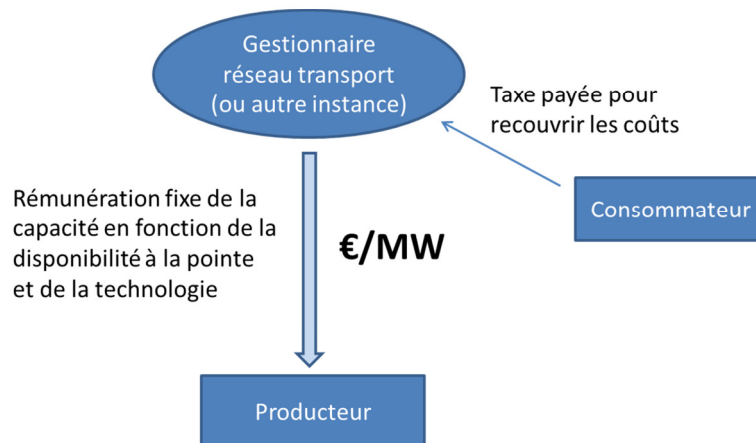


Figure 40 : Schéma de principe du mécanisme de paiement de la capacité (réalisé par les auteurs)

Exemple de mise en place d'un « capacity payment »: le cas de l'Espagne (CREG, 2012)

En Espagne, à l'instar des autres pays européens, des subsides importants ont été accordés à la filière du renouvelable. Cette filière s'est donc fortement développée depuis 2005, réduisant fortement les heures de fonctionnement des installations conventionnelles. Ainsi, comme l'illustre le graphique ci-dessous (figure 41), les unités au gaz ont diminué leurs heures de fonctionnement de moitié entre 2004 et 2010.

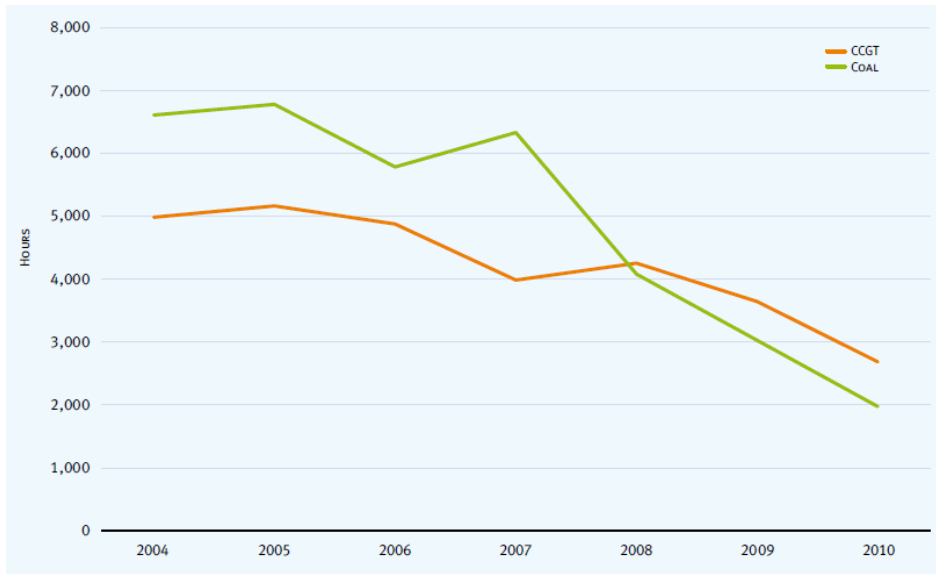


Figure 41 : Réduction des heures de fonctionnement des TGV (en anglais CCGT) et centrales au charbon (coal) en Espagne (EURELECTRIC, 2011)

Cette situation est également observée dans la plupart des pays européens, comme le montrent les courbes ci-dessous :

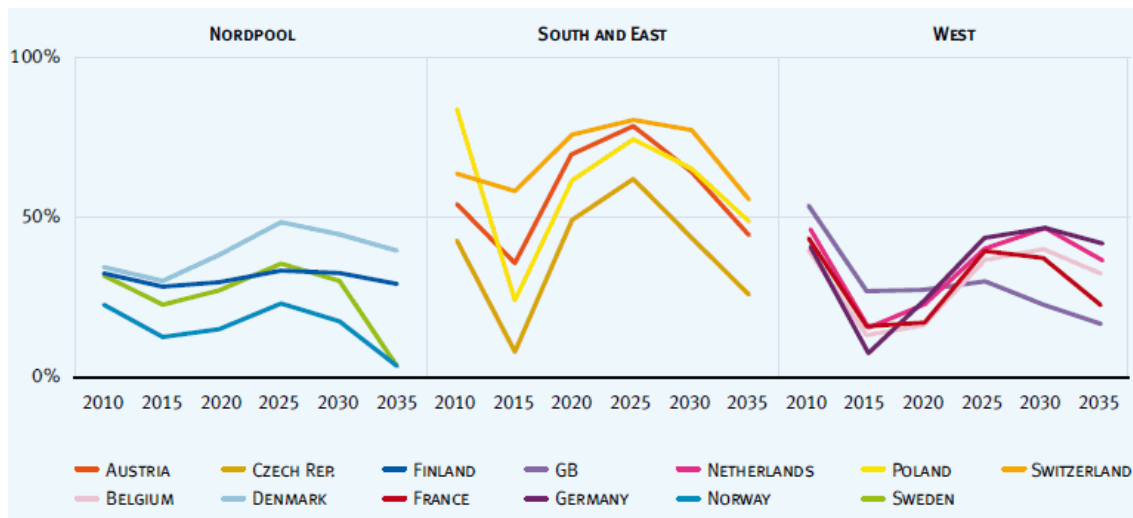


Figure 42 : Réduction des heures de fonctionnement des centrales TGV dans les pays européens entre 2010 et 2013 et prévisions jusqu'à 2035 (EURELECTRIC, 2011)

L'Espagne a donc mis en place deux mesures visant à soutenir les unités classiques.

Tout d'abord, une rémunération forfaitaire de disponibilité est versée à toutes les unités hydro, charbon, gaz et pétrole qui sont disponibles lors de périodes de pointe prédéfinies. Cette prime $RSD_{i,j}$ est calculée selon la formule suivante :

$$RSD_{i,j} = a \times ind_j \times PN_i \quad (4.1)$$

Avec :

- a : le montant de la rétribution annuelle, soit 5 150 EUR/MW en 2012. Ce montant est revu chaque année.
- ind_j : indice multiplicateur (en fonction de la disponibilité de la technologie et établi sur base historique ; charbon : 0,912 ; cycle combiné : 0,913 ; pétrole : 0,877 ; hydro : 0,237).
- PN_i : puissance nominale de l'unité mise à disposition.

La rémunération maximale varie donc entre 4 640 EUR/MW/an et 1 220 EUR/MW/an (CNE, 2012) et est destinée à couvrir les frais fixes des unités de « *back-up* », nécessaires pour couvrir les pointes de consommation et les déficits de production éolienne. La rémunération est réduite en fonction des indisponibilités des unités en période de pointe.

Ensuite, une aide à l'investissement est versée pendant dix ans à toutes les nouvelles installations de production conventionnelle d'une capacité supérieure à 50 MW, en fonction de leur disponibilité lors des périodes de pointe.

Le montant maximal de chacune des nouvelles unités est calculé trimestriellement par le gestionnaire de réseau en fonction d'un indice de couverture du parc de production, défini comme le rapport entre la puissance disponible totale du parc et la puissance consommée en période de pointe.

$$ind_{couverture} = \frac{P_{tot\ parc}}{P_{conso\ pointe}} \quad (4. 2)$$

Ainsi, le parc de production espagnol avec une marge de 10 % par rapport à la pointe aura un indice de couverture unique de 1,1.

De plus, l'aide n'est versée que si, en moyenne annuelle, la puissance disponible de l'installation en période de pointe est supérieure ou égale à 90 % de la puissance nominale de cette installation.

Le fonctionnement de cette aide à l'investissement est détaillé ci-dessous :

- Si l'indice de couverture est $\leq 1,1$ (réserve $\leq 10\%$), l'aide à l'investissement s'élève à 28 000 EUR/MW/an (depuis 2012, ce montant a été diminué à 23 400 EUR/MW/an).
- Si l'indice est $> 1,1$, la réserve est alors supérieure à 10 % et l'aide versée aux MW additionnels se réduit linéairement suivant la formule :

$$(193\,000 - 150\,000 \times ind_{couverture}) \text{ EUR/MW/an} \quad (4.3)$$

- Lorsque l'indice atteint 1,29, l'aide reçue est nulle.

Le graphique (figure 43) illustre la dégressivité de l'aide accordée pour toutes les nouvelles unités en fonction de l'indice de couverture.

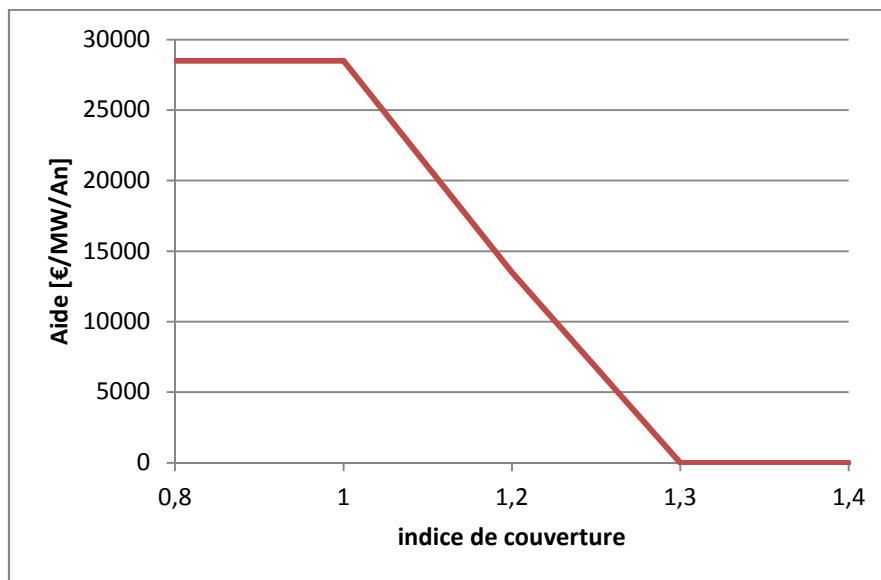


Figure 43 : Courbe de l'aide à l'investissement en fonction de l'indice de couverture du modèle espagnol (CREG, 2012)

Par exemple, si l'indice de couverture est de 1,2, une unité de 100 MW recevra par an, pendant 10 ans : $193\,000 - 150\,000 \times 1,2 = 13\,000$ EUR/MW

L'estimation du coût total de ces deux mesures est, pour 2012, de 191 millions pour la rémunération de la disponibilité et de 651 millions d'aide à l'investissement. Le gouvernement a toutefois décidé le 1er avril 2012 de réduire de 10 % le paiement de la capacité.

Deuxième exemple de mise en place d'un 'capacity payment' : le cas de la Grande-Bretagne (CREG, 2012)

En 1990, la Grande-Bretagne met en place un système de rémunération de la capacité basé sur le mécanisme du « capacity payment ». Ce système prévoit une rémunération de la capacité disponible en fonction d'une estimation de la probabilité de perte de charge (LOLP) et de la valeur de cette perte de charge (VOLL). Ce système est abandonné en 2000 car il présente la faiblesse d'être manipulable par les acteurs du marché. En effet, les deux principaux producteurs ont volontairement réduit leurs capacités disponibles, notamment en déclarant des capacités indisponibles en période de

pointe et en réduisant progressivement leur capacité de production, de façon à augmenter le calcul de la probabilité de perte de charge (LOLP) et ainsi accroître leur rémunération. (CREG, 2012).

Troisième exemple de mise en place d'un 'capacity payment': le cas de l'Irlande (PARSONAGE, 2007 et STODDARD, 2009)

Dans le marché unique de l'électricité entre l'Irlande et l'Irlande du Nord, le régulateur fixe un paiement de la capacité qui est versé à tous les producteurs dont la capacité est disponible. Le mécanisme repose sur une enveloppe fixe d'argent (appelée le « Pot ») calculée annuellement par les autorités avec l'assistance technique des gestionnaires de réseau. Cette enveloppe budgétaire est constituée grâce à des redevances payées par les consommateurs. Son montant est calculé comme le produit des coûts fixes annuels d'une nouvelle centrale de pointe multiplié par la capacité nécessaire sur le marché :

$$pot = Price . Volume \quad (4.4)$$

- ✓ Price : en €/MWh, coûts fixes annuels d'une nouvelle centrale de pointe
- ✓ Volume : en MW, la capacité nécessaire pour desservir adéquatement la demande du marché (sur base de la LOLP et de la VOLL)

Le « pot » est fixé et publié quatre mois avant le début de l'année. Il est ensuite divisé en « pots mensuels » pondérés par la demande de pointe de sorte à rémunérer davantage les producteurs présents lors des périodes de tension sur les marchés. La pondération est réalisée à l'aide de la formule suivante :

$$WF_c = \frac{P_c - MinFD_y}{\sum_{c=1}^{12} (P_c - MinFD_y)} \quad (4.5)$$

Avec :

- WF_c : facteur de pondération de capacité pour le mois considéré
- P_c : demande de pointe de ce mois (MW)
- $MinFD_y$: demande minimum de l'année (MW)

On obtient alors une distribution de l'enveloppe budgétaire au cours de l'année comme illustré sur le graphique ci-dessous (figure 44). Les producteurs sont rémunérés selon leur disponibilité durant le mois considéré.

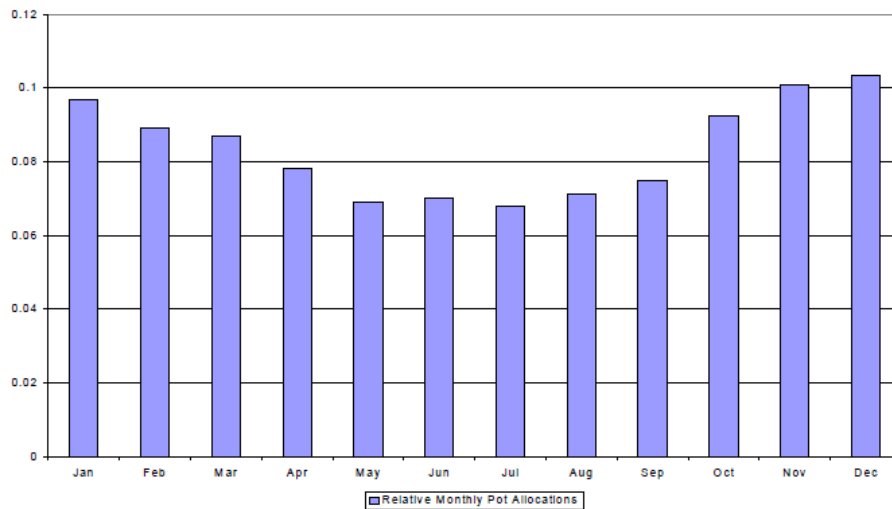


Figure 44 : Exemple de distribution de l'enveloppe budgétaire sur une année (PARSONAGE, 2007)

Les paiements de capacité sont effectués en trois fois, une partie fixe en début d'année (30%), une partie variable au début de chaque mois (40 %) et une partie à posteriori à la fin du mois (30 %). Les producteurs peuvent donc compter sur des entrées fixes de revenus déterminées plusieurs mois avant le début de l'année et qui ont pour but de couvrir les coûts fixes des unités de pointe. Le dernier paiement sert à régulariser les paiements selon la présence effective des unités.

L'inconvénient majeur du mécanisme mis en place en Irlande est qu'il repose sur des estimations de la VOLL, de la LOLP et des coûts fixes d'une nouvelle unité de pointe ; ces estimations peuvent être sujettes à contestation. De plus, ce mécanisme crée des difficultés dans le commerce transfrontalier avec la Grande-Bretagne où des mesures ont dû être prises pour compenser l'effet du paiement de capacité sur ce marché.

Avantages et inconvénients des « capacity payments »

Les systèmes de « capacity payment » ont pour principal avantage d'être simples. Ils sont faciles et rapides à mettre en œuvre et ne nécessitent pas de suivi important des régulateurs ou des gestionnaires de réseaux.

Cependant, n'étant pas basé sur des règles de marché, ce système peut être victime de « lobbying » visant à augmenter les rémunérations accordées ou au contraire, comme dans le cas de l'Espagne, être soumis par les gouvernements à des mesures de réduction budgétaire. On peut également

critiquer le fait que les aides accordées pourraient devenir les seuls moteurs des investissements, se substituant alors complètement aux signaux de prix que devraient envoyer les marchés.

3.2. Sécurisation par les volumes

La sécurisation par les volumes consiste à fixer un volume de capacité tandis que le mode de rémunération varie. Comme illustré à la figure 39, il existe des mécanismes d'appel d'offres pour constituer une réserve stratégique (R4) ou des mécanismes de marché.

3.2.1. Réserves stratégiques- « Tender for targeted resource » (TTR) : le cas de la Suède et de la Finlande

Dans ce mécanisme, le gestionnaire de réseau lance un appel d'offres aux détenteurs de capacités de production ou d'effacement afin de constituer une réserve stratégique (R4) utilisable dans des circonstances exceptionnelles. Les unités placées dans cette réserve stratégique ne sont alors plus disponibles sur le marché mais sont uniquement mobilisables sur demande du gestionnaire du réseau puisqu'il s'agit d'une production électrique de dernier recours. Le niveau de capacité (MW) à placer en réserve est fixé plusieurs années à l'avance sur base d'une estimation de la demande future par les autorités. Les coûts engendrés par la mesure sont transférés aux fournisseurs d'électricité qui le répercutent à leurs clients. La figure ci-dessous illustre le schéma de principe de ce mécanisme.

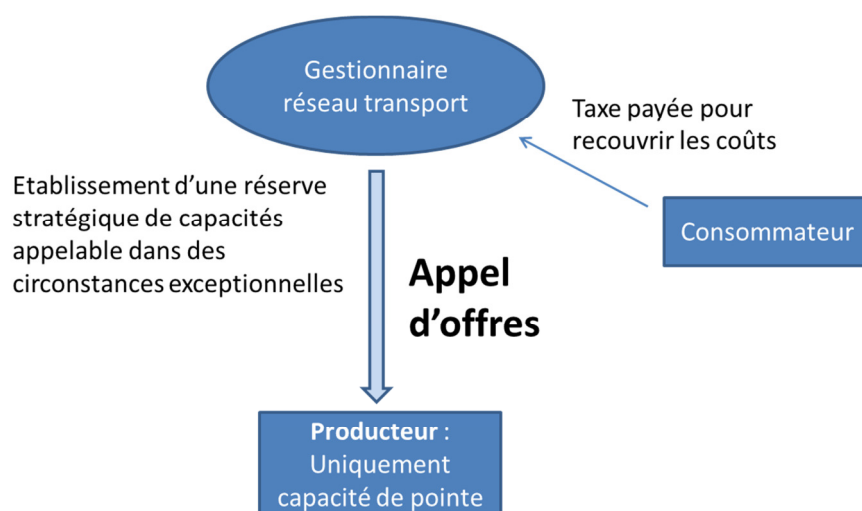


Figure 45 : Schéma de principe du mécanisme de réserve stratégique (réalisé par les auteurs)

Exemple de mise en place de réserves stratégiques : le cas de la Suède (CREG, 2012)

Le système électrique suédois est caractérisé par une demande de pointe qui peut être très élevée en hivers en raison de conditions météorologiques sévères. La Suède possède de larges capacités hydrauliques qui permettent de fournir jusqu'à 45 % de la production électrique nationale. Les

centrales nucléaires produisent, quant à elles environ 40 % de l'énergie électrique du pays (*Sweden.se, 2013*).

Le gouvernement suédois a pris des mesures pour s'assurer une réserve stratégique de capacités, en raison des éléments suivants :

- ✓ la fermeture de deux centrales nucléaires en 1999 et 2005 ;
- ✓ la variabilité d'une année à l'autre des capacités hydrauliques ;
- ✓ la fermeture, après la libéralisation, de nombreuses centrales au fuel par manque de rentabilité.

Il y avait donc un risque pour la sécurité d'approvisionnement du pays c'est pourquoi un mécanisme temporaire de réserves stratégiques a été mis en place en 2003. Ce mécanisme devrait être effectif jusqu'en 2020. Il impose au gestionnaire de réseau de se procurer annuellement une réserve stratégique de pointe sur base d'appel d'offres, de maximum 2000 MW, à utiliser pendant une période déterminée (du 16 novembre au 15 mars). Le coût de la mesure pour le consommateur final est relativement faible au vu des niveaux de capacité mis en réserve.

En 2012, la capacité mise en réserve représentait 4,8 % de la capacité de production du parc suédois, soit 1726 MW, dont 362 MW d'effacement de demande. Les unités mises en réserve sont principalement des unités flexibles car celles-ci doivent pouvoir démarrer en moins de 12 heures.

A l'origine, les unités de réserve ne participaient pas au marché et étaient maintenues en « *stand-by* ». Depuis 2009, celles-ci ont été réintroduites sur le marché à des conditions spécifiques de manière à ne pas influencer la formation des prix.

Enfin la Suède prévoit la diminution progressive des réserves jusqu'à l'arrêt définitif du mécanisme prévu pour 2020 grâce à la maîtrise de sa consommation et à un volume de capacité d'effacement croissant.

Avantages et inconvénients des mécanismes de réserve stratégique

Le mécanisme de réserves stratégiques est également un mécanisme simple à mettre en œuvre. Son atout principal est qu'il n'influence pas la formation des prix sur le marché spot puisque les unités de la réserve ne participent plus au marché ou seulement à des conditions déterminées. Le signal prix

sur le marché de l'électricité reste donc le principal incitant pour les nouveaux investissements. Ce système permet le maintien d'unités existantes qui risqueraient de fermer sans un soutien financier.

Comme seules les unités de pointes placées en réserve sont rémunérées, l'impact du mécanisme sur le prix de l'électricité pour le consommateur final est relativement faible.

Ce mécanisme ne résout pas les phénomènes suivants :

- ✓ Volatilité des prix (car la fixation des prix n'est pas influencée par la mise en réserve de certaines capacités) ;
- ✓ Le risque de « *missing money* » ;
- ✓ Le manque d'investissements dans les capacités flexibles telles que les centrales au gaz ;
- ✓ Le besoin en capacité de « *back-up* » pour pallier à la production intermittente des énergies renouvelables ;

Pour ce dernier point, il faut en effet différencier les capacités de *back-up* du renouvelable qui sont amenées à être régulièrement utilisées des capacités de réserve qui ne doivent être appelées que lorsque les prix atteignent des pics importants. Si ce n'était pas le cas, cela nécessiterait d'avoir des capacités de réserve très importantes, déplaçant des capacités flexibles vers la réserve. Or ces unités flexibles se classent utilement dans le « *merit order* » et influencent à la baisse la formation des prix sur le marché « *spot* ».

3.2.2. Obligation de capacité (décentralisée) – Capacity obligation : le cas de la France

En France, la mise en place d'un système d'obligation de capacité est envisagé dans le cadre de la loi « NOME ». En effet, la France doit répondre à des pointes de consommation en hiver de plus en plus élevées au fil des ans en raison d'une forte implantation de chauffages électriques dans les foyers. C'est dans ce contexte que le gouvernement français cherche à promouvoir les investissements dans les unités de pointes dans le but de sécuriser son approvisionnement électrique.

La figure ci-dessous (figure 46) illustre le fonctionnement du mécanisme envisagé.

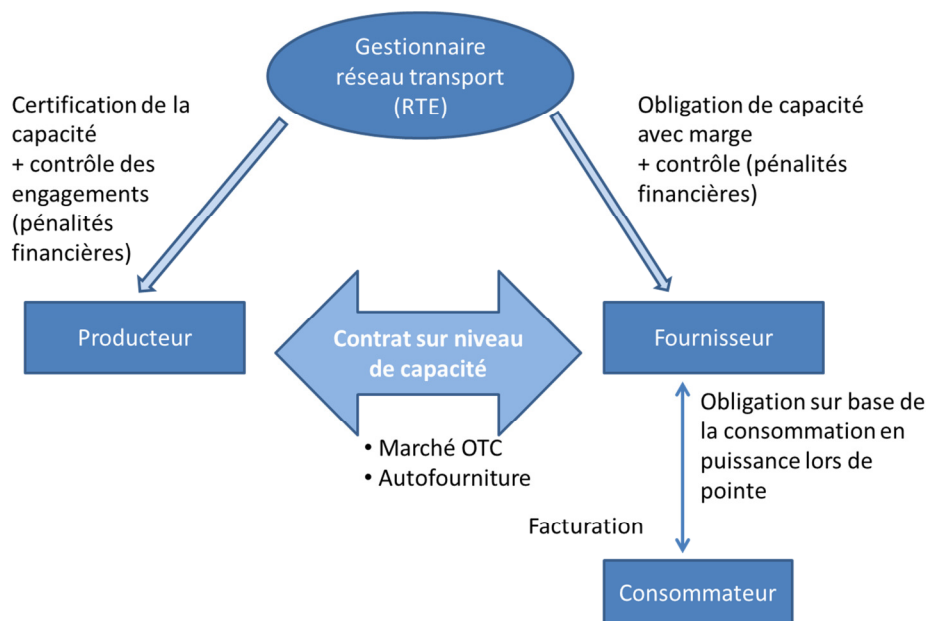


Figure 46 : Schéma de principe du mécanisme de marché de capacité décentralisé (*Capacity obligation*) (réalisé par les auteurs)

Ce système repose sur la responsabilisation des fournisseurs face à la demande de puissance de leurs clients. En effet, les fournisseurs ont l'obligation de se procurer auprès des producteurs des certificats de capacité correspondant à la consommation de leurs clients, avec une marge déterminée par le gestionnaire de réseau à une température extrême de référence. Les fournisseurs ont également la possibilité d'inciter leurs clients à réduire leur consommation lors de ces périodes de pointe (*capacités d'effacement*). Ces deux possibilités sont équivalentes dans le système envisagé dans le but d'inciter à la maîtrise de la consommation. En cas de manquement à leur obligation, les fournisseurs font l'objet d'une sanction administrative dont les montants sont suffisamment importants pour qu'ils contractualisent effectivement des certificats de capacité.

La loi NOME prévoit que les tarifs pratiqués par les fournisseurs aux consommateurs incluent les différents coûts de production ainsi que le coût des certificats de capacité. L'idée sous-jacente est que le consommateur final bénéficie de la sécurité d'approvisionnement, il est donc légitime qu'il participe à son financement.

Les producteurs d'électricité reçoivent des certificats de capacité délivrés par le gestionnaire de réseau sur base de leurs engagements à contribuer à la sécurité d'alimentation. La totalité des capacités participe au mécanisme en tenant compte des particularités des différentes technologies et de l'historique de leur disponibilité en période de pointe. Des pénalités sont mises en place pour

responsabiliser les producteurs sur le respect de leurs engagements et les incitent à se rééquilibrer en cas d'écart sur la disponibilité attendue.

L'obligation de capacité crée une « demande » du côté des fournisseurs, tandis que la certification des capacités de production et d'effacement crée une « offre » du côté des producteurs. Cette offre et cette demande constituent un marché indépendant du marché de gros de l'électricité.

Afin de faciliter les échanges, la certification des capacités sera réalisée longtemps à l'avance jusqu'à 5 ou 6 ans comme le montre la figure 47 ci-dessous. Quatre ans avant l'année de livraison, les fournisseurs connaîtront leurs obligations de capacités et les échanges bilatéraux pourront s'effectuer jusqu'à l'année de livraison. Les fournisseurs ont également la possibilité de couvrir leur obligation directement s'ils sont eux-mêmes producteurs (autofourniture). Ainsi une grande part des capacités ne devraient pas transiter explicitement par le marché. La surface financière globale du mécanisme en sera réduite. Ce mécanisme est dit « décentralisé » car les certificats de capacités sont échangés entre les producteurs et fournisseurs, sans transiter par le gestionnaire de réseau.

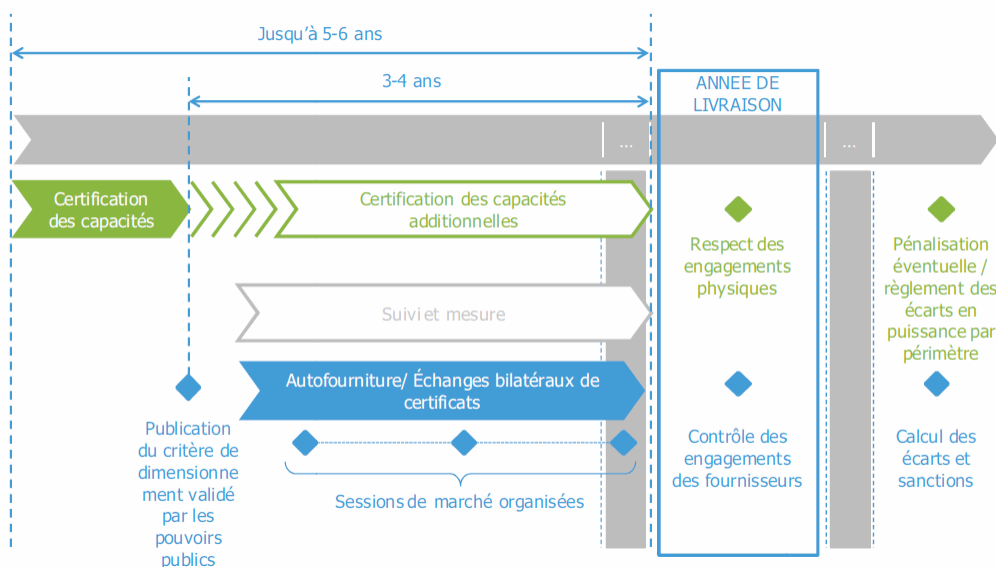


Figure 47 : Chronologie du mécanisme de paiement de capacité prévu dans le cadre de la loi NOME (RTE, 2011)

Avantages et inconvénients du mécanisme d'obligation de capacité

- Ce mécanisme décentralisé a l'avantage de réduire le degré de régulation. En effet, les gestionnaires de réseau se contentent de fixer les obligations de capacité et attribuent les certifications. Les échanges sont régis par des marchés OTC.

- Ce système fait porter la responsabilité de l'adéquation de capacité sur les fournisseurs, qui ont les principaux leviers d'action sur la consommation d'électricité.
- Le coût de l'adéquation de capacité est supporté par les fournisseurs dont les clients sont principalement présents à la pointe.
- A l'inverse d'un mécanisme qui rémunérerait l'ensemble des capacités au prix marginal, ce mécanisme réduit la surface financière et donc les risques financiers du dispositif grâce à la possibilité d'autofourniture de certificats.
- Comme inconvénient, on peut citer que les certificats de capacité étant échangés sur un marché OTC, le signal prix est moins clair pour les investisseurs qui sont soumis au risque de marché.
- Les fournisseurs doivent anticiper les besoins en capacité de pointe de leurs clients alors que ceux-ci n'ont pas une visibilité à long terme sur leur portefeuille de clients. Ils pourraient alors choisir d'échanger les certificats au plus proche de l'année de livraison pour avoir une meilleure visibilité de leurs besoins. Mais cette solution de court terme a pour conséquence de rendre les prix plus volatiles pour les clients et empêche la formation d'un signal-prix à long terme pour les investisseurs.
- Les clients présents davantage à la pointe pourraient éprouver des difficultés à trouver des fournisseurs.
- Ce mécanisme peut constituer une barrière à l'entrée pour les nouveaux fournisseurs qui ont besoin d'acheter des certificats de capacité avant de connaître leur portefeuille de clients. Ce mécanisme peut également avantager les fournisseurs liés à des producteurs qui ne doivent donc pas s'approvisionner sur le marché de la capacité.

3.2.3. Obligation de capacité par mécanisme d'enchères – « Capacity auction » : le cas du nord-est des Etats-Unis

Un des exemples les plus connus de mécanisme de « *capacity auction* » est celui mis en place dans le nord-est des Etats-Unis (Pennsylvanie - New jersey - Maryland) appelé le PJM. Il s'agit d'un marché

« *forward* » de la capacité dans lequel le gestionnaire de réseau fixe 3 ans à l'avance les besoins énergétiques en fonction de la demande maximale estimée (pic de demande) avec une marge de réserve. Le gestionnaire du réseau de transport (GRD) impose aux fournisseurs d'électricité un niveau de capacité à contracter en fonction de la présence de ses clients lors des pics de demande.

L'offre de capacité provient des unités de production flexibles, existantes et futures, y compris celles qui produisent de façon intermittente. Il existe un autre type de contrat pour les capacités non flexibles. L'offre peut également provenir de capacités d'effacement ou d'unités de production flexibles situées en dehors des états du PJM à condition qu'elles soient certifiées. La participation au marché est obligatoire.

Le fournisseur peut remplir ses obligations de capacité soit :

- par auto-fourniture, si le fournisseur possède des moyens de production ;
- en concluant des contrats bilatéraux (certificats de capacité) avec des producteurs ;
- en achetant des certificats de capacité auprès du gestionnaire de réseau. Celui-ci les ayant obtenus au moyen d'enchères.

Ces enchères de certificat de capacité sont organisées entre le GRT, l'acheteur unique, et les différents producteurs, trois ans avant la période de livraison. Au maximum trois enchères résiduelles, plus proches de la date de livraison, sont réalisées pour affiner la précision en besoins de capacités.

Fonctionnement des enchères

Une courbe de demande dégressive est construite à partir d'un indicateur, appelé le *Net CONE* (« Net cost of new entry »). Celui-ci est défini comme suit :

$$Net\ CONE = gross\ CONE - Energy\ and\ ancillary\ services\ offset \quad (4.6)$$

Avec :

- *gross CONE* : L'estimation des coûts de développement d'une turbine à combustion de référence (TGV) qu'un nouvel entrant doit couvrir (capital + frais fixes de fonctionnement). Cette estimation est fixée sur base d'avis d'experts et est indexée annuellement.

- "Energy and ancillary services offset" : Estimation du profit net qu'un nouvel entrant va réaliser sur la vente de l'électricité et de services auxiliaire. Elle est obtenue en calculant la moyenne des trois dernières années des revenus réalisés par une unité de référence. Cela correspond donc à la marge sur coûts variables du producteur.

Le *Net CONE* représente donc le « *missing money* », à savoir la rémunération résiduelle nécessaire pour couvrir les coûts fixes de ce nouvel entrant.

Comme représenté sur la figure 48, la courbe de demande est construite de sorte que le prix de la capacité soit égal au *Net CONE* pour une puissance cible augmentée de 1% (point b). Pour des quantités inférieures à la cible (- 3%), le prix de la capacité est de 1,5 fois le *Net CONE* (point a). Pour des quantités supérieures à la cible (jusqu'à 5 %), le prix décroît linéairement jusqu'à 0,2 *Net CONE* (point c). Une fois la cible dépassée de plus de 5 %, le prix de la capacité devient nul. Cette courbe décroissante incite à l'investissement lorsque les capacités sont inférieures à la cible et inversement une fois la valeur cible dépassée.

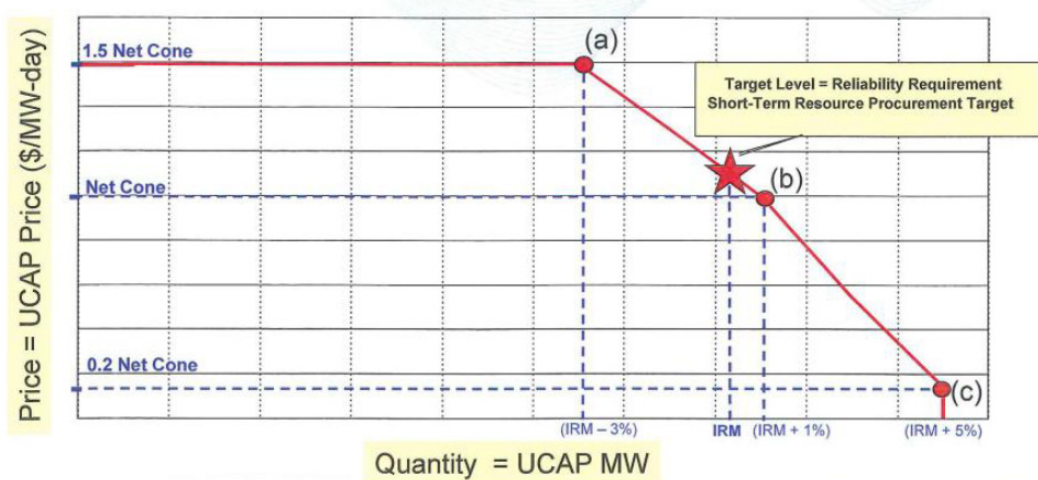


Figure 48 : Courbe de demande (Creg, 2012)

Les enchères de capacité commencent à un prix équivalant à deux fois la valeur du *Net CONE*. Les offreurs certifiés renseignent les capacités qu'ils sont prêts à mettre à disposition à ce prix. Tant que la quantité offerte dépasse la demande, le prix de l'enchère diminue jusqu'à ce que les deux courbes se rencontrent (figure 49). Le prix de clôture, « *clearing price* », est la rémunération perçue par les producteurs dont l'offre est retenue.

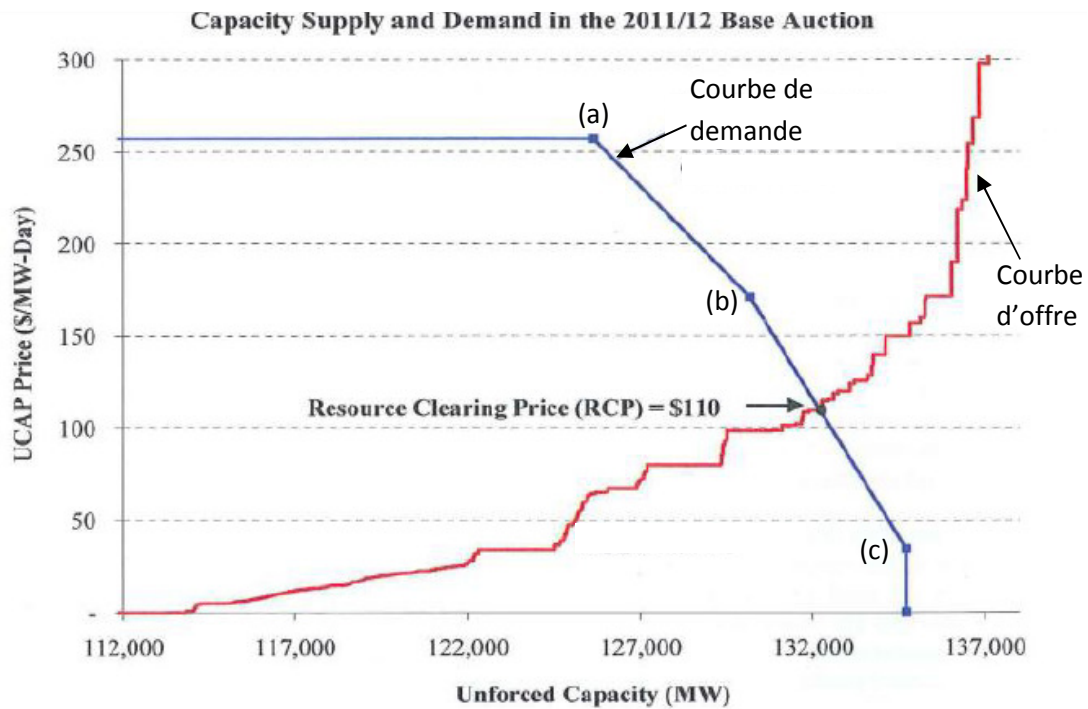


Figure 49 : Etablissement du clearing price (Creg, 2012)

Des contrôles sont réalisés pour vérifier la disponibilité effective globale des moyens de production au cours de l'année et lors des périodes de pointe. Des pénalités peuvent être attribuées en cas de manquement.

Le coût du mécanisme est réparti entre les fournisseurs en fonction des capacités qui leur sont requises. Ceux-ci répercutent ces montants à leurs clients. Le schéma de principe du mécanisme est illustré à la figure 50 ci-dessous.

Capacity auction

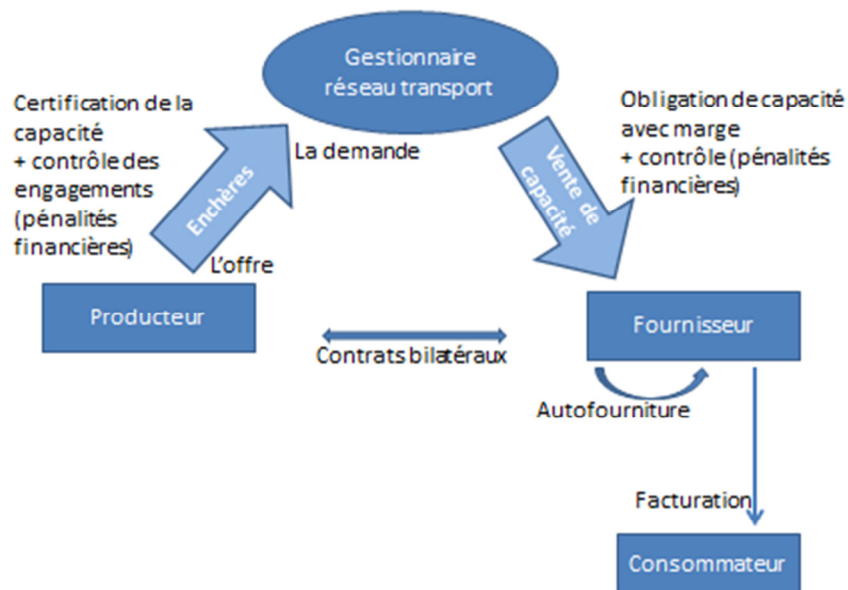


Figure 50 : schéma de principe de "Capacity auction" (réalisé par les auteurs)

Avantages et inconvénients du mécanisme

Ce mécanisme possède la plupart des avantages cités pour le mécanisme français, à savoir :

- la possibilité d'autofourniture de certificats réduit la surface financière ;
- le coût de l'adéquation de capacité est supporté par les fournisseurs dont les clients sont principalement présents à la pointe ;
- la responsabilité de l'adéquation de capacité est supportée par les fournisseurs qui sont les mieux placés pour agir sur la consommation électrique.

De plus, dans le mécanisme PJM, la courbe de demande construite par le régulateur lui permet de garder le contrôle sur la capacité nécessaire du réseau électrique.

L'inconvénient majeur de ce mécanisme est son coût élevé dû à la complexité de sa mise en place, à son fonctionnement ainsi qu'au contrôle des engagements. En théorie, les coûts engendrés par ce mécanisme sont compensés par la disparition de la rente de rareté. Mais en pratique, sur un « *energy-only market* », la rente de rareté est déjà limitée par les plafonds de prix existants, et par conséquent, il y aura certainement une hausse de la facture électrique pour le consommateur final.

Il est à noter que, comme déjà cité précédemment, les mécanismes complexes et coûteux peuvent décourager les petits producteurs et fournisseurs à entrer dans le marché.

Enfin, ce modèle est basé sur l'estimation par le gestionnaire de réseau du volume de capacité nécessaire. Une mauvaise estimation pourrait conduire à une surcapacité, se traduisant à nouveau par une hausse de la facture du client. Dans le cas d'une sous-capacité, c'est l'adéquation des moyens de production qui est mise à mal. De plus, comme dans tous les marchés de capacité, une mauvaise conception du marché peut conduire à des rémunérations excessives de la capacité.

V. Le cas de la Belgique : présentation et analyse du plan Wathelet

Le système électrique Européen a évolué d'un système régulé vers un système libéralisé dont les objectifs sont, en plus d'assurer la sécurité d'approvisionnement, d'offrir des prix justes et transparents ainsi que d'organiser la transition des énergies fossiles vers les énergies renouvelables et ainsi réduire les émissions de CO₂. L'Europe s'est fixé des objectifs contraignants afin que chaque pays puisse gérer avec succès le triangle « approvisionnement - prix - environnement ».

Si les objectifs globaux sont clairs ; il n'en est pas de même pour les moyens à mettre en œuvre dans chacun des pays pour atteindre ces objectifs. Actuellement, la coordination au niveau européen est très faible et quasiment aucun pays n'a trouvé l'équilibre dans les matières conjointes d'approvisionnement, de prix et d'environnement.

1. Le plan Wathelet

Afin de garantir la sécurité d'approvisionnement de la Belgique, le secrétaire d'Etat à l'énergie Melchior Wathelet a proposé un plan articulé autour de nouvelles mesures de court terme et de mesures s'inscrivant dans une stratégie à plus long terme. Les premières idées de ce plan ont été publiées dans le document disponible sur le site internet du secrétaire d'Etat depuis juin 2012 : « le système électrique belge à la croisée des chemins : une nouvelle politique énergétique pour réussir la transition ».

Dans ce plan, il est mentionné que la sécurité d'approvisionnement de la Belgique est déjà menacée à court terme en raison d'un manque d'offre en cas de demande de pointe (problème d'adéquation) mais également par un excédent d'offre en cas de demande minimale (problème d'incompressibilité du parc). Des mesures de court terme sont donc indispensables pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Rappelons que la CREG estime que la sécurité d'approvisionnement serait menacée à partir de 2015 - 2016.

Le plan envisage des mesures de court terme transitoires dans l'attente « soit d'un modèle de marché permettant de remplir les trois objectifs de sécurité d'approvisionnement, de prix et de protection de l'environnement, soit d'une politique énergétique européenne plus harmonisée qui

complète le marché par des mesures nécessaires à l'atteinte des trois objectifs précités » (*Wathelet, 2012*).

A plus long terme, le secrétaire d'Etat juge indispensable que la Belgique se fixe un objectif ambitieux à savoir « la transition vers un nouveau modèle énergétique articulé autour d'un système électrique plus décentralisé, plus intermittent, plus flexible, plus interconnecté et plus intelligent (en termes de gestion de la demande notamment) » (*Wathelet, 2012*).

A court terme, le plan est articulé autour de trois mécanismes :

1. encadrer les mises à l'arrêt définitives et temporaires de capacités afin de ne pas mettre en danger la sécurité d'approvisionnement par la fermeture d'une centrale ;
2. un calendrier de sortie du nucléaire plus ferme et mieux adapté, accompagné de la mise à disposition du marché d'une tranche nucléaire prolongée ;
3. le recours à la procédure d'appel d'offres, prévue dans la législation belge et européenne, afin d'assurer la réalisation effective de nouvelles capacités de production.

La troisième partie de ce plan est la plus avancée. En effet, le secrétaire d'Etat a proposé en ce début d'année un avant-projet d'arrêté royal concernant la procédure d'appel d'offres pour subventionner les investissements dans de nouvelles capacités. Nous avons obtenu une copie de ce document, bien que celui-ci soit confidentiel à ce jour. Nous analyserons en détail dans ce travail cet avant-projet et nous proposerons une analyse de sensibilité des paramètres clés. Enfin, la CREG a vivement critiqué, en ce début mai, cette proposition d'appel d'offres. Nous analyserons ce document publié sur le site de la CREG et nous formulerons un avis personnel sur la question.

1.1. Encadrement des mises à l'arrêt de capacités menaçant la sécurité d'approvisionnement : création d'une réserve stratégique

Le premier mécanisme envisagé dans le plan du secrétaire d'Etat établit de nouvelles règles lors de la mise à l'arrêt temporaire ou définitive d'une unité de production par son propriétaire.

Tout d'abord, le plan propose de maintenir la législation actuelle permettant une mise à l'arrêt temporaire d'une unité de production mais prévoit la possibilité de réactiver cette unité en cas de force majeure. Dans ce cas, un contrat devrait être conclu entre le gestionnaire du réseau de transport et le producteur pour la période de mise à l'arrêt temporaire. Celui-ci fixerait les modalités de réactivation de l'unité : obligations des parties, sanctions éventuelles mais aussi la rémunération

« cost + » accordée au producteur. Cette rémunération couvrirait les coûts fixes induits par la remise en opération de l'unité ainsi que les coûts marginaux d'activation, diminués des revenus obtenus par la vente de l'électricité par le producteur sur le marché. Il est prévu que les coûts du gestionnaire du réseau de transport seraient répercutés sur les consommateurs finaux afin de socialiser la mesure ; la sécurité d'approvisionnement étant essentielle pour l'ensemble des consommateurs. Dans l'impossibilité de trouver un accord entre le gestionnaire du réseau de transport (GRT) et le producteur, les conditions seraient imposées par un arrêté ministériel.

En ce qui concerne les mises à l'arrêt définitives, le secrétaire d'Etat prévoit une mesure empêchant les producteurs de fermer une centrale qui serait jugée indispensable pour la sécurité d'approvisionnement. Etant dans l'incapacité actuelle d'obliger un opérateur privé à maintenir, sans compensation, une unité de production dont il n'arrive plus à couvrir les coûts, le plan prévoit de modifier la loi sur l'électricité (article 4bis : « *un producteur est libre de décider de la mise à l'arrêt temporaire ou définitive d'une unité de production. Cette décision est de son seul ressort et il n'a pas besoin de la justifier* »).

La nouvelle réglementation prévoirait qu'en cas d'annonce de fermeture d'une unité jugée importante pour la sécurité d'approvisionnement, celle-ci serait mise aux enchères et des repreneurs potentiels pourraient faire offre. Le propriétaire de la centrale ne pourrait pas refuser une offre qui serait jugée cohérente par rapport à l'ensemble des coûts liés à la centrale en question.

Si la mise aux enchères ne permet pas de trouver un repreneur, l'unité serait maintenue en service pour une période déterminée en la plaçant, par décision ministérielle, dans un système de « réserve stratégique ». Dans ce cas également, un contrat de deux ans devrait être conclu entre le gestionnaire du réseau de transport et le producteur avec approbation de la CREG. Les obligations des parties y seraient consignées ainsi que la rémunération « cost + » accordée au producteur. Celle-ci tient compte des coûts fixes induits par le maintien en activité, les coûts d'activation de la centrale, augmentés d'une marge équitable. En cas d'impossibilité de conclure un tel contrat, les conditions de participation à la réserve stratégique seraient imposées par un arrêté ministériel.

C'est le gestionnaire du réseau qui s'assurerait de la disponibilité effective de l'unité lors des périodes nécessaires. Mais cette unité ne pourrait plus être utilisée qu'en vertu des conditions d'activation liées à la sécurité d'approvisionnement, de façon à perturber le moins possible le

fonctionnement normal du marché. Le schéma de principe du mécanisme de mise en réserve stratégique est présenté à la figure 51 ci-dessous.

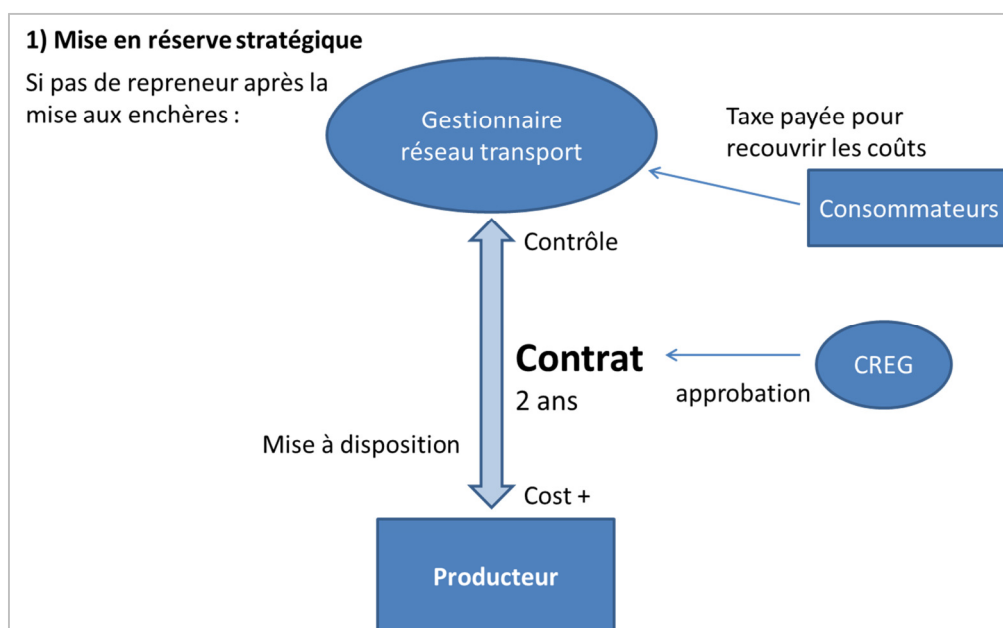


Figure 51 : Plan Wathelet : mise en réserve stratégique d'unités de production (réalisé par les auteurs)

Analyse du mécanisme de réserve stratégique

Parmi les mécanismes présentés dans le chapitre IV de ce travail, ce mécanisme est l'un des plus simples à mettre en œuvre. Son atout principal est qu'il n'influence pas la formation des prix sur le marché « *spot* », pour autant que la réserve n'entre pas en compétition avec les autres capacités de production ou d'effacement. Le signal prix sur le marché de l'électricité reste donc le principal incitant pour les nouveaux investissements.

Cependant, nous pouvons relever diverses difficultés liées à ce mécanisme de réserve stratégique :

- ✓ Il n'y a pas de réelle estimation des besoins en capacité du pays par la CREG comme dans le cas de la Suède où une estimation des besoins annuels est réalisée. De ce fait, seuls les producteurs qui mentionneraient leur décision de fermeture se verraient obligés, si nécessaire, d'entrer dans la réserve stratégique.
- ✓ Ce mécanisme à lui seul ne permet pas d'attirer de nouveaux investissements dans les unités flexibles mais maintient en veille des unités existantes qui risqueraient de fermer sans un soutien financier. Il favorise l'extension de la durée de vie d'anciennes unités de production

au détriment d'investissement dans de nouvelles unités plus performantes. La troisième partie du plan permet de résoudre ce problème via les appels d'offres pour les projets de construction de nouvelles centrales.

- ✓ Lorsqu'un producteur souhaite fermer une unité de production, le plan Wathélet propose de mettre cette unité aux enchères. Il paraît très peu probable qu'une unité en fin de vie et peu rentable soit rachetée par un autre producteur pour y investir à nouveau. La plus grande valeur d'une telle unité réside dans son site d'exploitation. Il serait donc peu efficace d'immobiliser des sites de production sur le long terme puisque ces sites pourraient accueillir de nouveaux projets de capacités. L'immobilisation de ces sites d'exploitation pourrait devenir un frein à l'investissement dans de nouvelles unités.
- ✓ Les détenteurs de capacités peuvent menacer de fermer leurs unités moins rentables afin de les faire entrer dans la réserve stratégique, et par conséquent participer au mécanisme de rémunération. Le risque de voir un nombre croissant de capacités entrer dans la réserve est grand car l'influence des producteurs est forte. Dans ce cas, l'appel à la réserve stratégique, trop fréquent, entrerait en compétition avec les autres capacités électriques et pourrait influencer la formation des prix sur le marché *spot*. Un appel trop fréquent à la réserve est le signe d'un dysfonctionnement du système.

Dans le cas d'un système similaire à celui de la Suède, où les producteurs peuvent entrer dans la réserve stratégique s'ils gagnent l'appel d'offres, le risque de pression de la part des producteurs pour intégrer la réserve est inexistant.

- ✓ Une des difficultés majeures concerne l'évaluation de la rémunération « cost + » qui devrait être payée au producteur par la CREG pour les capacités mises en réserves. Cette rémunération serait calculée sur base des coûts fixes strictement liés à son maintien en activité auxquels il faudrait enlever la différence entre le prix d'activation (vente de l'électricité au moment de la demande de pointe) et le coût marginal d'activation réel (les coûts variables). Toute la difficulté de ce mécanisme est liée à l'estimation de ces coûts. Bien que les coûts variables puissent être estimés à partir des cours du marché (gaz, CO2...), les coûts réellement supportés par les producteurs peuvent être sensiblement différents. En effet, les producteurs couvrent leurs risques d'approvisionnement via des contrats de long terme. Il est donc impossible pour la CREG de connaître réellement les coûts supportés par

l'entreprise, les informations de comptabilités analytiques étant des informations confidentielles et d'ordre stratégique.

- ✓ Le « cost + » est basé sur un calcul de coût auquel une marge « équitable » serait ajoutée. La notion de marge « équitable » peut être critiquée car elle pourrait être source de négociation avec les producteurs qui visent à maximiser leurs gains. Inversement, une mauvaise estimation des coûts conduirait à une marge trop faible et accentuerait le manque de rentabilité des unités de production.
- ✓ Le mécanisme a besoin d'un cadre légal ferme pour fonctionner correctement, mentionnant la durée de vie du mécanisme, le volume maximum de capacité dans la réserve, les règles d'activation de celle-ci et les pénalités en cas de non-disponibilité effective de la capacité. Des règles transparentes et fixes sont indispensables au bon fonctionnement du mécanisme.
- ✓ Ce mécanisme ne permet pas de rémunérer les capacités de back-up des énergies renouvelables (RES) dans la mesure où la réserve devrait alors être bien trop souvent appelée.

1.2. Un calendrier de sortie du nucléaire plus ferme et mieux adapté accompagné de la mise à disposition du marché d'une tranche nucléaire

La loi du 31 janvier 2003 concernant le calendrier d'arrêt des centrales nucléaires belges est jugée trop abrupte pour garantir la sécurité d'approvisionnement. Dans cette loi, une possibilité de déroger au calendrier de sortie par un arrêté royal a été prévue. Le secrétaire d'Etat propose, grâce à cette possibilité, de prolonger de dix ans la tranche nucléaire de Tihange 1. Le plan du secrétaire d'Etat envisage de définir un calendrier clair de sortie, plus ferme et ne permettant aucune dérogation afin d'éviter une confusion dans le marché et favoriser un climat serein d'investissement.

Le secrétaire d'Etat propose également de mettre cette tranche dont la durée de vie serait prolongée de dix ans à disposition du marché, à partir de 2015 et ce pour les dix années supplémentaires de production. Pendant cette période, l'opérateur serait rémunéré à un prix couvrant ses coûts augmentés d'une marge « équitable » (cost +). Le secrétaire d'Etat prévoit aussi que : « *les éventuels revenus tirés de ce mécanisme pourraient être affectés au financement du mécanisme d'appel d'offres pour de nouvelles capacités de production* ».

Le schéma de principe du plan concernant la prolongation et la mise à disposition du marché d'une tranche nucléaire est présenté à la figure 52 ci-dessous.

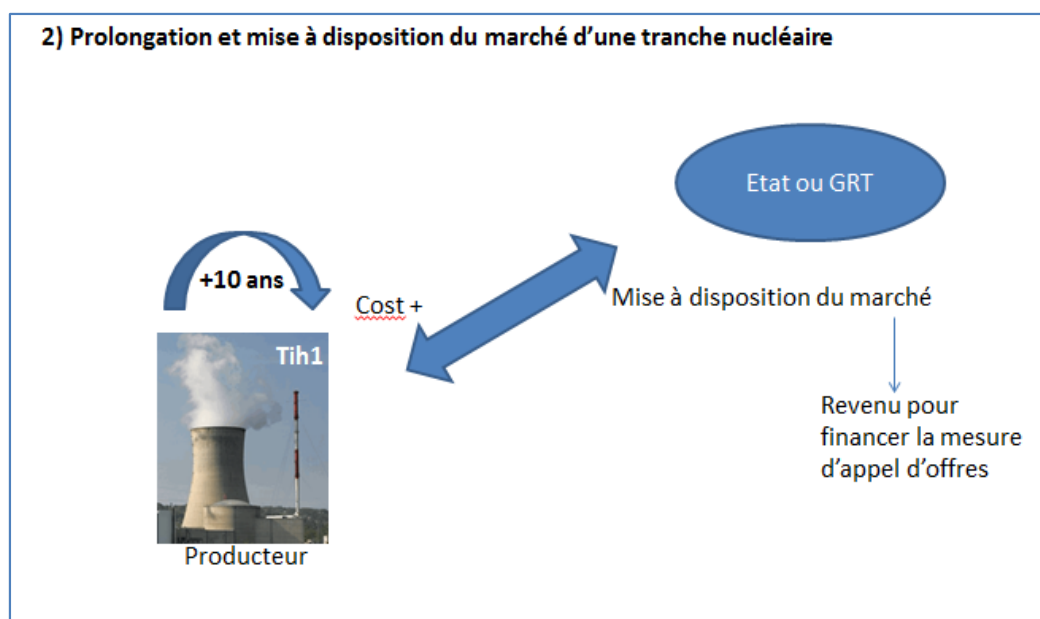


Figure 52 : Plan Wathelet : mise à disposition d'une tranche nucléaire (réalisé par les auteurs)

Les deux premières parties de ce plan n'ont pas, à ce jour, été concrétisées dans des textes législatifs.

1.3. Appels d'offres pour de nouvelles capacités de production à gaz

La troisième partie du plan concerne une aide à l'investissement pour de nouvelles unités de production. Cette partie du plan s'est concrétisée récemment dans deux documents confidentiels, rédigés en février 2013, et soumis pour évaluation aux producteurs d'électricité belge :

- un avant-projet d'arrêté royal concernant les modalités de la procédure d'appel d'offres pris en application de l'article 5 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et de l'article 1^{er} de l'arrêté ministériel portant sur le recours à la procédure d'appel d'offres en application de l'article 5,§2 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité ;
- une annexe à cet avant-projet, à savoir le cahier des charges de l'appel d'offres portant sur l'établissement de nouvelles installations de production d'électricité de type cycle combiné à gaz afin de garantir la sécurité d'approvisionnement.

Cette troisième partie du plan a pour but de favoriser les investissements dans les productions flexibles de type gaz afin d'assurer l'adéquation électrique sur le long terme par la modernisation du parc de production.

Le secrétaire d'Etat à l'énergie propose dans son rapport de lancer un appel d'offres afin d'offrir un support aux nouvelles capacités de production, en assurant les investisseurs contre le risque d'un manque de rentabilité.

1.3.1. Description du mécanisme

L'appel d'offres concerne uniquement les nouvelles installations de production électrique de type cycle combiné à gaz (TGV) d'une puissance minimale de 300 MW et de rendement minimum de 57 %. Seules les technologies de ce type utilisant exclusivement du gaz comme source d'énergie primaire pourront participer à l'appel d'offres.

Chaque candidat propose un montant maximum de soutien annuel, exprimé en €/MW installé, avec un maximum de 87 682,1 €/MW. Les candidats proposant les plus faibles montants de rémunération gagneront l'appel d'offres. Ceux-ci seront dans l'obligation d'offrir au marché une disponibilité technique de 80 %, compte tenu des interruptions pour maintenance et des interventions diverses.

La date de mise en service de l'unité est fixée en 2016 et la rémunération sera perçue par le producteur jusqu'en 2025, soit pendant les dix premières années de service de l'unité. La durée de vie d'une telle unité est de 25 ans, pendant les 15 dernières années de service, l'unité ne percevra aucun soutien financier.

Les critères d'attribution de l'appel d'offres sont conditionnés par deux paramètres, dont le total attribuera une note sur 100 points au candidat:

- le montant de soutien financier demandé par mégawatt installé (dont la note maximale est de 70, l'unité qui proposera le plus faible montant recevra la note de 70) ;
- la qualité de l'offre (dont la note maximale est de 30).

La qualité de l'offre sera évaluée par exemple, selon la date de mise en service industrielle estimée, l'efficacité ou la flexibilité de l'installation de production, la compatibilité du projet avec les autres projets proposés...

Les unités qui remportent l'appel d'offres se verront offrir un rendement garanti ex-post à partir de leur mise en service et jusqu'en 2016. Lorsque les revenus sur une année sont inférieurs au rendement garanti, l'Etat verse la différence à l'exploitant. C'est la CREG qui sera chargée de contrôler le comportement des unités de production ainsi que le respect de l'obligation de disponibilité. Le calcul du montant effectif reçu par les producteurs à la fin de chaque année est détaillé dans le point suivant de ce chapitre. La figure 53 ci-dessous, illustre le mécanisme d'appel d'offres proposé dans la troisième partie du plan.

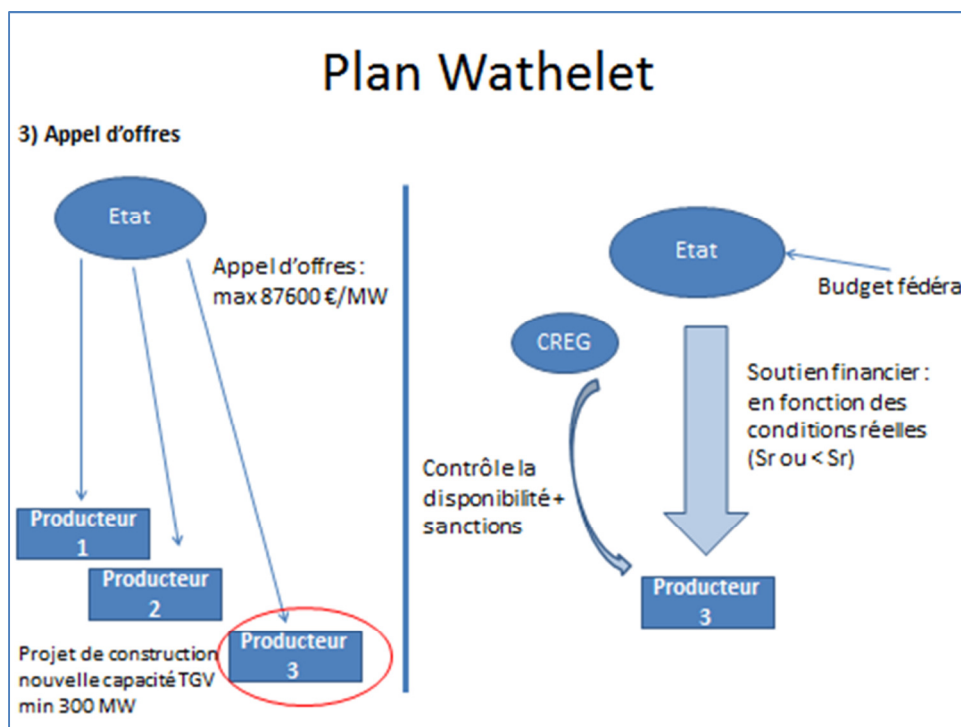


Figure 53 : Plan Wathelet : mécanisme d'appel d'offres pour les nouvelles capacités flexibles (réalisé par les auteurs)

1.3.2. Calcul du montant effectif de rémunération

Le montant de la rémunération effective annuelle est fixé, après chaque année (pour les années entre l'année de mise en service et 2025) en fonction de deux paramètres :

- ✓ la production annuelle effective de l'unité de production, exprimée en MWh
 - ✓ le « *Clean Spark Spread* » (€/MWh) pour chaque heure où l'unité de production a produit.
- Cette notion a été définie au point 3.2 du chapitre 3.

Chaque année, le montant effectif est calculé de la manière suivante :

$$\text{Montant effectif (€)} = \text{Min}(Y, S_r) \quad (5.1)$$

Avec :

Sr, le montant maximal déterminé sur base de l'offre retenue

Et Y, calculé de cette façon :

$$Y = \text{Max} (Sr - 0,5 (A - B) ; 0) \quad (5. 2)$$

Avec :

A, le revenu calculé sur base de la production horaire effective (production réelle) de l'unité de production, multipliée par le « *Clean Spark Spread* » (CSS) horaire positif calculé par la Direction générale de l'énergie :

$$A \left(\frac{\text{€}}{\text{MW}} \right) = \text{heures de fonctionnement réelles (h)} \times \text{CSS}_{\text{positif}} \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) \quad (5. 3)$$

Comme présenté dans le chapitre 3, le « *Clean Spark Spread* » horaire (CSS) est défini comme la différence entre le prix de l'électricité à chaque heure et ses coûts variables de production, limités aux coûts du combustible et du CO₂. Dans la formule ci-dessus (5.3), seuls les CSS positifs sont pris en compte.

Avec B, le revenu théorique sur base d'un modèle de référence proposé par le secrétaire d'Etat, avec pour hypothèses un nombre d'heures de fonctionnement de 2602 heures/an et un CSS moyen positif fixé à 35,07, c'est-à-dire :

$$B \left(\frac{\text{€}}{\text{MW}} \right) = 2602 \times 35,07 = 91\,252,14 \frac{\text{€}}{\text{MW}} \quad (5. 4)$$

Si l'on prend comme hypothèse que le montant de l'offre retenue est de 87 682,1 €/MW (valeur maximale de l'offre), la courbe du montant effectif reçu par l'opérateur de l'unité en fonction du revenu A est la suivante :

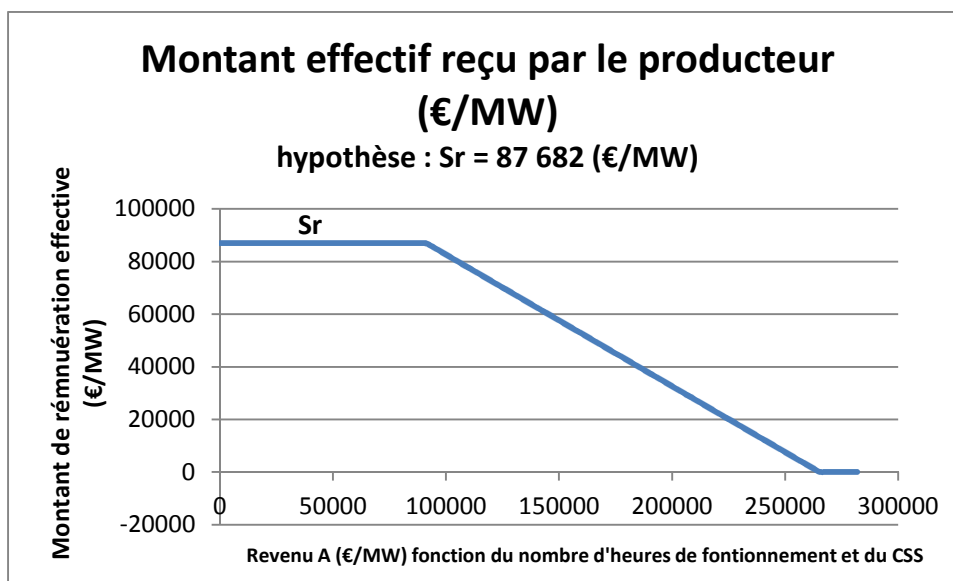


Figure 54 : courbe du montant effectif de la rémunération reçue par le producteur (réalisé par les auteurs)

On peut déduire du graphique ci-dessus que (figure 54) :

- ✓ lorsque les revenus générés par l'unité sur l'année sont inférieurs au revenu théorique de 91 252 €/MW, alors le montant effectif de la rémunération est celui fixé par l'appel d'offres, soit S_r ;
- ✓ lorsque les revenus générés par l'unité sur l'année sont supérieurs au revenu théorique, alors seulement 50 % des gains sont captés par le producteur (pente de la courbe de la figure 54).

C'est donc un mécanisme asymétrique, plafonné à la hausse par le montant maximal de l'offre retenue lorsque le nombre d'heures de fonctionnement et le CSS réellement observé ex-post sont inférieurs aux hypothèses. Ce soutien annuel sera revu à la baisse dans le cas où le nombre d'heures de fonctionnement et le CSS réellement observé ex-post dépasseront les hypothèses du modèle de référence.

Dans son premier projet (WATHELET, 2012), Melchior Wathelet proposait que le coût de la mesure soit financé par le mécanisme de mise à disposition d'une tranche nucléaire ainsi que par le mécanisme de captation de la rente nucléaire. Dans l'avant-projet d'arrêté royal, la rémunération aux producteurs serait financée par le Budget fédéral, soit indirectement par le consommateur final.

1.3.3. Chronologie du mécanisme d'appel d'offres et analyse

Il est écrit dans l'avant-projet de loi que « la Direction générale de l'Energie adressera, suivant les meilleurs délais suivant la publication de l'arrêté royal au Moniteur belge un avis d'appel d'offres dans le Journal Officiel de l'Union européenne (J.O.U.E) [...] ».

Les candidats disposeront alors de 6 mois à compter de la date de publication de l’avis pour déposer leurs offres. Dans le mois de la publication de l’avis, chaque candidat peut adresser des demandes d’informations à la Direction générale de l’Energie, qui y répondra dans le mois suivant le dernier jour de formulation des questions. Après réception de toutes les offres, le Ministre désignera le ou les candidats retenus par un arrêté ministériel de désignation individuel.

La figure 55 ci-dessous présente la chronologie du mécanisme d’appel d’offres.

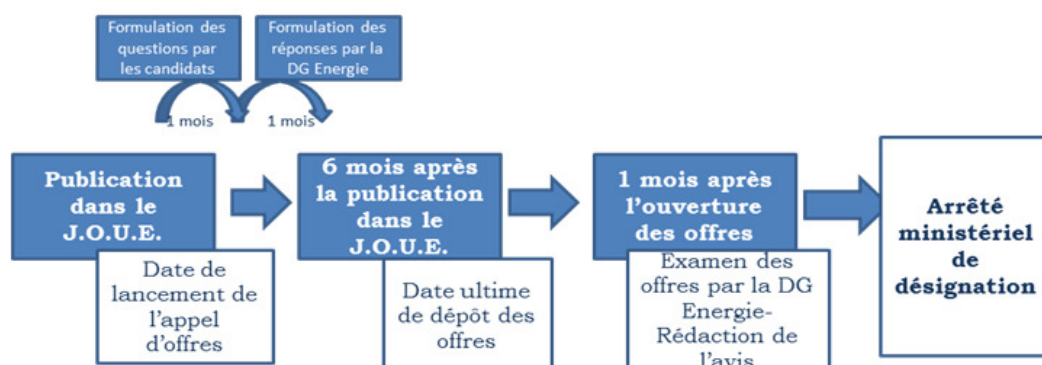


Figure 55 : Les étapes importantes de l'appel d'offres (SPF, 2013)

On peut donc imaginer que raisonnablement, les candidats retenus pour l’appel d’offres ne seront connus au plus tôt que début 2014.

Sachant qu’une période de minimum 3 ans, voire plus réaliste 4 ans, est nécessaire entre la commande et la mise en service d’une nouvelle TGV, il est peu probable qu’une nouvelle unité produise ses premiers kWh avant l’été 2017. Nous avons vu dans le premier chapitre de ce travail que le risque pour la sécurité d’approvisionnement en Belgique se manifesterait vers les années 2015-2016. On comprend donc que la solution proposée par le secrétaire d’Etat n’est pas une solution de court terme pouvant résoudre le risque d’un manque de capacité à l’horizon souhaité. L’appel d’offres propose une solution sur le moyen/long terme alors que les problèmes identifiés sont de court terme.

2. Analyse du mécanisme d’appel d’offres proposé dans le plan Wathelet

Dans cette partie, nous allons analyser le mécanisme d’appel d’offres proposé dans l’avant-projet d’arrêté royal. Pour fixer la valeur maximale du montant de l’appel d’offres à 87 600 €/MW, le secrétaire d’Etat a défini une unité TGV de référence, basée sur des hypothèses de coûts et de

revenus. Sur base de ces hypothèses, nous réaliserons une analyse financière afin de comprendre le montant annoncé. Nous effectuerons alors une analyse de sensibilité des différents paramètres du projet de référence afin de mettre en évidence les hypothèses du modèle qui ont le plus d'influence sur le taux interne de rentabilité du projet.

Ensuite, nous comparerons les hypothèses de revenus obtenus sur le marché par la centrale de référence au cours de la durée de vie du projet avec des revenus calculés sur base de données historiques. Nous verrons que les revenus annoncés dans le modèle de référence sont plutôt optimistes.

Nous présenterons alors un scénario sur base de données de coûts fixes et variables obtenus par un producteur et sur base de revenus moyens historiques. Cela nous permettra d'évaluer les montants d'aide annoncés dans l'avant-projet d'arrêté royal et de juger s'ils susciteront l'intérêt des investisseurs.

A la fin de ce chapitre, nous analyserons le coût de la mise en place d'un tel mécanisme pour la société et nous évaluerons l'effet de ces subsides sur la facture annuelle d'un ménage belge.

2.1. Le modèle de référence proposé dans l'avant-projet d'arrêté royal

Dans ce mécanisme, à la fin de chaque année, les conditions réelles du marché seront comparées au modèle de référence. Ce modèle correspond à un modèle financier standard et simplifié d'une centrale au gaz « type » (non réelle). C'est sur cette base que le montant maximum de la rémunération a été fixé.

Voici les hypothèses du modèle de référence :

- ✓ une date de mise en service fixée au 1^{er} janvier 2016 ;
- ✓ un CAPEX moyen de 795 500 €/MW ;
- ✓ un financement du CAPEX sur 15 ans, sur base d'un emprunt couvrant 70 % du montant total (au taux annuel de 4,65 %) ;
- ✓ des coûts fixes annuels moyens estimés à 33 €/kW ;
- ✓ des coûts variables moyens (hors prix du gaz et de la tonne de CO₂) estimés à 2,16 €/MWh ;
- ✓ un taux d'impôt de référence de 33 % ;
- ✓ une période d'évaluation du projet sur 25 ans ;
- ✓ une durée d'amortissement de la centrale fixée à 20 ans ;
- ✓ un soutien annuel fixe non taxable ;

Toutes les données économiques sont exprimées en EUR 2011 et sont corrigées du facteur d'inflation (2 %/an). Selon l'arrêté royal, les flux financiers sont déterminés par la méthode Arditti-Levy et les formules utilisées dans l'avant-projet sont présentées en annexe (annexe VII.1.1).

Le revenu brut de la centrale de référence est défini sur base de l'indicateur CSS [€/MWh] ainsi que sur base du nombre d'heures de fonctionnement de l'unité, à partir de la formule 5.3, soit :

	2016 à 2025	2025 à 2040
Nombre d'heures de fonctionnement (h)	2602	4743
Clean Spark Spread moyen positif (€/MWh)	35,07	28,04
Revenu théorique (€/MW)	91 252,14	132 993,7

Figure 56 : les revenus bruts de la centrale de référence sur base d'hypothèses pour le CSS ainsi que pour le nombre d'heures de fonctionnement (réalisé par les auteurs)

D'après l'avant-projet d'arrêté royal : « L'évaluation du projet sur une période de 25 ans donne lieu à une valeur actuelle nette négative. L'attribution d'un support financier annuel fixe de 70 415,68 EUR par MW à partir de la date de mise en service (2016) jusqu'en 2025 compense la valeur actuelle nette négative du projet et donne lieu à un taux de rendement interne de 7,5 % pour le projet évalué sur la période de 25 ans ».

De manière à tenir compte d'éventuelles différences entre le modèle théorique et les projets, l'avant-projet de loi mentionne que : « les candidats peuvent demander un soutien annuel maximum de 87 682,1 €/MW, soit 125 % du niveau annuel de soutien théoriquement nécessaire de 2016 à 2025 » (Wathelet, 2012).

2.1.1. Calcul des flux financiers du modèle de référence

Le projet d'arrêté royal annonce effectuer le calcul des flux financiers sur base d'une méthodologie particulière appelée la méthode Arditti-Levy (annexe VII.1.1). Néanmoins, après avoir analysé la méthodologie présentée, il s'avère qu'elle diffère de la méthode Arditti-Levy et il semble y avoir une incohérence : la méthodologie de l'avant-projet mélange deux approches plus classiques pour l'estimation de la valeur d'un projet à savoir (BERK, DEMARZO, 2011) :

- la méthode du coût moyen pondéré du capital (CMPC) ;
- la méthode des flux de trésorerie disponibles pour les actionnaires (FTDA).

En effet, dans l'avant-projet, la valeur actuelle nette est la somme d'un CAPEX (100% de l'investissement) et de flux financiers actualisés de type FTDA, c'est-à-dire des flux financiers opérationnels desquels le remboursement de la dette et les intérêts sont déduits.

En réalisant cette méthodologie hybride, nous obtenons les 7,5 % annoncés de taux de rentabilité interne du projet de référence (annexe VII.2). Cependant, nous préférons dans la suite de ce travail travailler avec une méthodologie standard de type CMPC au vu de l'incohérence citée ci-dessus.

Nous actualiserons les flux financiers avec un coût moyen pondéré du capital, CMPC, de 7,5 %. Cette valeur nous a été confirmée par Electrabel comme étant la rentabilité attendue sur l'actif économique du projet, compte tenu du risque du projet. Le tableau ci-dessous (figure 57) présente les résultats obtenus sur base des hypothèses de coûts et de revenus du modèle de référence, grâce à la méthode du coût moyen pondéré du capital (BERK, DEMARZO, 2011). Les calculs sont présentés en annexe (annexe VII.3).

CMPC = 7,5 %	Sans aide	Avec aide	Avec aide max
TIR [%]	7,08%	13,33%	15,12%
VAN [€/MW]	-€35.192	€414.4276	€524.675
Aide [€/MW]	€0,00	€70.416	€87.682

Figure 57 : Tableau récapitulatif des calculs financiers du modèle de référence selon une méthodologie standard (CMPC) (réalisé par les auteurs)

La valeur actuelle nette du projet est négative sans soutien financier, et atteint environ 524 000 € avec l'aide maximum proposée dans l'avant-projet. Ces TIR élevés peuvent s'expliquer par les hypothèses très optimistes de coûts et de revenus, ce que nous justifierons dans la suite de ce travail.

Afin de prendre en compte les économies réalisées grâce à la déductibilité des charges d'intérêt, on peut réaliser le calcul de la valeur actuelle nette ajustée (VANA). Nous avons actualisé les économies d'impôt au taux d'intérêt de l'emprunt.

Les résultats sont synthétisés dans le tableau ci-dessous (figure 58).

Scénario de référence avec aide de 70 416 €	
VAN [€/MW]	€ 414425,61
Ajustement [€/MW]	€ 60454,06
VANA [€/MW]	€ 474879,67

Figure 58 : Résultat de la VANA pour le scénario de référence avec une aide de 70416 € (réalisé par les auteurs)

La partie suivante analyse l'influence du choix des hypothèses du modèle de référence sur le résultat du taux de rentabilité interne du projet. Nous souhaitons par cette analyse mettre en évidence quelles sont les hypothèses qui influencent le plus le taux de rentabilité interne du projet.

2.1.2. Analyse de sensibilité des hypothèses du modèle de référence

Comme nous l'avons vu au point 2.1 de ce chapitre, le modèle de référence est basé sur une série de paramètres fixés arbitrairement. Certaines valeurs, par exemple les CSS, peuvent sembler élevées au regard des CSS que nous avons calculés au chapitre 3. On peut donc légitimement se poser la question de savoir quelle est l'influence de chaque paramètre sur le résultat final.

Ainsi, nous avons réalisé une étude de la sensibilité des paramètres suivants :

- le CAPEX [€/MW];
- l'inflation [%] ;
- le fonctionnement en pleine capacité lors de la phase 1 [h/an] ;
- le CSS lors de la phase 1 [€/MWh] ;
- le fonctionnement en pleine capacité lors de la phase 2 [h/an] ;
- le CSS lors de la phase 2 [€/MWh] ;
- les coûts variables (CV) [€/MWh] ;
- les coûts fixes (CF) [€/kW].

Nous avons fait varier chaque paramètre entre les bornes suivantes : -20 % à + 20 %, toutes choses étant égales par ailleurs (sur base des données de l'unité de référence avec un soutien financier de 70 416 €/MW).

La figure 59 ci-dessous illustre les résultats obtenus. Les tableaux de valeurs se trouvent en annexe (annexe VII.4)

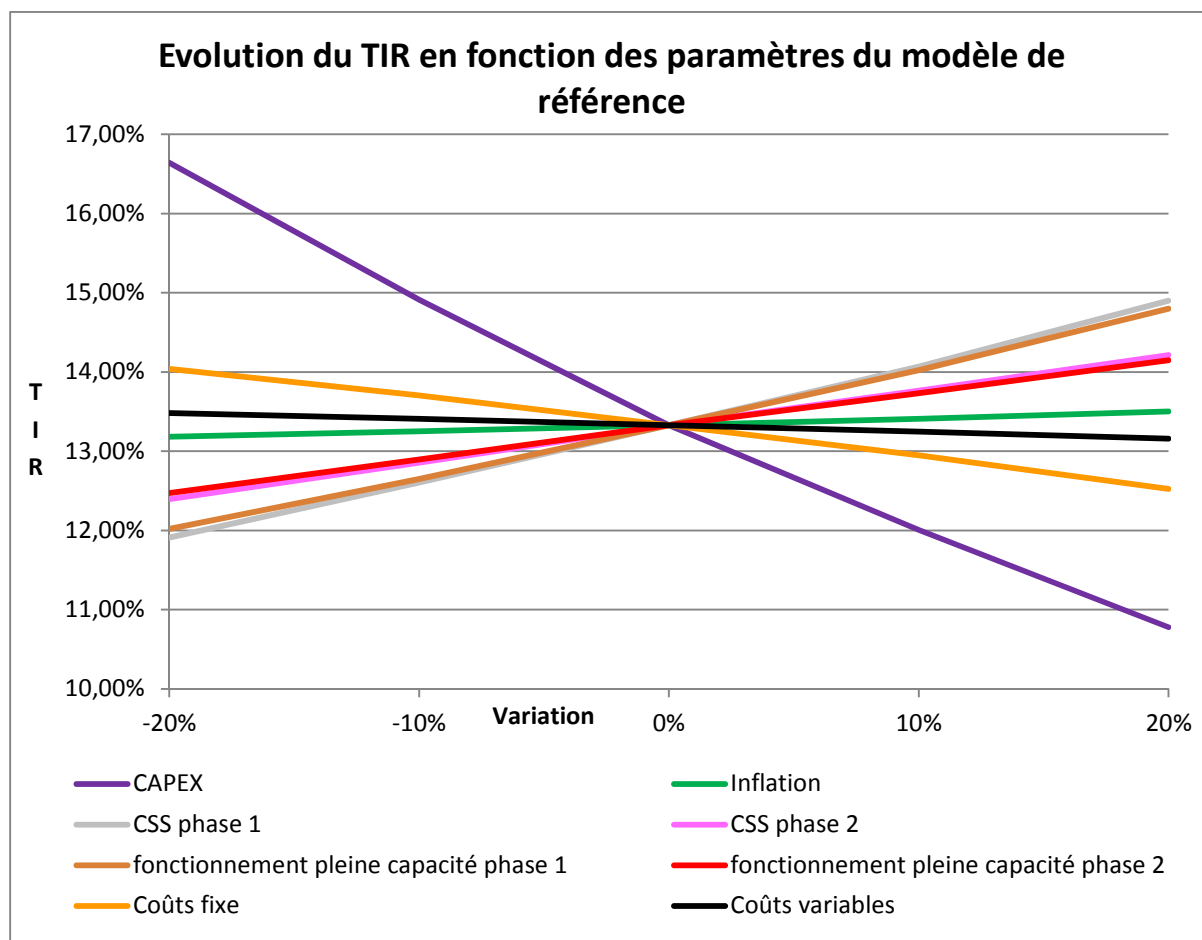


Figure 59 : Evolution du TIR en fonction des paramètres du modèle de référence (réalisé par les auteurs)

On remarque dans cette figure que c'est l'investissement initial (CAPEX) qui a le plus d'influence sur le taux de rentabilité interne. Le TIR évolue en effet de 16,64 % à 10,8 % lorsque l'investissement initial évolue de - 20 % à + 20 %. C'est donc prioritairement le CAPEX que les investisseurs potentiels doivent comparer à leurs propres données car il influence fortement la rentabilité du projet. A titre de comparaison, nos recherches nous conduisent plutôt à considérer pour ce type d'unité un CAPEX de 858 000 €/MW (EUR 2011) (donnée producteur), ce qui réduit le TIR du projet de référence à 12,2 %.

Les paramètres classés en seconde et troisième position de notre étude de sensibilité sont les suivants : le CSS de la phase 1 ainsi que le nombre d'heures de fonctionnement de la phase 1. Les hypothèses de revenu généré par l'unité TGV sur la première phase du projet influencent donc également fortement le taux de rentabilité interne de l'unité.

Les paramètres ayant le moins d'influence sont les coûts variables de l'unité de production et le taux d'inflation.

Un autre paramètre peut influencer le taux de rentabilité interne du projet de référence : la durée d'amortissement de l'investissement.

Bien que la durée d'amortissement dans le projet de référence soit de 20 ans, il est plus courant, selon les industriels, d'amortir sur la durée de vie totale du projet, soit 25 ans. Cela a pour conséquence de réduire le TIR comme présenté dans le tableau ci-dessous (figure 60).

Durée amortissement	TIR
20	13,33 %
25	13,02 %

Figure 60 : Effet de l'amortissement sur le TIR du modèle de référence (réalisé par les auteurs)

2.2. Calcul du CSS moyen de 2008 à 2013 et comparaison avec les revenus théoriques du modèle de référence

Nous avons calculé les indicateurs de « *Clean Spark Spread* » (CSS) [€/MWh] pour chaque année entre 2008 à 2013 sur base des prix « *spot* » de l'électricité (heures par heures) trouvés sur le site du Belpex, des prix journaliers du gaz naturel trouvés sur la bourse APX Gas NL All Day Index (*ICE Endex, 2013*) ainsi que sur base d'un prix moyen du quota de CO₂ par année (*Perthuis, 2010* et *observatoire de l'industrie électrique, 2013*).

Le CSS moyen [€/MWh] correspond à la moyenne arithmétique des 8760 valeurs de CSS calculées pour une année. En sélectionnant uniquement les valeurs positives, nous calculons un CSS moyen positif [€/MWh].

On remarque à la figure 61 que les CSS moyens, ainsi que les CSS moyens positifs décroissent de 2008 jusqu'en 2012. Les valeurs de 2013 sont à prendre avec précaution car elles ne représentent que les quatre premiers mois de l'année.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
CCS moyen EUR 2011	20,16	13,85	11,39	6,29	0,90	3,62
CCS moyen positif EUR 2011	31,62	18,76	16,62	14,16	10,92	7,17

Figure 61 : Tableau synthétique des CSS moyens et moyens positifs calculés pour les années de 2008 à 2013 (réalisé par les auteurs)

Le graphique ci-dessous illustre les CSS moyens et CSS moyens positifs calculés de 2008 à 2013. Les valeurs ont été actualisées ou capitalisées selon les années, afin d'être exprimées en EUR 2011.

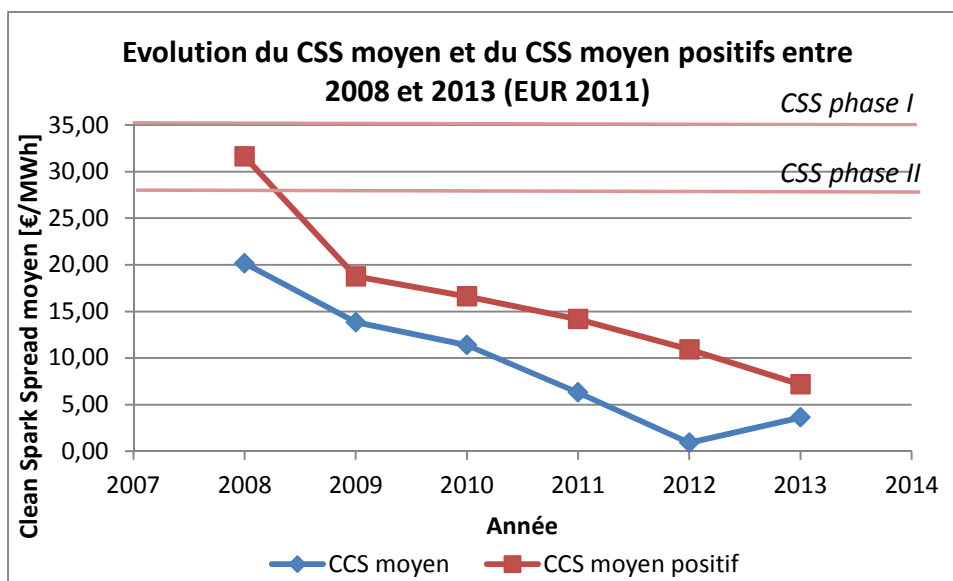


Figure 62 : Evolution du CSS moyen et du CSS moyen positif entre 2008 et 2013 sur base de données historiques (réalisé par les auteurs)

Comparons alors les niveaux de CSS proposés dans le modèle de référence (EUR 2011), soit 35,07 €/MWh de 2016 à 2025 et 28,04 €/MWh de 2025 à 2040, aux valeurs réellement observées lors des cinq dernières années (figure 62).

Nous pouvons d’ores et déjà remarquer que ces indicateurs sont très optimistes compte tenu des CSS moyens observés sur les dernières années. Seule l’année 2008 a connu un indicateur « *Clean Spark Spread* » de cet ordre. Si l’on considère une reprise économique en 2016, il reste néanmoins peu probable que les niveaux de CSS atteignent ceux de 2008, compte tenu du niveau de capacités renouvelables présent actuellement dans le mix énergétique. Comme nous l’avons vu précédemment, les capacités renouvelables ont tendance à influencer à la baisse le prix de l’électricité, et par conséquent réduisent le niveau des CSS.

Ensuite, nous avons calculé le nombre d’heures par an pour lequel l’indicateur CSS moyen est supérieur ou égal aux niveaux de CSS annoncés dans le modèle de référence, soit 35,07 €/MWh et 28,04 €/MWh. Pour ce faire, nous avons classé les CSS horaires par ordre croissant et comptabilisé le nombre d’heures pour lesquelles la moyenne des CSS atteint les valeurs cibles du modèle de référence. Ce nombre théorique fait l’hypothèse que l’unité peut choisir de capter uniquement les meilleures CSS de l’année ce qui en pratique n’est pas possible. C’est pourquoi les nombres d’heures calculés de cette façon sont supérieurs aux nombres d’heures réels conduisant à la même valeur de CSS. Les résultats sont synthétisés dans le tableau ci-dessous (figure 63).

	2008	2009	2010	2011	2012
# heures CSS >0	6674	7213	7018	6381	4942
# heures CSS moyen $\geq 35,07$ EUR 2011	5957	2177	1321	506	417
# heures CSS moyen $\geq 28,04$ EUR 2011	7427	3756	2678	1277	745

Figure 63 : Nombre d'heures pour lesquelles le CSS dépasse les valeurs cible du modèle de référence

Comparons ces heures à celles avancées dans le modèle de référence, soit :

- ✓ 2602 heures de 2016 à 2025, à comparer avec les CSS moyens $\geq 35,07$;
- ✓ 4743 heures de 2025 à 2040, à comparer avec les CSS moyens $\geq 28,04$.

Encore une fois, ce tableau nous mène à la conclusion que le modèle de référence est basé sur des hypothèses optimistes puisque les niveaux d'heures de fonctionnement n'ont jamais été atteints, sauf en 2008.

En conclusion, les valeurs des CSS (phase I et II) et les heures de fonctionnement du modèle de référence nous semblent trop optimistes. Des hypothèses de revenus plus prudentes nous semblent plus adaptées au vu de l'importance du choix de ces valeurs sur le résultat final du taux interne de rentabilité comme présenté dans l'analyse de sensibilité.

2.3. Scénarii sur base de données historiques

Nous pouvons établir différents scénarii sur base des valeurs historiques de CSS de l'année 2008 et 2012, ces deux années étant respectivement la meilleure et la pire en termes de revenu obtenu comme montré à la figure 62.

Le tableau ci-dessous compare le modèle de référence avec l'aide maximum (87 682 €) à divers scénarii. Le nombre d'heures de fonctionnement est fixé arbitrairement identique au modèle de référence, soit 2602 heures pour les 10 premières années et 4743 heures pour les 15 dernières années de la centrale. Ensuite, nous avons modifié les Clean Spark Spread (CSS) des phases I et II grâce aux CSS moyens positifs calculés pour les années 2008 et 2012 à la figure 61. Nous avons considéré le CSS moyen positif pour nos calculs car une unité TGV, unité de semi pointe et flexible, fonctionne principalement lorsque les CSS sont avantageux. Cependant, les contraintes techniques limitent ce phénomène.

Sur base de ces nouvelles hypothèses, nous avons calculé la valeur actuelle nette ainsi que le taux de rentabilité interne de chaque scénario (figure 64).

Scénarii sur base de données historiques de CSS				
CMPC = 7,5 %	Référence avec aide max	Scénario 2008 avec aide max	Scénario 2012 avec aide max	Scénario 2012 avec TIR équivalent réf
# heures par an phase 1 [h/an]	2602	2602	2602	2602
CSS 1 [€/MWh]	35,07	31,62	7,17	7,17
# heures par an phase 2 [h/an]	4743	4743	4743	4743
CSS 2 [€/MWh]	28,04	31,62	7,17	7,17
TIR [%]	15,12%	14,88%	0,00%	15,12%
VAN [€/MW]	€524.675	€547.286	-€449.059	€266.995
Aide [€/MW]	€87.682	€87.682	€87.682	€199.825

Figure 64 : Scénarii sur base de données historiques de CSS (réalisé par les auteurs)

Nous remarquons que le scénario 2008 conduit à une VAN de plus de 500 000 €/MW, ce qui est élevé mais compréhensible car, comme cité auparavant, les unités étaient rentables en 2008 et ne nécessitaient pas de soutien financier de l'Etat. Par contre, si l'on se base sur le CSS moyen positif de 2012, même avec l'aide maximale, la VAN du projet est négative. Une aide de 199 825 €/MW serait nécessaire pour atteindre le TIR du projet de référence.

Comme on pouvait s'y attendre, ces deux années mènent à des résultats extrêmes. La question qui se pose est de savoir de quel scénario se rapprocheront les années entre 2016 et 2040. Ce qui est certain c'est que le parc de production a fortement évolué depuis 2008 avec l'arrivée des énergies renouvelables, qui influencent à la baisse le niveau des CSS.

La partie suivante présente un scénario sur base des hypothèses de coûts d'une unité TGV existante.

2.4. Scénario sur base d'hypothèses de coûts d'une unité existante

Dans cette partie, nous établissons un scénario plus réaliste sur base des hypothèses suivantes :

- ✓ les coûts d'une unité TGV existante ainsi qu'un CAPEX réel (données producteur) ;
 - des coûts fixes à 37,5 €/kW
 - des coûts variables à 3 €/MWh
 - un CAPEX de 858 000 €/MW
- ✓ un CSS correspondant à la moyenne des CSS moyens positifs des cinq dernières années (moyenne de 2008 à 2012), soit 18,42 €/MWh (EUR 2011).

- ✓ un nombre d'heures de fonctionnement correspondant aux hypothèses du modèle standard, soit 2602 heures pour les 10 premières années et 4743 heures pour les 15 dernières années de la centrale.

Nous avons intégré ces hypothèses dans notre calcul financier et nous avons calculé la valeur actuelle nette du projet ainsi que le taux de rentabilité interne avec une aide fixée au niveau maximum, soit 87 682 €/MW. La figure ci-dessous (figure 65) montre que dans ce cas, la VAN est négative et le taux de rentabilité correspondant est de 5,99 %.

De ce calcul nous avons obtenu le montant de la rémunération de la capacité qui serait nécessaire pour annuler la VAN, c'est-à-dire pour que le TIR atteigne le coût d'opportunité du capital. Ce montant s'élève à 102 220 €/MW.

Scénario sur base de coûts d'unités existantes et avec CSS calculé sur les 5 dernières années		
CMPC = 7,5 %	Scénario avec aide max	Scénario avec TIR = 7,5 %
# heures par an phase 1 [h/an]	2602	2602
CSS 1 [€/MWh]	18,42	18,42
# heures par an phase 2 [h/an]	4743	4743
CSS 2 [€/MWh]	18,42	18,42
TIR [%]	5,99%	7,50%
VAN [€/MW]	-€92.822	€0
Aide [€/MW]	€87.682	€102.220

Figure 65 : Scénario sur base des coûts d'une unité existante et d'un CSS moyen de 2008 à 2012 (réalisé par les auteurs)

Ce tableau, basé sur des hypothèses réalistes (données de coûts d'un producteur et CSS moyen des dernières années), illustre que l'aide de 87 682 €/MW ne sera probablement pas suffisante pour atteindre les niveaux de rentabilité annoncés par l'arrêté royal. Dans ce cas, la mise en place d'un tel mécanisme pourrait ne pas conduire à l'objectif voulu. En effet, les producteurs pourraient ne pas participer à l'appel d'offres jugeant le risque trop grand compte tenu du niveau de l'aide accordée.

Généralisons le scénario ci-dessus en gardant les hypothèses de coûts et en faisant varier :

- ✓ les CSS entre 15 et 30 euros ;
- ✓ les nombre d'heures de fonctionnement entre 1000 et 4000 heures par an.

Le graphique ci-dessous (figure 66) illustre le montant d'aide à accorder aux producteurs pour atteindre une VAN nulle en fonction des revenus de l'unité, c'est-à-dire du niveau de CSS multiplié par le nombre d'heures de fonctionnement. L'intérêt de ce graphique est qu'il permet à chacun d'évaluer l'aide nécessaire selon ses propres estimations de revenus futurs.

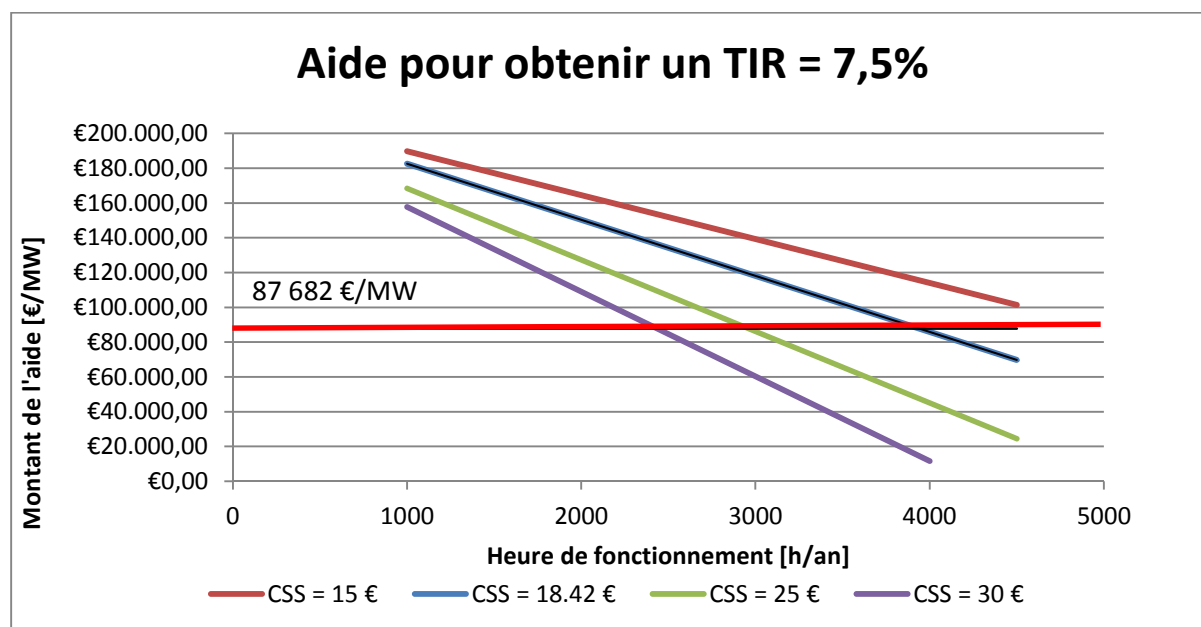


Figure 66 : calcul des niveaux de rémunération nécessaires en fonction du nombre d'heures de fonctionnement (réalisé par les auteurs)

On peut voir sur ce graphique que le montant proposé par le secrétaire d'Etat n'est adapté que si l'on considère des revenus de l'unité assez élevés : 4000 à 5000 heures de fonctionnement sont nécessaires lorsque les CSS sont inférieurs à 18,42 €. Tandis qu'un minimum de 2400 heures de fonctionnement est nécessaire lorsque les CSS sont en moyenne plus élevés (30 €).

Au vu du nombre d'heures de fonctionnement des unités actuelles, qui se situent entre 1000 et 2000 heures de fonctionnement, on peut à nouveau douter que l'aide accordée soit suffisante.

2.4.1. Les candidats potentiels de l'appel d'offres

Comme déjà mentionné, l'appel d'offres est limité aux seules technologies TGV. De plus, l'article 8 du cahier des charges mentionne que le candidat doit être titulaire d'une autorisation de production d'électricité. Ces deux conditions limitent très fortement le nombre de candidats potentiels à l'appel d'offres. Il faut en effet que les projets soient presque aboutis pour que la construction de l'unité puisse démarrer dès 2014. La CREG liste les seuls projets potentiellement candidats à l'appel d'offres au nombre de six. Pour Electrabel, seul le projet d'Amercoeur 2 semble éligible dans les délais annoncés. Ce projet, lancé avant la crise économique, est depuis quelques années en attente d'une

situation économique plus favorable. C'est donc dans un contexte tout à fait différent que le projet a été élaboré, toute la question est de savoir si le mécanisme de soutien serait suffisant pour que ce projet se concrétise.

Voici la liste établie pas les CREG des potentiels candidats à l'appel d'offres (figure 67).

Projet	Porteur	Capacité (MW)
Beringen	ENECO (+OCGT)	1000
Dilsen	Dils Energie	920
Nest - Evergem	Edf-Luminus	920
Seneffe - Manage	Eni	450
Amercoeur 2	Electrabel /Bluesky	420
Navagne - Visé	Edf-Luminus	920

Figure 67 : Candidats potentiels de l'appel d'offres en fonction des conditions de l'avant-projet d'arrêté royal (CREG, 2013)

2.4.2. Un mécanisme de soutien jusqu'en 2025, pas forcément 10 paiements

L'article 7 de l'avant-projet d'arrêté royal mentionne que : « le soutien de l'Etat est attribué à partir de la date de mise en service industrielle jusqu'au 31 décembre 2025 ». Après analyse du document, nous pouvons constater que le nombre de paiements peut être inférieur à 10 si la date de mise en service est retardée.

Ce système a très probablement pour but d'inciter les producteurs qui gagneraient l'appel d'offres à construire leur unité de production électrique le plus rapidement possible. Cependant, cela augmente le risque du projet car tout retard dans le planning de construction entrainerait une perte de revenu puisque dans tous les cas, le mécanisme de soutien est arrêté en 2025.

CMPC = 7,5 %	Référence MSI 2015	MSI 2016
TIR	15,12%	14,74%
VAN	€582.122,47	€510.603,21

Figure 68 : Effet d'une année de retard dans le planning de construction sur le taux de rentabilité du projet (réalisé par les auteurs)

Comme le montre le tableau ci-dessus (figure 68), dans le cas de référence avec une rémunération de 87682,1 €/MW, un retard d'un an dans le planning de construction de l'unité réduira la VAN de 71 500 €.

Par conséquent, les investisseurs doivent prendre en compte le risque de ne pas recevoir les dix montants annoncés si l'année de mise en service est retardée. Notons que cela favorise à nouveau les projets fortement avancés.

2.4.3. Le choix de la technologie TGV

Le projet d'arrêté royal n'envisage de subventionner que des centrales TGV répondants à des critères stricts. Cette technologie est assez flexible, possède un bon rendement thermique et est adaptée pour prendre le relais des énergies intermittentes et ce, avec des rejets de CO₂ limités. Néanmoins, il existe d'autres technologies adaptées pour couvrir la demande de pointe et ce à moindre coût. La CREG critique d'ailleurs ce choix (CREG, 2013) : « si le problème à résoudre est un problème d'adéquation, c'est-à-dire de capacité du système à équilibrer l'offre et la demande en période de pointe de consommation, dans ce cas, toutes les capacités nouvelles doivent être traitées sur le même pied, qu'il s'agisse de production ou d'effacement de la demande. En effet, en termes d'adéquation, la probabilité de leur présence à la pointe est déterminante ».

Les centrales TGV apportent une solution en terme de flexibilité, de rendement et donc de rejets faibles de CO₂. Mais limiter l'aide à cette seule technologie car il existe des projets aboutis n'est, selon nous, pas une bonne solution. En effet, les projets de construction ont tous été élaborés avant la crise et, s'ils n'ont pas été concrétisés jusqu'à présent, c'est justement parce que ce type d'unité n'est plus économiquement intéressant aujourd'hui.

Une solution alternative au manque de flexibilité du parc est la construction de turbines à gaz à cycle ouvert. Bien qu'elles aient un rendement inférieur à celui des TGV, les turbines à gaz à cycle ouvert ont un coût d'investissement plus faible et sont très flexibles. Ce type de centrale permet de mieux répondre au besoin du marché actuel. En effet, lorsqu'une centrale TGV tourne, il est facile d'augmenter ou de réduire sa puissance fournie. Mais lorsque celle-ci est complètement à l'arrêt, il lui faut environ une heure pour atteindre sa pleine puissance, tandis que quinze minutes suffisent pour démarrer une centrale à cycle ouvert.

A titre d'exemple, on peut citer le cas de la centrale de Herdersbrug. Cette centrale, qui actuellement est une centrale TGV, va être transformée en centrale à gaz à cycle ouvert en découplant le cycle vapeur, ce qui réduira le rendement de 52 % à 32 %. La centrale sera alors considérée comme une unité de pointe d'une capacité de 320 MW. Ainsi à partir de juillet 2014, cette centrale ne sera sollicitée que lorsque la demande en électricité est importante. En captant les prix les plus élevés et en réduisant le nombre d'effectifs sur le site, la centrale de pointe devrait retrouver la rentabilité. En

effet, en 2012, la centrale n'a tourné que 1000 heures à peine, ce qui la rendait totalement non rentable (MIX, 2013).

Alors que les producteurs d'électricité réfléchissent à l'avenir de leurs centrales TGV existantes (transformation, fermeture ou mise sous cocon ; voir chapitre 3, point 1), il n'est peut-être pas judicieux de choisir cette filière comme technologie d'avenir, d'autant plus s'il existe des alternatives moins coûteuses.

Enfin, en réalisant un appel d'offres limité aux technologies TGV, l'Etat se substitue au marché en décidant du type de capacité à installer. Cette décision, relative au mix énergétique influencera pendant plusieurs décennies le fonctionnement du marché électrique belge, sa compétitivité ainsi que son coût pour la collectivité (de façon directe via les subsides ou indirecte via la structure du *merit order*).

En conclusion, selon nous, la limitation de l'appel d'offres aux seules technologies TGV rend la mesure plus coûteuse et influencera à long terme le marché électrique et sa compétitivité.

2.4.4. Coût global de la mesure et effet sur le consommateur final

Considérons une unité TGV de 400 MW et calculons, sur base du modèle de référence, la valeur actuelle des aides fournies pendant les dix premières années du projet (figure 69).

Projet TGV 400 MW	
Aide à fournir par an	€ 35.072.840
VA aide totale	€ 315.044.767

Figure 69 : Projet de centrale TGV de 400 MW (réalisé par les auteurs)

Si l'on prend comme hypothèse que 2000 MW sont nécessaires (comme montré à la figure 7 du premier chapitre), nous pouvons estimer l'impact du mécanisme sur le prix du kWh d'électricité ainsi que sur la facture moyenne d'un ménage belge.

Si cinq unités bénéficient d'une rémunération, le soutien annuel financier s'élèverait à 175 364 200 €. Comme l'aide est fournie pendant dix années, nous pouvons calculer la valeur actuelle de ces paiements annuels pendant les dix années ; elle vaut 1 575 223 834 €. L'augmentation du prix du kWh peut être estimée en divisant le montant d'aide annuel par la consommation électrique belge totale (90 TWh) (figure 70).

Pour 2000 MW	
Aide à fournir par an (€)	€ 175.364.200
VA aide totale (10 ans) (€)	€ 1.575.223.834
Consommation belge totale (GWh) (SPF, 2012)	90427
Effet de la mesure (€/kWh)	0,00194

Figure 70 : calcul de l'effet de 2000 MW de capacité rémunérée sur le kWh (réalisé par les auteurs)

De la même manière à la figure 71, sur base de la consommation électrique annuelle belge par ménage, nous pouvons estimer qu'un ménage verra sa facture d'électricité augmenter d'environ 11,91 €/an suite à l'aide apportée aux 2000 MW.

Pour 2000 MW	
Effet de la mesure (€/kWh)	0,00194
Consommation annuelle électrique par ménage (kWh/ménage) (SPF, 2009)	8419
Augmentation annuelle de la facture électrique par ménage (€)	11,91

Figure 71 : calcul de l'effet de 2000 MW de capacité rémunérée sur la facture annuelle d'un ménage (réalisé par les auteurs)

Nous pouvons conclure qu'en considérant une aide de 87 682 €/MW, l'effet du mécanisme de rémunération sur la facture annuelle du ménage belge est relativement faible.

3. Conclusions du plan Wathélet

Nous avons mis en évidence dans ce travail que le marché de l'électricité belge était arrivé dans une étape cruciale de son développement. La libéralisation du marché et l'intégration croissante des énergies renouvelables ont profondément bouleversé son fonctionnement. La conséquence est qu'il éprouve des difficultés à rémunérer de façon optimale ses acteurs, ce qui nuit au renouvellement du parc de production. Au vu de l'aspect stratégique que représente l'électricité et au vu des montants astronomiques qui résultent d'une coupure de courant généralisée à grande échelle, de nombreux pays européens et certains états des États-Unis ont mis en place des mécanismes de rémunération de la capacité que nous avons étudiés au chapitre précédent.

C'est dans ce cadre que le secrétaire d'Etat à l'énergie envisage la création d'un plan visant à assurer l'adéquation du parc électrique et à assurer la sécurité d'approvisionnement de la Belgique.

Au vu des informations recensées dans ce travail, nous estimons qu'il y a une réelle nécessité de prendre des mesures pour soutenir le secteur ou de corriger les dérives actuelles (par exemple le prix de la tonne de CO₂ qui ne cesse de diminuer). La démarche du secrétaire d'Etat à l'énergie Melchior

Wathelet de définir un plan à moyen et long terme nous apparaît donc indispensable. Certaines mesures auraient sans doute déjà dû être prises il y a plusieurs années.

Mais l'étude dans ce chapitre du plan du secrétaire d'Etat, nous a permis de remarquer des faiblesses importantes dans la proposition actuelle.

- ✓ La limitation de l'appel d'offres à la technologie TGV.

Nous avons vu que les projets pouvant potentiellement être candidats sont très peu nombreux au vu des contraintes requises par l'avant-projet d'arrêté royal. Elargir l'appel d'offres aux autres technologies permettrait une meilleure concurrence (par exemple aux turbines à gaz à cycle ouvert). Si nous devons résoudre un problème d'adéquation, c'est-à-dire assurer que l'offre réponde à la demande à tout moment, alors toutes les technologies doivent être prises en considération car elles permettent toutes d'approcher l'objectif. Par exemple, de la même manière que le mécanisme de rémunération espagnol, un facteur de pondération pourrait être appliqué aux différentes technologies de production électrique, de façon à les subventionner différemment. De cette manière, l'Etat peut favoriser certaines technologies, notamment dissuader les technologies trop émettrices de CO₂, mais ne décide pas unilatéralement de la technologie à adopter.

- ✓ Le montant de la rémunération.

Nous avons mis en évidence que les paramètres choisis pour créer l'unité de référence sont optimistes et qu'une variation d'une des hypothèses choisies pourrait fortement influencer le résultat final. Sur base de données historiques, nous avons pu montrer que la rémunération était sans doute trop faible pour garantir le retour sur investissement souhaité. En effet, les niveaux de CSS et le nombre d'heures de fonctionnement des unités TGV risquent de ne plus atteindre ceux de 2008 en raison des changements structurels du parc de production. Le développement du renouvelable à l'origine de la baisse du prix de l'électricité ces dernières années se poursuivra certainement dans les années à venir, poussé par les exigences européennes.

Si les hypothèses du modèle de référence sont jugées trop optimistes par les candidats potentiels, le risque sera jugé trop important et ils ne participeront pas à l'appel d'offres. Aucune solution à la sécurité d'approvisionnement ne serait alors trouvée et une année supplémentaire serait perdue.

- ✓ Coût de la mesure.

Bien que nous ayons montré que le coût de la mesure est relativement faible pour le consommateur final, nous pensons que limiter l'appel d'offres aux technologies TGV rend la mesure plus onéreuse :

soutien financier élevé nécessaire, manque de concurrence, et à plus long terme, influence sur la compétitivité du parc électrique belge et sur le « *merit order* ».

Conjointement à un mécanisme de soutien pour les unités de production électrique, le plan devrait également proposer des mesures visant à améliorer l'efficacité énergétique et la gestion de la demande, notamment via les effacements comme l'a récemment souligné la CREG (*Creg, 2013*). Ces deux paramètres pourraient sans aucun doute améliorer la sécurité d'approvisionnement sans nuire à l'environnement

- ✓ Considérer les mécanismes des pays voisins.

Il est également important, selon nous, de prendre en compte les mécanismes proposés dans les pays voisins (notamment ceux avec lesquels nous avons des interconnexions) afin d'éviter un risque de surenchères entre les différents mécanismes de rémunération. Cela conduirait à des subsides beaucoup trop élevés et un coût pour la société bien au-delà du nécessaire.

- ✓ Précision sur la capacité nécessaire.

Enfin, aucune information n'est fournie quant au nombre d'unités qui remporteraient l'appel d'offres. Une bonne estimation de la demande de pointe et des capacités nécessaires à l'horizon 2017 est essentielle pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

Nous concluons cette étude du mécanisme d'appel d'offres proposé pour la Belgique en rappelant qu'il est nécessaire que la prise de décision soit rapide. En effet, la simple évocation de la mise en œuvre d'un mécanisme de rémunération de la capacité peut rendre la mesure inévitable. Des projets sont postposés dans l'attente de connaître les choix politiques du pays et dans la perspective de revenus supplémentaires, alors que la construction de nouvelles centrales nécessite plusieurs années. Une stratégie politique en termes d'énergie claire et durable est absolument nécessaire en Belgique et en Europe pour rendre la confiance aux investisseurs.

VI. Conclusions

L'objectif de ce travail était d'étudier les mécanismes de rémunération de la capacité mis en place dans divers pays pour apporter une solution aux problèmes d'adéquation électrique et de sécurité d'approvisionnement.

Avant de présenter les différents mécanismes existants, nous avons exposé le contexte du marché électrique belge. Des changements importants ont eu lieu ces dernières années, bouleversant complètement son paysage.

Le premier changement fondamental a été la libéralisation du marché qui devait conduire à la satisfaction des intérêts de tous, c'est-à-dire assurer la fourniture énergétique et ce, au meilleur prix. Si le régulateur du marché monopolistique avait la pleine responsabilité de satisfaire la fourniture de l'électricité à tout moment, celle-ci est diluée dorénavant entre les différents acteurs du marché.

De plus, l'Europe s'est fixé des objectifs environnementaux ambitieux pour répondre à la problématique du changement climatique. Les pays européens dont la Belgique ont donc mis en place une politique de soutien aux énergies renouvelables qui a modifié, en peu de temps, le parc de production électrique du pays. Ces technologies subventionnées par les états ont provoqué des distorsions dans le marché libéralisé. En effet, nous avons mis en évidence que l'intégration d'énergies intermittentes, prioritaires dans le « *merit order* », a pour effet de diminuer la rentabilité des unités de semi pointe, en réduisant d'une part le prix de l'électricité et d'autre part leur nombre d'heures de fonctionnement.

Dans le second chapitre de ce travail, nous avons présenté les fondements de la théorie des marchés électriques. Sur base de cette théorie, nous avons montré qu'un manque à gagner (« *Missing Money* ») existait dans certaines conditions de marché, accentuant le manque de rentabilité des unités de production.

Nous avons illustré dans le troisième chapitre par un exemple concret, le manque de rentabilité des unités de semi pointes, et plus particulièrement pour les centrales au gaz grâce à des données chiffrées. Enfin, nous avons conclu ce chapitre en constatant que le manque d'investissement dans de nouvelles unités de production, les fermetures programmées d'unités classiques de moins en moins rentables et l'arrêt des unités nucléaires, conduisent le régulateur à prévoir un manque de capacités à court terme.

C'est dans le but de répondre aux problèmes d'adéquation électrique que certains pays européens ont mis en place des mécanismes de rémunération des capacités, unités existantes ou futures. Dans le chapitre 4, nous avons étudié les différents types de mécanismes mis en place et identifié leurs forces et faiblesses. Ce tour d'horizon des mécanismes a été réalisé dans le but de pouvoir, par la suite, analyser le plan pour la Belgique proposé par le secrétaire d'Etat à l'énergie, Melchior Wathelet.

Enfin, au terme de ce travail, nous avons analysé les trois parties du plan du secrétaire d'Etat à l'énergie et plus particulièrement l'avant-projet d'arrêté royal qui concerne l'incitation à la construction de nouvelles unités au gaz. Cette étude approfondie nous a permis de mettre évidence les faiblesses du projet qui nuiront selon nous à l'atteinte de l'objectif. Tout d'abord dans sa version actuelle, le plan se limite aux seules unités au gaz à cycle combiné et ne concerne que les nouveaux projets d'investissement. Ces restrictions limiteront les candidats potentiels à l'appel d'offres et ne permettront pas aux acteurs de choisir la technologie la plus adaptée au marché présent. Ensuite, nous avons montré que les hypothèses choisies par le Secrétaire d'Etat pour déterminer la rémunération annuelle à octroyer aux nouveaux projets sont probablement trop optimistes, compte tenu des indicateurs observés sur les cinq dernières années. La rémunération proposée serait donc, selon nous, probablement insuffisante et les investisseurs pourraient alors juger le risque trop important. Enfin, en raison du temps nécessaire à la finalisation du plan et compte tenu des délais de construction d'unités à cycle combiné, ce plan n'apportera pas de solutions à la sécurité d'approvisionnement à court terme comme prévu à l'élaboration.

Bien qu'une étape importante ait été franchie par l'identification du problème et l'élaboration d'une politique énergétique adaptée, la version actuelle du plan ne nous semble pas suffisante pour résoudre la sécurité d'approvisionnement à court, moyen et long terme. Il nous semble urgent d'établir un plan plus ambitieux, à l'échelle européenne, afin de soutenir le marché de l'électricité dans son ensemble.

Alors que dans les pays en développement où l'électricité manque, les gouvernements offrent aux producteurs des rendements garantis sur plusieurs décennies ; chez nous, les gouvernements changent de stratégies politiques de législature en législature et décident de nouvelles taxes au gré de leurs déficits budgétaires. Le risque d'investir en Europe et plus particulièrement en Belgique s'est ainsi considérablement accru au cours des dernières années, mais plus encore c'est la confiance des investisseurs qui a été touchée. A l'heure où l'investissement dans une centrale belge peut être mis en concurrence avec un investissement dans une unité électrique n'importe où dans le monde, une

politique européenne serait plus adaptée à un marché interconnecté et pourrait rendre la confiance des investisseurs.

Nous concluons ce travail en ajoutant que, sur un plan personnel, ce travail de fin d'études nous a permis d'acquérir des connaissances spécifiques à l'économie des marchés électriques, qui est un domaine passionnant régi par des règles qui lui sont propres. Mais bien plus, il nous a donné l'occasion de mettre en pratique des notions acquises au cours de ce Master en sciences de Gestion de façon tout à fait concrète sur un sujet d'actualité. De cette façon, ce travail constitue un excellent trait d'union entre ce master et notre diplôme d'ingénieur civil.

Enfin, nous avons eu l'opportunité de réaliser ce travail en collaboration avec l'un des acteurs majeurs du marché électrique de façon à pouvoir confronter notre analyse à la réalité économique du monde industriel, ce qui constitue une parfaite transition entre le monde académique et la gestion économique et stratégique des entreprises.

Bibliographie

J.BERK, P. DEMARZO, « finance d'entreprise », Pearson, deuxième édition, 2011.

BNS, « Comprendre le nucléaire », Belgian Nuclear Society, octobre 2012.

Y. BOURDILLON, « L'Inde paralysée par une panne électrique historique », Les Echos n° 21239, page 13, août 2012.

CNE : "Spanish energy regulator's national report to the European Commission 2012", Comision Nacional de Energia, juillet 2012.

CREG, Commission de régulation de l'électricité et du gaz, « l'évolution des prix sur le marché de gros de l'électricité de court terme et de long terme pour l'année 2010 », Commission de régulation de l'électricité et du gaz, août 2011

CREG, Commission de régulation de l'électricité et du gaz, « Etude relative aux mécanismes de rémunération de la capacité », Octobre 2012

CREG, Commission de régulation de l'électricité et du gaz, « avis sur les modalités de la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 5 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité », www.creg.be, 3 mai 2013.

L'ECHO, « Mestrallet : "L'Europe de l'énergie est un échec !" », <http://www.lecho.be/>, 21 mai 2013

E-CUBE STRATEGY CONSULTANTS, « Evolution du mix électrique français : les actifs gaz au centre de la transition énergétique ? Impact de la production intermittente sur la filière gaz », juin 2012

ELIA, « Plan de développement fédéral 2010-2020 », www.elia.be, 1er septembre 2011

ELIA, www.elia.be, consulté le 03/04/13

EURELECTRIC, « RES integration and market design: Are capacity Remuneration Mechanisms needed to ensure generation adequacy », <http://www.eurelectric.org/>, mai 2011.

S. GERBEX, « 14 août 2003 - Analyse du black-out nord-américain », École Polytechnique Fédérale de Lausanne, 2005.

J. HANSEN, J. PERCEBOIS, « Energie, Economie et politique », Bruxelles, de boeck, 2011.

Ice-index, www.iceindex.com, consulté le 03/03/13

P. JOSKOW, « Lessons learned from Electricity Market Liberalization », The Energy Journal, Newbery, 2008.

P. LAWSON, « Menace sur le projet d'Eneco à Beringen », L'Echos, 20 mars 2013.

V. LE BILLON : « Charbon : les fermetures s'enchaînent en France », www.LesEchos.fr, 29 mars 2013, consulté le 06/04/13

F. MARTY, « la sécurité de l’approvisionnement électrique : Une nécessaire complémentarité institutionnelle », Groupe de recherche en Droit, Economie et Gestion, Université de Nice Sophia-Antipolis, 2006

F. MARTY, « la sécurité de l’approvisionnement électrique : Quels enjeux pour la régulation ? », Observatoire Français des Conjonctures Economiques, n° 2007- 05, Février 2007

J. MILQUET, M. WATHELET, avant-projet d’arrêté royal : « Projet d’Arrêté royal concernant les modalités de la procédure d’appel d’offres pris en application de l’article 5 de la loi du 29 avril 1999 relative à l’organisation du marché de l’électricité et de l’article 1er de l’arrêté ministériel portant sur le recours à la procédure d’appel d’offres en application de l’article 5, § 2, de la loi du 29 avril 1999 relative à l’organisation du marché de l’électricité », version du 22 février 2013.

MIX Tihange, Journal interne de la production, « La TGV de Herdersbrug devient une centrale de pointe », année 6, numéro 4, avril 2013.

Le MONDE : « Marché européen du carbone : chute record du prix du CO₂ », www.lemonde.fr, consulté le 13 février 2013

Observatoire de l’industrie électrique, <http://www.observatoire-electricite.fr>, consulté le 13/04/13

J. PARSONAGE, « Industry Presentation – SEM – Capacity Payment Mechanism”, All Island Project, 2007.

C. de Perthuis et A. Delbosc, « Prix du quota de CO₂ et taxe carbone : quelques éléments de cadrage », Conseil économique pour le développement durable, n°12, 2010.

A. POLFLIET, “Risque de black-outs en Belgique : faits et fiction”, energymag N° 22, juillet 2012

RTE, « Rapport au Ministre chargé de l’Industrie, de l’Energie et de l’Economie numérique sur la mise en place du mécanisme d’obligation de capacité prévu par la loi NOME », Réseau de Transport d’Electricité, octobre 2011.

SPF ECONOMIE, « Etude sur les perspectives d’approvisionnement en électricité 2008-2017 », Service public fédéral Economie, octobre 2009.

SPF ECONOMIE, « Rapport sur les moyens de production d’électricité 2012-2017 », juin 2012

R.STODDARD, S. ADAMSON, “Comparing capacity Market and Payment Designs for Ensuring Supply Adequacy”, janvier 2009

SPF Economie, « Cahier des charges de l’appel d’offres portant sur l’établissement de nouvelles installations de production d’électricité de type cycle combiné à gaz afin de garantir la sécurité d’approvisionnement », version du 18 mars 2013.

P. VASSILOPOULOS, « Les prix des marchés de gros de l’électricité donnent-ils les bons signaux et les bonnes incitations pour l’investissement en capacité de production électrique », thèse de doctorat en sciences économiques, Université de Paris-Dauphine, Juillet 2007.

B. DE WACHTER, P. BUIJS, « Understanding capacity Remuneration Mechanisms, drivers and basic concepts », ELIA, juin 2012

M. WATHELET, « le système électrique belge à la croisée des chemins : une nouvelle politique énergétique pour réussir la transition », <http://wathelet.belgium.be>, 27 juin 2012.

SWEDEN.SE ; <http://www.sweden.se/fr/Accueil/Travailler-vivre/Faits/Energie/>, consulté le 18/04/2013

