Quel mix énergétique idéal pour la Belgique aux horizons 2020 et 2030 ?

Rapport final

30 septembre 2009

Groupe Gemix

GROUPE GEMIX

Rapport final

30 septembre 2009

Quel mix énergétique idéal pour la Belgique aux horizons 2020 et 2030 ?

Luc Dufresne, *Président*

et les membres:

Dominique Woitrin
Marie-Pierre Fauconnier
Danielle Devogelaer
Jacques Percebois
Luigi De Paoli
Jacques De Ruyck
Wolfgang Eichhammer

Confiée par
Le Ministre P. Magnette
Ministre du Climat et de l'Energie

Le Président et les membres du GEMIX tiennent à exprimer tout particulièrement leurs remerciements à l'attention de:

***Dr. Dominique Gusbin**, experte au Bureau fédéral du Plan,*

***Mme Carine Swartenbroekx**, conseiller au département d'Informations micro-économiques de la Banque nationale de Belgique,*

***M. Marc Deprez**, conseiller à la Direction générale de l'Energie et désigné comme secrétaire du GEMIX,*

pour leur collaboration hautement estimée aux travaux du groupe.

TABLE DES MATIÈRES

1. RECOMMANDATIONS 1

1.1. INTRODUCTION 1

1.2. MAÎTRISE DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE 1

1.3. MIX ENERGETIQUE 2

1.3.1. Energies fossiles 2

1.3.2. Energies renouvelables 3

1.4. MIX ENERGETIQUE "PRIMAIRE" POUR LA PRODUCTION D'ELECTRICITE ET IMPORTATIONS D'ELECTRICITE 4

1.4.1. Gaz naturel 4

1.4.2. Charbon 4

1.4.3. Electricité d'origine renouvelable et cogénération 4

1.4.4. Electricité nucléaire 5

1.4.5. Les importations d'électricité 6

1.4.6. Le réseau 6

1.4.7. L'organisation des marchés 7

1.5. SUIVI DE L'ÉVOLUTION DU MIX ÉNERGÉTIQUE 7

2. EXECUTIVE SUMMARY 8

2.1. INTRODUCTION 8

2.2. LA DEMANDE D'ÉNERGIE 9

2.3. L'OFFRE: MIX ÉNERGÉTIQUE 9

2.4. L'OFFRE: MIX "PRIMAIRE" POUR LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ 11

2.5. CONSIDÉRATIONS COMPLÉMENTAIRES 15

3. RAPPORT FINAL 18

3.1. OBJECTIFS DE L'ÉTUDE 18

3.2. ETUDES CONSULTÉES 18

3.3. MÉTHODOLOGIE DES ÉTUDES 19

3.4. PERSPECTIVES DÉMOGRAPHIQUES ET DE CROISSANCE ÉCONOMIQUE 20

3.5. EVOLUTION DE LA DEMANDE (ARTICLE 2 - QUESTION 1 DE L'AR) 20

3.6. MIX ÉNERGÉTIQUE (ARTICLE 2 - QUESTION 3 DE L'AR) 24

3.6.1. Le pétrole 24

3.6.2. Le gaz naturel 24

3.6.3. Le charbon 24

3.6.4. Les énergies renouvelables 25

3.6.5. L'énergie nucléaire 25

3.7. MIX ÉNERGÉTIQUE POUR LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ET IMPORTATIONS D'ÉLECTRICITÉ (ARTICLE 2 - QUESTION 2 DE L'AR) 26

3.7.1. Etat prévisible du parc de production après 2016 26

3.7.2. Le gaz naturel 28

3.7.3. Le charbon 29

3.7.4. Les énergies renouvelables 29

3.7.5. Le nucléaire, options possibles dans le mix énergétique de l'électricité (Article 2 - question 2 de l'AR) 30

3.7.5.1. Motivation des options 30

3.7.5.2. Remarques préliminaires à la discussion des options possibles 32

3.7.5.3. Rente nucléaire *34*
3.7.5.4. Analyse des options relatives à la filière nucléaire *36*
3.7.5.5. Horizon temporel pour une décision *38*
3.7.6. Les importations d'électricité 39
3.8. SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT (PRÉAMBULE DE L'AR) 41
3.9. CONSIDÉRATIONS COMPLÉMENTAIRES 43
3.9.1. Importance des réseaux (Article 2 - question 3 de l'AR) 43
3.9.2. Influence de la crise économique actuelle 43
3.9.3. CCS 44
3.9.4. Fonctionnement du marché de l'électricité 44
3.9.5. Importance de l'électrification du parc automobile 46
3.9.6. Synthèse de l'impact des différentes options possibles pour le mix énergétique 47
4. ANNEXE 1: COMPARAISON DES DIFFÉRENTES ÉTUDES 49
4.1. CONTEXTE DES DIFFÉRENTES ÉTUDES 49
4.1.1. Etude Tobback 51
4.1.2. CE2030 51
4.1.3. EPE 52
4.1.4. WP 21-08 52
4.1.5. futures-e 52
4.1.6. DLR 52
4.2. HYPOTHÈSES EN MATIÈRE DE PIB 53
4.3. EVOLUTION DE LA DEMANDE 53
4.4. STRUCTURE DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ (PRODUCTION ET IMPORTATIONS D'ÉLECTRICITÉ) 56
4.5. EVOLUTION DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE 59
5. ANNEXE 2: NOTE DE W. EICHHAMMER 61
6. ANNEXE 3: GEMIX VRAAG IN VERBAND MET BIOMASSA - JACQUES DE RUYCK 63
7. ANNEXE 4: EVOLUTION DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ - CREG 69
8. ANNEXE 5: STATUS AND PERSPECTIVES OF NUCLEAR REACTOR PRESSURE VESSEL LIFE EXTENSION UP TO 60 YEARS OPERATION IN BELGIUM 83
9. ANNEXE 6: 2008 PERFORMANCE INDICATORS - WORLD ASSOCIATION OF NUCLEAR OPERATORS 125
10. ANNEXE 7: ONDRAF - ACTUALISATION DES PRÉVISIONS DE VOLUMES DE DÉCHETS CONDITIONNÉS EN CAS DE PROLONGATION DE LA DURÉE DE VIE DES CENTRALES 129
11. ANNEXE 8: TARIFICATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET AFFECTATION DE LA RENTE NUCLÉAIRE: DEUX QUESTIONS LIÉES - JACQUES PERCEBOIS 135
12. ANNEXE 9: RÉPONSES AUX QUESTIONS 143
13. ANNEXE 10: LISTE NON EXHAUSTIVE DES OUVRAGES DE RÉFÉRENCE CONSULTÉS 167

LISTE DES GRAPHIQUES

Graphique 1: Répartition des RES dans la consommation finale brute d'énergie selon leur utilisation finale (transport - chaleur - électricité) 10

Graphique 2: Répartition de la production RES-E par filière de production d'énergie renouvelable à l'horizon 2020 12

Graphique 3: Impact des différentes options possibles pour le mix énergétique et électrique à l'horizon 2020 16

Graphique 4: Mix électrique correspondant aux trois options proposées....17

Graphique 5: Evolution de la production et demande d'électricité entre 2008 et 2020 (hypothèse 3)....27

Graphique 6: Comparaison internationale de la marge disponible en capacité de pointe par rapport à la marge théorique 28

Graphique 7: Evolution chronologique de la capacité et de la production d'électricité nucléaire selon les options proposées 31

Graphique 8: Capacité d'interconnexion électrique pour la Belgique - 01/2007 à 08/2009....41

Graphique 9: Impact des différentes options possibles pour le mix énergétique et électrique à l'horizon 2020 47

Graphique 10: Mix électrique correspondant aux trois options proposées....47

Graphique 11: Comparaison des scénarios - croissance économique....53

Graphique 12: Comparaison des scénarios - consommation intérieure brute (volume et répartition par forme d'énergie) - consommation finale (volume et répartition par secteur)....54

Graphique 13: Comparaison des scénarios - biocarburants dans le transport....55

Graphique 14: Comparaison des scénarios - consommation finale d'électricité - volume et répartition par secteur....56

Graphique 15: Comparaison des scénarios - approvisionnement en électricité et production domestique par forme d'énergie....57

Graphique 16: Comparaison des scénarios - cogénération....58

Graphique 17: Comparaison des scénarios - importations nettes d'électricité....59

Graphique 18: Comparaison des scénarios - les émissions de CO_2 d'origine énergétique par secteur consommateur 60

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Evolution de la capacité de production des centrales électriques connectées au réseau ELIA sur la période 2008-2020 26

Tableau 2: Aperçu synthétique du contexte des différentes études....49

Tableau 3: Comparaison des hypothèses chiffrées retenues dans le scénario de référence des différentes études....50

GLOSSAIRE DES ABRÉVIATIONS UTILISÉES

BFP = Bureau fédéral du Plan

CCS = capture et séquestration du carbone = Carbon Capture and Sequestration

CDM = Clean Development Mechanism

DG SIE = direction générale Statistique et Information économique du public fédéral Économie, PME, Classes moyennes et Énergie.

EPE = Projet d'étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2008-2017.

ETS = European Trading System

ETSO = European Transmission System Operators

EWEA = European Wind Energy Association

FED = demande finale d'énergie = final energy demand

GES = gaz à effet de serre

GIC = consommation intérieure brute = gross inland consumption

IAEA = International Atomic Energy Agency

JI = Joint Implementation

LOLP = LOLE = Loss of Load Expectation = critère de fiabilité en matière de fonctionnement du réseau électrique. L'expression de cette grandeur sous forme d'une probabilité plutôt que d'un nombre d'heures par an est appelée le LOLP (Loss of Load Probability).

ONDRAF = Organisme National des Déchets Radioactifs et des matières Fissiles enrichies

PWR = Pressurized Water Reactor ou réacteur à eau pressurisée

RES = énergies renouvelables = Renewable Energy Supply

RES-E = énergies renouvelables - électricité

RES-H = énergies renouvelables - chaleur

RES-T = énergies renouvelables - transport

SRM = System Reserve Margin = rapport entre la capacité totale nette installée de production d'électricité et la demande brute de pointe.

UCTE = Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity

1. RECOMMANDATIONS

1.1. Introduction

Lors de l'élaboration du rapport provisoire, une attention particulière a été apportée à une analyse de l'évolution plausible de la demande et des mix énergétique et électrique, sur base d'un examen détaillé des études de référence. Sur cette base étendue aux résultats des débats avec les représentants de la société civile, nous établissons ci-après une liste de recommandations concrètes afin de réaliser au mieux les objectifs de sécurité d'approvisionnement énergétique, de compétitivité et de protection de l'environnement (en particulier dans le cadre du paquet Energie-Climat 20/20).

Pour la facilité du lecteur, les recommandations sont numérotées de (1) à (32).

1.2. Maîtrise de la demande d'énergie

Une maîtrise de la demande réussie réduirait la dépendance aux énergies importées et faciliterait la réduction significative des émissions de gaz à effet de serre (GES) ainsi que la réalisation de l'objectif belge de développement des énergies renouvelables (RES).

L'étude de l'impact du paquet Energie-Climat (WP 21-08 du BFP) indique que la demande finale énergétique s'établirait à 454 TWh en 2020 [1]. Comme la plupart des autres études examinées indiquent un potentiel de réductions supplémentaires qui pourrait ramener la consommation à quelque 400 TWh (soit une réduction de l'ordre de 15% par rapport à la projection de référence en 2020), **il va de soi qu'un certain nombre de mesures additionnelles devront être prises pour atteindre cet objectif**. En effet, l'expérience et les études internationales constatent que sans politiques actives en faveur de l'efficacité énergétique, ces économies d'énergie possibles sont loin d'être acquises.

(1) Etant donné que les compétences en matière d'efficacité énergétique sont réparties entre plusieurs niveaux de pouvoirs (fédéral, régional, provincial et même communal), **il est impératif de mettre en place une plate-forme nationale qui puisse harmoniser et aussi simplifier les politiques et mesures, tout en respectant les compétences de chacun**. Cela constituerait un pas important vers la réalisation de l'objectif 20/20/20.

Plus concrètement, cette plate-forme devra établir des objectifs annuels et suivre attentivement leur réalisation. Etant donné que la Belgique doit fournir pour le 30 juin 2011 un deuxième plan d'action sur l'efficacité énergétique dans le cadre de la directive européenne sur l'efficacité énergétique, ce travail devra être préparé dans le courant de 2010 et former une première étape concrète contenant des mesures plus contraignantes. Bien que la période visée par la directive ne couvre que la période jusque 2016, l'analyse devrait se poursuivre au-delà.

On ne peut également qu'insister que pour ce faire, une collecte statistique de qualité doit être organisée et les moyens dégagés pour sa mise en œuvre.

(2) **Sur base des études analysées, il n'a pas été possible de fixer un objectif pour une réduction supplémentaire de la demande finale à l'horizon 2030. Ceci nécessiterait des analyses complémentaires et pourrait faire partie des travaux de la plate-forme précitée**. Cette réduction complémentaire de la demande dans la période 2020-2030 sera essentielle afin de poursuivre la réduction des émissions de GES. En effet, le potentiel d'utilisation de sources d'énergie renouvelables en Belgique sera déjà largement exploité dès 2020.

---

[1] Si des mesures adéquates sont prises afin de satisfaire aux exigences actuelles du paquet Energie-Climat de l'UE qui ne fixe pas encore de contrainte ferme pour l'augmentation de l'efficacité énergétique, et ceci dans le cadre légal actuel.

(3) **Il convient de mettre l'accent sur la nécessité de devenir plus normatif** (fixer les priorités dans l'application des mesures, les imposer autant que possible et les contrôler) **afin de pouvoir mesurer les réalisations effectives et ne pas subir (peut-être) l'illusion d'un mouvement vers plus d'efficacité énergétique, plutôt que de véritables réalisations**. Tous les moyens disponibles doivent être mobilisés: instruments économiques (fiscalité, incitations, prix), normes et informations aux consommateurs, après une analyse en profondeur quant à leur adéquation pour répondre aux objectifs à rencontrer.

(4) **Cette approche de la part des autorités publiques devrait comprendre**:
- un **contrôle** quant à la nature et la réalisation effective des travaux ayant bénéficié du soutien public (subvention, réduction fiscale, etc.). Il est aussi important de **disposer** d'une **quantification de l'impact énergétique des travaux effectivement réalisés** comme requis par la directive européenne sur l'efficacité énergétique (n'est possible qu'avec un contrôle);
- une **hiérarchisation des priorités** quant à ces mesures de soutien par ordre croissant du rapport coût - gain d'efficacité.

(5) La commission GEMIX tient à rappeler que la directive 2006/32/CE du 5 avril 2006 relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques demande au sein de son article 6 que les distributeurs d'énergie, gestionnaires de réseaux de distribution et entreprises de vente d'énergie au détail contribuent financièrement à l'amélioration de l'efficacité énergétique.

(6) A **budget constant**, l'octroi d'une priorité aux mesures présentant le **meilleur rapport coût-efficacité**, est souhaitable.

(7) **La commission GEMIX insiste très fort sur la réalisation de ces recommandations concernant l'efficacité énergétique, et ceci indépendamment des choix à effectuer concernant le mix énergétique, notamment pour ce qui concerne le futur de la production électrique d'origine nucléaire.**

1.3. Mix énergétique

(8) **Un environnement propice à l'investissement devrait être garanti pour des acteurs** qui évoluent dans un marché concurrentiel et international, afin qu'il y ait suffisamment d'incitants pour initier l'installation en Belgique des équipements absolument nécessaires pour réaliser le mix énergétique recommandé. Ceux-ci devraient être accompagnés des investissements indispensables dans les réseaux d'électricité et de gaz.

1.3.1. Energies fossiles

(9) Au niveau des énergies fossiles (pétrole, gaz et charbon) pour lesquelles la Belgique est totalement tributaire de l'étranger, le **maintien d'un mix énergétique équilibré** en termes d'origine, de type de combustible et de technologies et de voie d'approvisionnement (p.ex. pour le gaz naturel: GNL ou gazoducs, de provenances diverses) est **primordial** et doit aussi prendre en compte les contraintes techniques qui peuvent influencer ces approvisionnements.

(10) Dès lors que le **pétrole** restera **toujours important** pour le transport **jusqu'en 2030**, malgré l'apport des biocarburants "durables", du développement de voitures hybrides, électriques et au gaz naturel compressé (GNC), et un prix du pétrole tendanciellement à la hausse, **il y a lieu de stimuler la recherche et développement en matière de biocarburants de seconde et troisième génération, et de systèmes de propulsion alternative**.

(11) Le recours accru au gaz naturel nécessitera entre autres la définition d'une **politique claire vis-à-vis du gaz (L)** à faible contenu calorifique provenant uniquement des Pays-Bas: **conversion à moyen terme** au gaz (H) et **garantie à long terme des Pays-Bas**.
La sécurité des approvisionnements en gaz naturel devra être assurée par des **normes légales de sécurité pour les périodes de grand froid et les cas d'urgence**. Une coopération avec les pays limitrophes est ici indispensable également compte tenu de la capacité de stockage saisonnier limitée en Belgique (l'équivalent de deux semaines de consommation).

(12) Vu le rôle important et spécifique du charbon dans la sidérurgie et son potentiel pour la production d'électricité, **il est important de continuer les travaux de recherche et développement sur la filière de capture et séquestration du carbone (CCS)**. A cet égard, une attention particulière s'impose concernant la problématique du transport et stockage international de CO_2, la Belgique ayant, à l'heure actuelle des connaissances, peu de structures géologiques appropriées. Une réflexion de fond s'impose également concernant la création d'une base juridique pour l'enfouissement du CO_2.

1.3.2. Energies renouvelables

(13) **Les objectifs en matière de recours aux renouvelables à l'horizon 2020 sont ambitieux et ne pourront que se réaliser moyennant un soutien important et une réduction drastique des procédures administratives**.

(14) **Etant donné que les compétences en matière de RES sont également réparties entre plusieurs niveaux de pouvoirs (fédéral, régional, provincial et même communal), il est impératif de mettre en place une plate-forme nationale spécifique qui puisse établir une feuille de route pour atteindre les objectifs, harmoniser et aussi simplifier les politiques et mesures, tout en respectant les compétences de chacun**.
Plus concrètement, cette plate-forme devra établir des objectifs [2], y compris annuels, et suivre attentivement leur réalisation.
On ne peut également qu'insister que pour ce faire, une collecte statistique de qualité doit être organisée et les moyens dégagés pour sa mise en œuvre.

(15) Comme la capacité de valorisation de **biomasse domestique est limitée** et que la biomasse jouera un rôle important dans le mix RES à l'horizon 2020, il y a lieu de **veiller au développement de filières d'approvisionnement durables et éthiquement acceptables**. En se basant sur les résultats les plus récents (le scénario 20/20 du WP 21-08), la traduction belge de l'objectif de 13% de RES dans la demande finale en 2020 pourrait être réalisé par environ **8% de biomasse dans nos besoins énergétiques primaires, dont quelque 5% seraient couverts par des importations. Afin de réaliser cette contribution, une politique de soutien important est de mise, ainsi qu'une étude de la concrétisation de ladite importation.**

(16) L'**utilisation à grande échelle de biomasse doit également être soumise à des critères stricts d'émissions (notamment de particules fines)**, en particulier pour les installations de (très) petite taille.

(17) En ce qui concerne les **biocarburants** pour le transport, une **vigilance soutenue est requise quant au caractère durable des biocarburants**. Un effort considérable est nécessaire pour la mise au

[2] Comme prévu dans le National Renewable Energy Action Plan repris dans la directive européenne 2009/28/CE.

point de biocarburants de deuxième génération afin de se préparer à un relèvement éventuel des exigences de RES pour le transport au-delà des 10% prévus en 2020.

1.4. Mix énergétique "primaire" pour la production d'électricité et importations d'électricité

De l'analyse ressort clairement que le développement de la production d'électricité sur base de RES se fait en grande partie indépendamment du mix primaire en énergies fossiles et nucléaire.

Le calendrier actuel des mises en service et déclassements combinées avec la mise hors service prévue dans la loi de 2003 des trois premières (plus anciennes) unités nucléaires en 2015, conduirait à un déficit tant en énergie qu'en capacité. Il n'est **pas garanti** que des **importations puissent combler ce déficit croissant** en raison des capacités limitées des réseaux interconnectés et des capacités de production existantes à l'étranger. Cette situation de la production électrique en Belgique s'est d'ailleurs tendue au cours des années. **Même avec une simplification drastique des procédures administratives, il n'est pas garanti que des investissements complémentaires se concrétisent en temps opportun.** Plusieurs projets de production ne sont qu'annoncés, sans garantie de mise en service dès 2015, sans autorisation(s) acquise(s) et encore moins, sans décision définitive de réalisation de la part de leur concepteur.

1.4.1. Gaz naturel

(18) Comme le **gaz naturel** est le combustible fossile qui émet le moins de polluants par kWh produit et qui peut être utilisé tant en base, semi-base que pour faire face à la pointe de la courbe de charge, il **restera le choix de prédilection** lors des décisions de remplacement d'unités déclassées ou d'extension du parc de production.

1.4.2. Charbon

(19) L'utilisation éventuelle de charbon requiert que les **nouveaux investissements soient *CCS Capture Ready***. [3] De la comparaison des résultats **des différentes études ressort** que le développement de la filière charbon **reste possible malgré les contraintes en matière de GES. Il est souhaitable d'instaurer à cet égard une compétence fédérale compte tenu de l'intérêt stratégique national d'une diversification du mix énergétique.** Son approvisionnement est plus aisé eu égard à sa facilité de stockage et à son origine géographique diversifiée.

1.4.3. Electricité d'origine renouvelable et cogénération

(20) **Les objectifs de développement des RES prévus par le paquet Energie-Climat favorisent un déploiement très significatif de l'électricité verte.** Des résultats du WP 21-08 (scénario 20/20), il ressort que la traduction belge de l'objectif de 13% de RES dans la demande finale en 2020 se réaliserait par 19% de RES dans la production d'électricité, et constitue un **objectif ambitieux. Sur la**

---

[3] *CCS Capture Ready*: les nouvelles centrales doivent être conçues en laissant la possibilité d'une conversion aisée permettant la capture fonctionnelle du CO_2. Le processus de captage du CO_2 reste un processus qui affecte le rendement d'une centrale de quelque 10 points de pourcent (rendement sans capture = +/- 45%).

base des différentes études, les RES-E pourraient représenter quelque 17 TWh. [4] **Afin de réaliser l'objectif, une politique de soutien important restera de mise.** Celle-ci est actuellement basée sur les certificats verts. Il est recommandable de **reconsidérer à l'avenir cette politique** au vu des expériences observées à l'étranger (p. ex.: le système des *feed-in tariffs*).

(21) La **cogénération de qualité doit être continuellement encouragée et soutenue** afin de réaliser son potentiel énergétique basé sur de la demande de chaleur. Il y a lieu cependant de veiller à ne pas surestimer ledit potentiel.

1.4.4. Electricité nucléaire

(22) **Eu égard:**

- au timing serré qui affecte la réalisation d'un parc de production de capacité suffisante pour répondre à la demande;
- au souci de veiller à la continuité de fonctionnement du tissu économique;
- tout en satisfaisant aux exigences environnementales et de sécurité d'approvisionnement,

le groupe recommande:

- de retarder d'une révision décennale la fermeture des trois réacteurs nucléaires Doel 1, Doel 2 et Tihange 1;
- de réévaluer la situation dans dix ans afin d'évaluer la valeur ajoutée d'une nouvelle prolongation de dix ans de leur durée de fonctionnement;
- et de retarder de vingt ans la fermeture des autres réacteurs plus récents (Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3). [5]

Une décision politique est indispensable pour la fin de l'année 2009 afin d'assurer la continuité opérationnelle des centrales Doel 1 & 2 et Tihange 1 en 2015. **[6]**

Les *conditio sine qua non* accompagnant cette recommandation sont:

- **la sécurité de fonctionnement et la gestion des déchets** doivent rester une préoccupation prioritaire;
- toutes les mesures **prises à l'encontre de la prolifération de matières fissiles** doivent être maintenues conformément aux programmes internationaux régissant la matière et sous la supervision des instances nucléaires belge et internationales Euratom et IAEA;
- **la vigilance vis-à-vis de la sécurité nucléaire devra être renforcée**. Toute prolongation de la durée de vie d'un réacteur devra être validée par l'Agence fédérale de contrôle nucléaire. Elle

---

4 Ces 17 TWh sont constitués par environ 2,8 TWh d'énergie éolienne *onshore*, 5,4 TWh *offshore*, 8,5 TWh de biomasse, 0,4 TWh d'hydraulique et 0,25 TWh de photovoltaïque. Les puissances correspondantes sont 1,1 GW *onshore*, 2,1 GW *offshore*, 1,9 GW biomasse, 0,1 GW hydraulique et 0,3 GW photovoltaïque.

5 Réévaluation entre autres en fonction de la situation du marché, tant du côté de l'offre que de la demande, et du progrès technologique.

6 Nous désirons faire part d'une remarque communiquée par W. Eichhammer par laquelle, sans contester le fonds de la question, il exprime son opinion quant à l'urgence de la décision: "En tant que membre du groupe d'experts GEMIX je ne partage pas entièrement toute l'urgence d'une prise de décision en ce qui concerne la prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires existantes". Son argumentation est reprise *in extenso* en Annexe 2: Note de W. Eichhammer.

devra faire l'objet d'un *benchmarking* international montrant le positionnement des réacteurs pour lesquels un allongement de la durée de vie est requis, par rapport aux autres unités de même type et ancienneté. Une transparence absolue vis-à-vis du public en matière d'incidents devra être garantie;

- **la constitution des provisions** pour les coûts futurs de la gestion des matières fissiles irradiées et le démantèlement des centrales nucléaires **doit être surveillée de près**, en **poursuivant les initiatives visant à une meilleure disponibilité des provisions en temps opportun**;
- il a **clairement été établi que l'utilisation** de centrales nucléaires largement amorties génère **une rente de rareté dans le chef de l'opérateur nucléaire historique**. Cette **rente** devrait être **captée** en tout ou **en partie au profit de l'ensemble des consommateurs, dans un souci d'équité intergénérationnelle**. Lors de son évaluation, il convient cependant de maintenir l'incitant à l'investissement, dans un contexte généralisé (au niveau de l'UE) de renouvellement et/ou d'extension des capacités de production d'électricité. Cette rente devrait être utilisée de préférence pour stimuler des politiques en matière de RES et d'efficacité énergétique;
- obligation devrait être faite aux **propriétaires de centrales nucléaires de contribuer au financement en Belgique de la R&D** en matière de combustibles nucléaires, de déchets nucléaires et de nucléaire à usage médical;
- il y a lieu de fournir **tous les efforts nécessaires** qui tiennent compte de l'évolution technologique pour arriver à une **solution définitive** qui soit acceptable du point de vue sociétal pour la gestion des **déchets radioactifs de types B et C**. Il va de soi que les décisions prises en matière de gestion des déchets de type A doivent être mises en œuvre. [7]

1.4.5. Les importations d'électricité

(23) Pour la sécurité d'approvisionnement en électricité, il est **néanmoins essentiel que le parc de production disponible dans le pays** (en tenant compte des réserves nécessaires) **corresponde pour le moins à la consommation nationale**, déduction faite du "minimum annuel garanti" en capacité d'importation. Dans le cas contraire, on courrait le risque qu'à certains moments, il soit impossible de réaliser les importations nécessaires.

1.4.6. Le réseau

(24) **Le développement des RES nécessite de disposer d'un réseau adapté et bien interconnecté avec des lignes haute tension pour gérer les flux massifs d'électricité qui peuvent se créer de par le caractère intermittent** des grands parcs éoliens tant *onshore* qu'*offshore*, en Belgique et à l'étranger.

(25) Le développement d'un **réseau sous-marin *offshore*** est considéré comme **stratégique** dans le développement de l'éolien *offshore* en mer du Nord. Ce projet va de pair avec le renforcement de l'infrastructure haute tension actuelle.

---

[7] Catégories de déchets:
- A: déchets à courte durée de vie, faiblement ou moyennement radioactif
- B & C: déchets hautement radioactifs et/ou ayant une longue durée de vie. Les déchets de type B sont non ou peu chauffants; les déchets de type C sont chauffants et nécessitent une période de refroidissement avant traitement définitif.

(26) **Les investissements dans l'adaptation des réseaux de distribution d'électricité aux flux bidirectionnels occasionnés par l'intégration d'énergies renouvelables et décentralisées vont de pair avec le développement de ces derniers.** Lors du renouvellement de l'infrastructure de distribution, il faut tenir compte de la possibilité d'une arrivée graduelle des véhicules électriques.

(27) **Le déploiement de compteurs intelligents (*smart meters*) devrait se faire par phase** afin de bien évaluer le coût-bénéfice d'un tel déploiement et devrait s'accompagner d'une conscientisation des consommateurs quant à leur valeur ajoutée.

1.4.7. L'organisation des marchés

(28) Vu la difficulté dans un marché libéralisé, de voir se réaliser des **investissements en unités de pointe**, il serait utile de **prévoir une mission complémentaire pour une entité indépendante des producteurs et fournisseurs**. Cette mission pouvant être considérée comme un "service public" devrait être rémunérée à un tarif régulé, tant que le marché ne sera pas en mesure de proposer un prix compétitif pour ces services auxiliaires, comme demandé par ailleurs dans les directives européennes sur l'électricité.

(29) Vu la **diminution** dans un marché libéralisé des **unités de production disponibles pour la fourniture de réserve**, une **solution pourrait être que le GRT ait la possibilité de compenser** le manque de puissance de réserve en mettant à la disposition de celui-ci de la capacité de production, **sans que le GRT ne prenne avec ces unités une position active** en tant que producteur. D'autres solutions plus orientées "marché" existent comme le *capacity market* (USA) ou la possibilité de contrats à plus long terme qu'en période régulatoire, mais demandent des analyses complémentaires.

(30) **Il y a aussi lieu d'effectuer une analyse plus fine des causes du profil de la courbe de charge** pour éventuellement la modifier et alléger la **problématique liée aux pointes**. Ce travail devrait être réalisé en collaboration entre les différents acteurs du marché. L'avènement de réseaux intelligents devrait aider à diminuer la demande de pointe.

1.5. <u>Suivi de l'évolution du mix énergétique</u>

(31) Le groupe souhaite le **renforcement de la surveillance continue du mix énergétique**, des marchés de l'énergie et de la sécurité des approvisionnements en Belgique, au sein des institutions existantes suffisamment dotées en moyens humains et financiers pour exercer ces missions essentielles pour notre société. L'**apport d'un Conseil scientifique composés d'experts indépendants** est également recommandé.

(32) En outre, il est **indispensable** que les décideurs politiques et économiques puissent **disposer** dans le domaine de l'énergie de données **statistiques transparentes et cohérentes**, **rapidement mises à jour**, au sein de l'observatoire de l'énergie créée à la DG énergie.

x---x---x

2. EXECUTIVE SUMMARY

Ci-dessous suivent les principaux résultats de l'analyse de l'évolution possible de la demande et du mix énergétique et électrique correspondant, ainsi qu'une liste de messages importants qui se dégagent de l'analyse.

2.1. Introduction

- L'étude commanditée par l'AR du 28 novembre 2008 (Moniteur belge du 02/12/2008) a pour objectif de présenter un ou plusieurs scénarios de mix énergétique idéal rencontrant simultanément les exigences posées par:
  - la sécurité d'approvisionnement;
  - la compétitivité;
  - la protection de l'environnement/climat (en particulier dans le cadre du paquet Energie-Climat 20/20);

  ainsi que les coûts/bénéfices de ce ou ces scénarios, face à ces exigences.
  Il y est demandé de répondre plus particulièrement à trois questions concernant l'évolution de la demande d'énergie, l'évolution du mix énergétique et l'évolution du mix énergétique pour la production d'électricité.

- L'étude se base dans une large mesure sur une liste d'études préalables, tout en tenant compte des évolutions les plus récentes. Dans ce but, la commission a décidé d'élargir la liste des études de base avec le WP 21-08 du Bureau fédéral du Plan, intitulé: "Impact of the EU Energy and Climate Package on the Belgian energy system and economy" et publié en novembre 2008. Cette étude précise les conséquences de l'adoption du Paquet Energie-Climat sur le mix énergétique belge à l'horizon de 2020.

- Pour être complets, les résultats obtenus dans les différentes études ont également été comparés, dans la mesure du possible, avec ceux de l'étude DLR faite en 2006 à la demande de Greenpeace, et de l'étude futures-e, publiée en 2008 et effectuée par un groupe d'Instituts européens, coordonnés par la *Vienna University of Technology* et le *Fraunhofer Institut ISI* de Karlsruhe. Cette deuxième étude constitue un élément à l'origine des ambitions 20/20/20 de l'Union européenne (UE).

- Toutes les études se basent sur des perspectives démographiques et de croissance économique antérieures à 2008. Il est à noter que la nouvelle estimation 2008 quant à l'évolution démographique (DG SIE/BFP), table en 2020 sur un accroissement de 7% de la population et de 4% du nombre de ménages par rapport aux perspectives utilisées dans les études à comparer. De cette évolution plus récente résultera *ceteris paribus* un accroissement des besoins en transport de personnes ainsi que des besoins énergétiques dans le secteur résidentiel. La crise économique et financière mène à court terme à une réduction significative de l'évolution du PIB.

- Les messages du rapport provisoire ont été complétés, plus amplement motivés et documentés suite aux débats qui ont été organisés avec les représentants de la société civile réunis au sein des Conseil Central de l'Economie et du Conseil Fédéral du Développement Durable. La liste exhaustive de leurs remarques/questions est reprise en Annexe 9: Réponses aux questions.

2.2. La demande d'énergie

- Sur le plan méthodologique, **le groupe a volontairement choisi d'analyser l'évolution du mix énergétique en partant de la demande d'énergie**. Sur cette base, les travaux ont porté sur l'ajustement entre ladite demande et l'offre.

- Le présent rapport s'inscrit premièrement dans un contexte mondial de renchérissement progressif des prix des énergies d'origine fossile, dû à l'augmentation de la demande des pays émergents et à la difficulté grandissante qu'aura l'offre, surtout en matière d'hydrocarbures, à suivre cet accroissement. La réduction importante des émissions de gaz à effet de serre (GES) (20% ou 30% en 2020 et 50% ou plus en 2050), nécessaire dans le cadre de la lutte contre le réchauffement climatique, pose un deuxième défi pour l'évolution de notre système énergétique. En partant de ces deux constats, **il apparaît dès lors que la maîtrise accrue de la demande d'énergie est indispensable**.

- Dans un fonctionnement de marché parfait, un prix du CO_2 stable et pénalisant les énergies fossiles, inciterait à une réduction de la demande par le mécanisme de prix. Dans la réalité, une approche volontariste et normative sera nécessaire afin de combler les imperfections des mécanismes de marché et de plafonner graduellement l'évolution de la demande.
  Pareil choix requiert le soutien de tous les niveaux de pouvoirs en fonction de leurs compétences institutionnelles. Afin d'atteindre des réductions importantes de la demande, un rôle primordial est réservé à la transposition des différentes directives européennes. A budget constant, l'octroi d'une priorité aux mesures présentant le meilleur rapport coût-efficacité, est souhaitable.

- D'expérience, il est constaté que sans politique active en faveur de l'URE, ces économies d'énergie sont loin d'être acquises.

En conclusion, une maîtrise de la demande réussie réduirait la dépendance aux énergies importées, faciliterait la réduction significative d'émission de GES et faciliterait la réalisation de l'objectif belge de développement des énergies renouvelables (RES).

2.3. L'offre: mix énergétique

- **Le pétrole resterait toujours important pour le transport jusqu'en 2030,** malgré l'apport des biocarburants, du développement de voitures hybrides, électriques et au gaz naturel compressé (CNG), et du prix du pétrole tendanciellement à la hausse (pétrole d'origines de plus en plus coûteuses et évolution du prix influencé par le phénomène de pic pétrolier). Dans le secteur résidentiel, l'apport est plus difficilement compensable (chauffage), dans des zones à moindre densité de population et/ou à topographie défavorable. En absolu, la consommation devrait plutôt tendre à une stabilisation eu égard à l'évolution des besoins du secteur du transport.

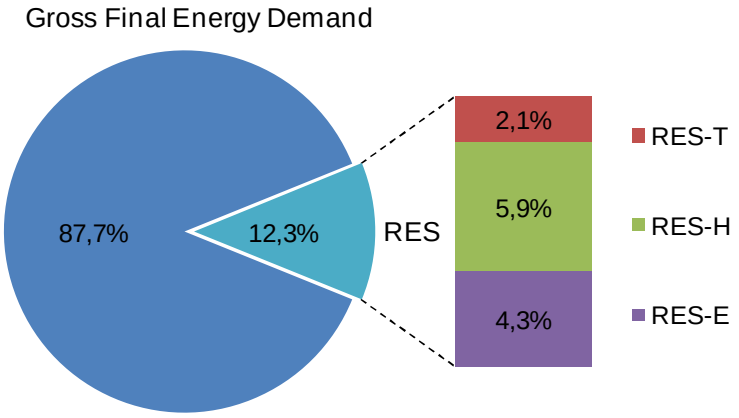
- **Le gaz naturel évolue dans un contexte international similaire au pétrole**. En Belgique deux qualités de gaz naturel sont distribuées. Aussi, le recours accru au gaz naturel pose-t-il un problème pour l'évolution de l'utilisation du gaz (L) à faible contenu calorifique en provenance des Pays-Bas, compte tenu des volumes disponibles. Néanmoins, le gaz (L) hollandais reste attrayant car ce sont des fournitures flexibles, de proximité et fiables. Afin de pallier cette problématique, il faudra progressivement convertir une partie du réseau (L) belge et obtenir une garantie à long terme des Pays-Bas.

La question de la sécurité d'approvisionnement est encore plus large compte tenu de l'absence de production domestique, des capacités limités de stockage et de la dépendance grandissante de l'UE vis-à-vis de fournitures non-UE (58% en 2005, prévision de 84% en 2030).
L'évolution des besoins en gaz naturel est fortement influencée par le futur de la filière nucléaire, sans pour autant qu'il y ait une nécessaire substitution de l'un à l'autre.

- L'évolution de la part du **charbon** dans le mix énergétique est déterminée par l'avenir de l'activité sidérurgique en Belgique, et par son utilisation possible comme combustible pour la production d'électricité. A cet égard, les contraintes environnementales (locales et globales) et les décisions concernant la filière nucléaire en Belgique influenceront sa présence. **Sa part relative dans la consommation intérieure brute finale pourrait rester plus au moins constante à l'horizon 2020. Le futur du charbon dépendra étroitement du déploiement de la filière de capture et séquestration du carbone (CCS).**

- **Les renouvelables:**
  - **Il convient de souligner que le développement des RES est indépendant des autres composants du mix énergétique, car la Belgique s'est engagée à réaliser 13% de RES dans la demande finale brute d'énergie en 2020.**
    A l'horizon 2020 et en se basant sur les résultats les plus récents (le scénario 20/20 du WP 21-08), les projections tablent que **les RES fourniraient 57 TWh de la demande finale brute (464 TWh)**. **50% de ces RES** produiraient de **la chaleur** (pour moitié par cogénération à partir de biomasse et le solde à parts égales entre solaire thermique et chaleur directe), **30% de l'électricité verte** et **le solde** serait dédié au **transport.** Les autres études (sauf DLR) montrent de manière générale des perspectives moins ambitieuses pour les RES (de l'ordre de 40 TWh), la différence portant surtout sur la biomasse.

Graphique 1: Répartition des RES dans la consommation finale brute d'énergie selon leur utilisation finale (transport - chaleur - électricité)



La différence avec l'objectif belge de 13% devrait être réalisée à partir des instruments de flexibilité prévus dans la directive RES.

Source: BFP (2008), "Impact of the EU Energy and Climate Package on the Belgian energy system and economy", WP 21-08 - scénario 20/20.

- o En ce qui concerne la biomasse, il y a lieu de noter que déjà en 2020 **une grande partie de la biomasse utilisée est d'origine importée.** A cet horizon et d'après le WP 21-08 (scénarios 20/20 et 30/20), la demande primaire correspondant aux besoins en biomasse est estimée à 48 TWh, soit environ 8% de la demande primaire, dont les 2/3 environ devraient être importés. Cette importation correspond donc à quelque 5% des besoins énergétiques du pays en 2020 et représente déjà un défi en termes de répartition équitable des ressources de biomasse disponibles au niveau mondial (voir Annexe 3: GEMIX vraag in verband met biomassa - Jacques De Ruyck). Dans l'étude WP 21-08, la majeure partie de la production d'électricité à partir de biomasse se ferait dans des centrales de cogénération, ce qui correspondrait à quelque 2000 MWe installés. Si on considère une répartition plus équilibrée de cette production entre la cogénération et la co-combustion dans des centrales électriques de grande taille, les besoins en biomasse seraient encore supérieurs. Dans le cas d'une répartition 50/50 entre les deux types de production, ces besoins seraient de 55 TWh, soit 9% de la demande totale d'énergie primaire, et 6% par importation.

- o **A l'horizon 2030** une progression significative est encore possible grâce à l'extension de l'éolien on- et offshore (voir infra).

- o Les RES utilisés dans le transport seront essentiellement des biocarburants en 2020 et permettront de satisfaire l'exigence européenne d'utilisation de 10% de RES dans la consommation du secteur des transports. L'évolution au-delà dépendra fortement du développement des biocarburants de deuxième génération.

2.4. L'offre: mix "primaire" pour la production d'électricité

- **Le calendrier actuel des mises en service et déclassements combinée avec la mise hors service prévue dans la loi de 2003 des trois premières (plus anciennes) unités nucléaires en 2015, conduirait à un déficit tant en énergie qu'en capacité**. Il n'est **pas garanti** que des **importations puissent combler ce déficit croissant** en raison des capacités existantes des réseaux interconnectés et des capacités de production existantes à l'étranger. Cette situation de la production électrique en Belgique s'est d'ailleurs tendue au cours des années. La simplification drastique des procédures administratives ne garantira pas à elle seule la concrétisation des investissements complémentaires en temps opportun. Plusieurs projets de production ne sont qu'annoncés, sans garantie de mise en service dès 2015, sans autorisation(s) acquise(s) et encore moins, sans décision définitive de réalisation de la part de leur concepteur.

- Le gaz naturel est le combustible fossile qui émet le moins de CO_2 lors de sa combustion et il peut être utilisé tant en base, semi-base que pour faire face à la pointe de la courbe de charge. **Des investissements considérables seront nécessaires sur le réseau gazier en cas de *phase-out* nucléaire, d'abandon des anciennes unités au charbon** (pouvant s'imposer pour des raisons environnementales), et de substitution de ces unités déclassées par des centrales au gaz.

- **L'utilisation éventuelle de charbon requiert que les nouveaux investissements soient *CCS Capture Ready*** [8]. La partie séquestration prendra plus de temps à se concrétiser (peu probable avant 2020) dans un pays comme la Belgique qui ne présente pas de structures géologiques propices aux formes de stockage les plus aisées, tels que des gisements pétroliers/gaziers épuisés.

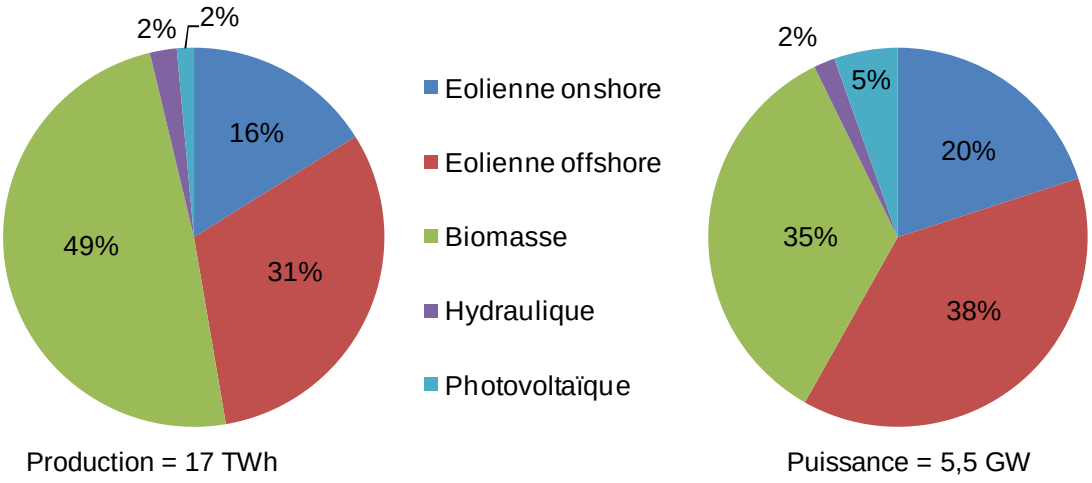
---

8 *CCS Capture Ready*: les nouvelles centrales doivent être conçues en laissant la possibilité d'une conversion aisée permettant la capture fonctionnelle du CO_2. Le processus de captage du CO_2 reste un processus qui affecte le rendement d'une centrale de quelque 10 points de pourcent (rendement sans capture = +/- 45%).

De plus, certaines des structures géologiques potentiellement utilisables sont destinées en priorité au stockage saisonnier de gaz naturel requis pour une gestion appropriée de l'approvisionnement gazier.

- **Les objectifs de développement des RES prévus par le paquet Energie-Climat favorise un déploiement très significatif de l'électricité verte**. En se basant sur les différentes études (voir Annexe 1: Comparaison des différentes études), les RES-E pourraient représenter 17 TWh sur une demande électrique finale d'environ 100 TWh en 2020.
  Le déploiement des RES va de pair avec la politique de subvention par les systèmes de certificats verts, qui représente un coût important répercuté sur l'ensemble des consommateurs, tant industriels que PME et particuliers.
  Selon les résultats du scénario 20/20 du WP 21-08, la traduction belge de l'objectif de 13% de RES dans la demande finale en 2020 pourrait donner 19% de RES dans la production d'électricité, **ce qui constitue un objectif très ambitieux.**
  Enfin, il convient de souligner que le développement des RES-E est indépendant du futur de la filière nucléaire.

Graphique 2: Répartition de la production RES-E par filière de production d'énergie renouvelable à l'horizon 2020



Source: Annexe 1: Comparaison des différentes études.

- Importations d'électricité
  - **Les dernières années** et ceci jusqu'au 3ème trimestre 2008, le pays est devenu de plus en plus dépendant d'**importations électriques structurelles.**
  - Les études sous-jacentes démontrent que le *phase-out* nucléaire en Belgique a tendance à être **partiellement compensé pour la charge de base** par une augmentation des importations en provenance de France (d'origine nucléaire).
  - Dans le contexte de la zone d'échange France - Benelux - Allemagne, il faut rappeler qu'une étude française de la DGEMP d'avril 2008 prévoit une baisse substantielle des exportations françaises d'électricité de 63,3 TWh en 2006 à 53 TWh en 2020 et à 22,8 TWh en 2030, tandis qu'il subsiste toujours une incertitude quant aux besoins d'importations allemands.
  - Les résultats du dernier *System Adequacy Forecast 2009-2020* de ENTSO-E ont montré que la **capacité manquante de production en Belgique** peut être compensée par des exportations des pays voisins **jusqu'en 2015**.

- **Le nucléaire: plusieurs options possibles pour une décision à prendre**

  - Motivation des options: lors de la publication en 2007 de l'étude CE2030, un des experts faisait déjà remarquer que les autorités publiques avaient pris très peu de mesures afin d'éviter un accroissement important des émissions de CO_2 quand les centrales nucléaires seraient fermées. Plus précisément la fermeture des centrales nucléaires pourrait poser problème en matière d'émissions si des améliorations ambitieuses d'efficacité énergétique n'étaient pas réalisées et des techniques de CCS n'étaient pas appliquées à ces échéances. Au vu du temps perdu et du délai nécessaire pour obtenir des résultats, il était d'avis que la durée de vie des centrales belges qui viendraient en ligne de compte, pourrait être prolongée de 5 ans au-delà de la durée de vie des 40 ans, moyennant une contribution significative [9] pour financer la transition du système énergétique belge vers un système à plus grande efficacité énergétique, générant moins d'émissions de GES et utilisant davantage de RES.

  - Options proposées: partant de ce constat et tenant compte qu'une nouvelle période de près de trois ans se sera écoulée depuis sans décision, et alors même que les unités nucléaires ont des cycles techniques de dix ans caractérisés par des révisions techniques décennales importantes, le groupe tient à présenter une option C intermédiaire entre:
    - **une option A qui revient à appliquer la loi telle quelle**;
    - **et une option B qui envisage une prolongation possible de la durée de vie de toutes les centrales à maximum 60 ans.**

    Cette option C intermédiaire consiste à retarder la fermeture des unités Doel 1 & 2 et Tihange 1 d'une révision décennale reconductible une fois et à réévaluer la situation dans dix ans afin d'évaluer si un second prolongement présenterait une valeur ajouté. Les centrales Doel 3 & 4, Tihange 2 & 3 verraient leur durée de vie prolongée jusqu'à maximum 60 ans.

    L'allongement de la durée de vie des centrales nucléaires de type PWR de 40 à 50, voire 60 ans, un peu partout dans le monde, est décidé au coup par coup après autorisation des autorités de sûreté. Cela constitue une solution plus économique que la construction de nouvelles installations. L'expérience montre que les centrales actuelles sont capables de fonctionner plus longtemps que prévu initialement. Cela suppose cependant des investissements de jouvence qui sont loin d'être négligeables. Cette solution nécessite des durées de prolongement d'une dizaine d'années afin d'être économiquement rentables.

  - Remarques préliminaires à la discussion des options possibles:
    - la **condition *sine qua non*** pour l'application éventuelle pour toutes les options est que la **vigilance vis-à-vis de la sécurité nucléaire soit maintenue** à son plus haut niveau et que l'autorisation de poursuite d'exploitation reste de la responsabilité de l'Agence fédérale de contrôle nucléaire.
    - **Quel que soit le futur de la filière nucléaire**, il y a lieu de fournir **tous les efforts** nécessaires qui tiennent compte de l'évolution technologique pour arriver à **une solution qui soit acceptable du point de vue sociétal pour la gestion des déchets radioactifs de types B et C.** Il va de soi que les décisions prises en matière de gestion des déchets de type A doivent être mises en œuvre.

---

[9] Cf. le système "Borssele": convention aux Pays-Bas avec l'exploitant nucléaire afin financer le développement durable en contrepartie de la prolongation de la durée de vie de la centrale nucléaire de Borssele.

- **Toutes les mesures prises à l'encontre de la prolifération de matières fissiles doivent être maintenues** conformément aux programmes internationaux régissant la matière et sous la supervision des instances nucléaires belge et internationales Euratom et IAEA.
- **La constitution des provisions** pour les coûts futurs de la gestion des matières fissiles irradiées et le démantèlement des centrales nucléaires doit être surveillée de près, en continuant les initiatives visant à une meilleure disponibilité des provisions en temps opportun.

o Discussion des options:

- voir fiches détaillées à la section 3.7.5.4 Analyse des options relatives à la filière nucléaire - à partir de la page 36.
- De la comparaison des différentes études, il ressort clairement que le nucléaire **n'est pas en compétition pour le développement des énergies renouvelables**, et que la fermeture du nucléaire n'est pas un levier pour encourager un tel développement. L'objectif de 13% de RES en Belgique ne fait que renforcer cette conclusion.
- **Quelle que soit l'option choisie**, **la problématique de gestion (et d'enfouissement) des déchets demeure** pour les déchets accumulés jusqu'à présent et ceux générés d'ici à la fermeture complète du dernier réacteur.
- **Rente nucléaire**: en Belgique, les centrales nucléaires ont été construites dans un environnement de marché réglementé avec un appui important des autorités publiques. Ces unités sont caractérisées par des coûts d'investissement très élevés par rapport à des coûts de fonctionnement faibles. D'autre part, la libéralisation des marchés de l'électricité s'est produite à un moment où le parc de centrales nucléaires existantes était déjà largement amorti. Elle a également modifié la formation des prix de l'électricité. **Est dès lors apparue une différence** entre le prix sur le marché issu de l'équilibre offre-demande, souvent déterminé par les unités au charbon ou au gaz naturel aux coûts de fonctionnement élevés, et le coût supporté par des opérateurs disposant d'unités nucléaires largement amorties et aux coûts de fonctionnement faibles, largement indépendants du prix des combustibles fossiles (pétrole, gaz, charbon). Aussi, du fait des interconnexions européennes et de l'impossibilité dans plusieurs pays de construire de nouvelles unités nucléaires, les opérateurs nucléaires historiques bénéficient-ils actuellement d'**une "rente de rareté" qui correspond à la différence entre le prix du marché européen et le coût complet actuel de ce nucléaire "historique**". Il faut également observer que cette problématique relève également de l'équité intergénérationnelle, le changement fondamental apporté par l'adoption de mécanismes de marché ayant pour effet collatéral d'empêcher que la génération actuelle de consommateurs bénéficie de l'effort consenti par la génération précédente pour financer la construction des unités en place.

  Plusieurs auteurs ont mis en évidence l'existence de cette problématique de rente et ont identifiés des solutions afin de **capter une partie de cette rente au profit du consommateur**. Lors de son évaluation, il convient cependant de **maintenir l'incitant** à l'investissement dans un contexte généralisé (au niveau de l'UE) de renouvellement et/ou d'extension des capacités de production d'électricité.
- **Quelle que soit la décision finale** prise par les autorités politiques, il faudra prendre **une décision sans tarder,** pour des raisons de planification et de logistique dans l'exécution même de la décision.
- L'éventuelle **construction d'une nouvelle unité nucléaire n'a pas été envisagée** par GEMIX parce que non prévue par la loi, ne s'inscrivant pas dans l'objectif de la constitution

d'un mix énergétique équilibré et présentant encore beaucoup d'incertitudes concernant le coût opérationnel réel de cette nouvelle génération de réacteurs.

2.5. Considérations complémentaires

- La **diversification du mix énergétique reste une stratégie de "précaution".**

- Importance des réseaux
  - Le **développement des RES nécessite de disposer d'un réseau adapté et bien interconnecté avec des lignes à haute tension** pour gérer les flux massifs d'électricité qui peuvent se créer de par le caractère intermittent des grands parcs éoliens tant *onshore* qu'*offshore*.
  - Le **développement d'un réseau sous-marin offshore est considéré comme stratégique** dans le développement de l'éolien offshore en mer du Nord. Ce projet va de pair avec le renforcement de l'infrastructure haute tension en *onshore*.
  - Les **investissements dans l'adaptation des réseaux de distribution** d'électricité aux flux bidirectionnels occasionnés par l'intégration d'**énergies renouvelables et décentralisées vont de pair avec le développement de ces derniers.**

- Influence de la crise économique actuelle
  La crise financière a eu comme effet que des projets, présentant un plus grand risque financier (tels l'installation d'éoliennes en *far offshore*), connaissent des problèmes de financement et dès lors de délai de réalisation. La **longueur potentielle de la crise actuelle** est un **défi majeur** pour la **réalisation, avant 2020**, des capacités éoliennes nécessaires en mer et la réalisation de l'infrastructure réseau nécessaire pour leur intégration dans les réseaux de transport européens.

- CCS
  Le procédé de captage et de séquestration du CO_2 (CCS), quoiqu' intervenant peu en Belgique aux horizons 2020 et 2030, est appelé à se développer considérablement à travers les travaux de recherche et les projets pilote en cours encouragés dans le cadre du paquet Energie-Climat et est d'une importance capitale pour l'utilisation à long terme d'énergies d'origine fossile carbonées, mais implique un surcoût non négligeable. Néanmoins la technologie est indispensable pour permettre le développement soutenu de la filière charbon.

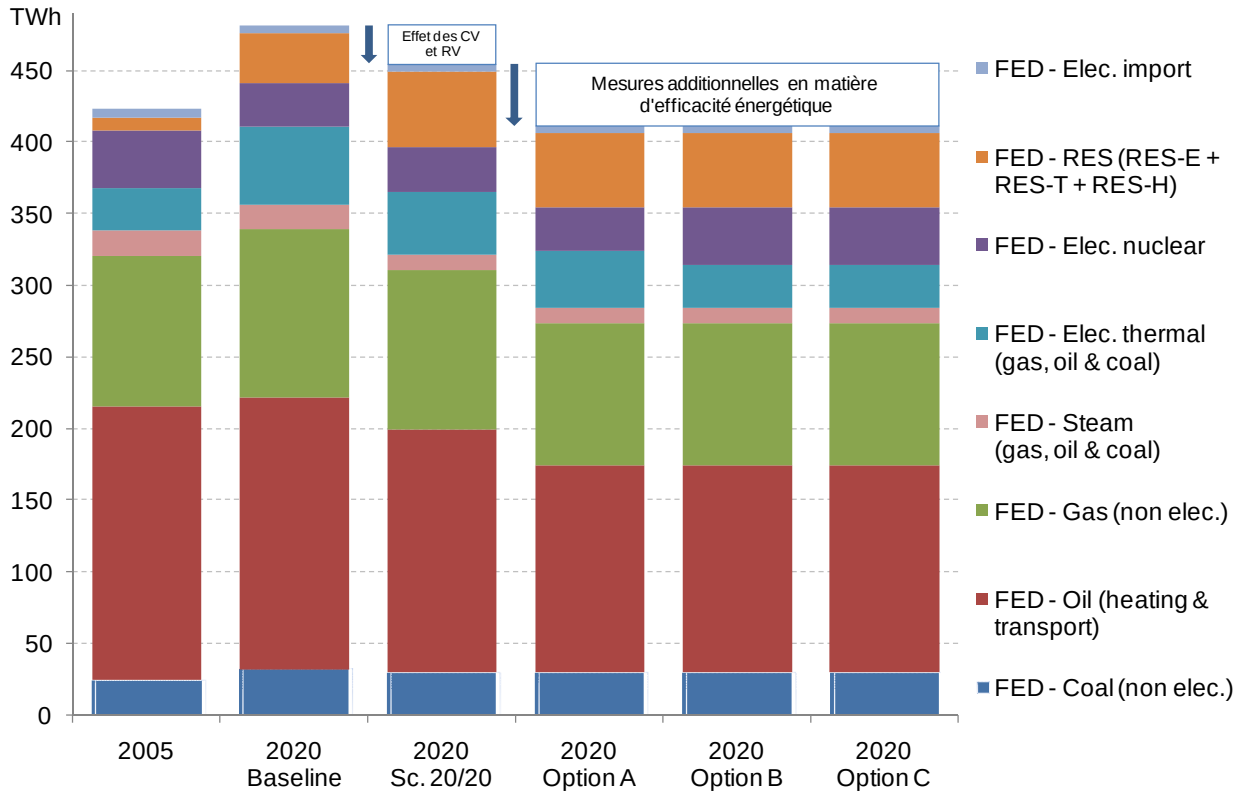
- Fonctionnement du marché de l'électricité
  La production d'électricité évolue dans un marché libéralisé. Il peut y avoir une déconnexion entre des décisions d'investissement effectuées par des opérateurs privés, un mix souhaité par des autorités publiques et la réalisation effective des investissements.
  Une première particularité importante est la réalisation des investissements en capacité de production de pointe.
  On constate également une diminution des unités de production disponibles pour la fourniture de réserve. On peut supposer que ceci est dû à une différence croissante entre, d'une part, le coût de ces unités et, d'autre part, leur valeur sur un marché libéralisé. Il apparaît donc difficile pour le GRT d'organiser, à des conditions acceptables, les services auxiliaires qui requièrent des unités de réserve.

Une troisième particularité est l'apparition de cycles "*boom*" et "*bust*" [10] qui caractérisent les investissements en capacité de production dans le secteur libéralisé de l'électricité, ce qui risque de provoquer un déséquilibre à court terme entre l'offre et la demande d'électricité.

- Importance de l'électrification du parc automobile
  Dans le scénario 20/20 du WP 21-08, on estime à 1 TWh la consommation électrique additionnelle en 2030 en Belgique. Selon une étude du Fraunhofer Institut au niveau européen, l'impact des voitures électriques resterait limité et représenterait en Belgique une consommation électrique de 3,5 TWh en volume en 2035 dans le scénario le plus optimiste.

- Impact des différentes options possibles pour le mix énergétique et électrique à l'horizon 2020

Graphique 3: Impact des différentes options possibles pour le mix énergétique et électrique à l'horizon 2020

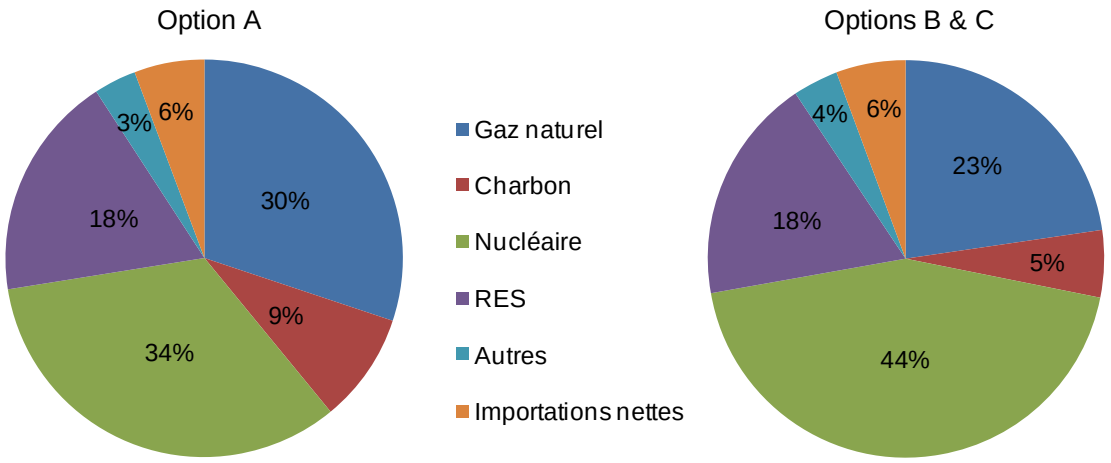


Sources: BFP (2008), "Impact of the EU Energy and Climate Package on the Belgian energy system and economy", WP 21-08 (scénario baseline & scénario 20/20) et calculs propres.

[10] Cycles "boom" et "bust": les investissements dans de la capacité de production supplémentaire sont initiés par des pics de prix (un cycle "boom" qui est la conséquence d'une période préalable de sous-investissements). Il y a donc un laps de temps de plusieurs années entre le signal du marché (indiquant qu'il faut des investissements supplémentaires dans de la capacité de production), la réaction des acteurs du marché et la mise en service de nouvelles unités. Ce signal du marché suscite souvent une réaction des acteurs du marché qui mène à un surinvestissement (cycle "bust" à prix bas, qui annulent les décisions d'investissement), parce qu'ils tentent tous de préserver leur part du marché.

L'introduction de mesures additionnelles importantes en matière d'efficacité énergétique a comme résultat que la demande finale d'électricité est évaluée à 93 TWh en 2020 et ceci dans les trois options. Les répartitions des différentes composantes du mix électrique correspondant aux trois options sont représentées dans le graphique ci-dessous.

Graphique 4: Mix électrique correspondant aux trois options proposées



Sources: BFP (2008), "Impact of the EU Energy and Climate Package on the Belgian energy system and economy", WP 21-08 (scénario 20/20) et calculs propres.

3. RAPPORT FINAL

Ci-dessous suivent les résultats détaillés de l'analyse de l'évolution possible de la demande et du mix énergétique et électrique correspondant, ainsi que la liste exhaustive des messages que le groupe a pu dégager de l'analyse.

Dans cette section, les messages du rapport provisoire ont été complétés, plus amplement motivés et documentés suite aux débats qui ont été organisés avec les représentants de la société civile réunis au sein du Conseil Central de l'Economie et du Conseil Fédéral du Développement Durable. La liste exhaustive de leurs remarques/questions est reprise en Annexe 9: Réponses aux questions.

3.1. Objectifs de l'étude

L'étude commanditée par l'AR du 28 novembre 2008 (Moniteur belge du 02/12/2008) a pour objectif de présenter un ou plusieurs scénarios de mix énergétique idéal rencontrant simultanément les exigences posées par:

- la sécurité d'approvisionnement;
- la compétitivité;
- la protection de l'environnement/climat (en particulier dans le cadre du paquet Energie-Climat 20/20);

ainsi que les coûts/bénéfices de ce ou ces scénarios, face à ces exigences.

Il y est demandé de répondre plus particulièrement aux trois questions suivantes (Article 2 de l'AR):

1) Une tendance générale se dégage-t-elle de ces quatre études en termes d'évolution de la demande, en tenant compte du potentiel de réduction de la consommation et de l'évolution du prix de l'énergie ?
2) Etant donné que certaines de ces études considèrent la Belgique isolément et d'autres dans un cadre européen ouvert, comment doit évoluer la capacité de production propre domestique et quel est l'impact des échanges d'électricité (import/export/transit) sur le marché belge (à la lumière éventuellement d'autres études européennes ou internationales) ?
3) Quel est dans ce contexte le potentiel de développement et d'exploitation des différentes sources d'énergie, en tenant notamment compte de la volonté du gouvernement de soutenir la mise en place d'un réseau de production d'électricité décentralisé ?

3.2. Etudes consultées

L'étude se base dans une large mesure sur une liste d'études préalables [11]. Elle a surtout pour but de faire une synthèse des travaux déjà effectués, tout en tenant compte des évolutions les plus récentes. Dans ce but la commission a décidé d'élargir la liste des études de base avec le WP 21-08 du Bureau fédéral du Plan, intitulé: "Impact of the EU Energy and Climate Package on the Belgian energy system and economy" et publié en novembre 2008. Cette étude précise les conséquences de l'adoption du Paquet Energie-Climat sur le mix énergétique belge à l'horizon de 2020, avec un objectif de réduction de 20% au niveau européen (voire 30% dans un scénario alternatif) des

---

11 Commission Energie 2030 (2007), "Belgium's Energy Challenges Towards 2030 - Final report"

Bureau fédéral du Plan (2006), "La politique climatique post-2012: Analyse de scénarios de réductions d'émissions aux horizons 2020 et 2050".

CREG (2007), ETUDE (F)070927-CDC-715 relative à « la sous-capacité de production d'électricité en Belgique ».

DG Energie, BFP (2008), "Projet d'étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2008-2017".

émissions de gaz à effet de serre (GES) par rapport à 1990 et un recours à hauteur de 20% au niveau de l'Union Européenne à des sources d'énergie renouvelables par rapport à la consommation énergétique finale brute. Il est complété par une exigence qui vise à utiliser une part de 10% de renouvelables dans le secteur des transports pour tous les Etats membres. Dans le cadre du *burden sharing* européen, l'objectif RES belge est de 13%.

Le WP 21-08 étudie également des scénarios où les émissions des GES doivent être réduites de 30% au niveau européen en 2020. Dans ce cas, le marché des quotas d'émissions est élargi à l'ensemble des pays qui souscriront à des objectifs de réduction, ce qui aura pour effet de diminuer le prix du carbone et dès lors d'augmenter le recours aux instruments de flexibilité (marché ETS, CDM, JI) dans la réalisation de l'objectif national. L'estimation de ce prix du carbone étant comparable à celle du scénario 20/20, l'impact sur le système énergétique belge est du même ordre de grandeur. [12]

Pour être complet, les résultats obtenus dans les différentes études ont également été comparés, dans la mesure du possible, avec ceux de l'étude DLR faite en 2006 à la demande de Greenpeace, et de l'étude futures-e, publiée en 2008 et effectuée par un groupe d'Instituts européens, coordonnés par la Vienna University of Technology et le Fraunhofer Institut ISI de Karlsruhe. Cette deuxième étude constitue un élément à l'origine des ambitions 20/20/20 de l'Union européenne (UE).

Pour la facilité du lecteur, des graphiques synoptiques ont été établis afin de comparer les principaux résultats des différentes études susmentionnées. Ils sont repris, accompagnés de commentaires, dans l'Annexe 1: Comparaison des différentes études, à partir de la page 49.

3.3. Méthodologie des études

Les études de base, élargies par le WP 21-08 du Bureau fédéral du Plan, se distinguent en trois catégories dans leur approche et la méthode utilisée.

3.3.1. Le rapport de la Commission 2030, le rapport concernant la politique climatique post 2012-partie horizon 2020 (Bureau fédéral du Plan), le projet d'Etude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2008-2017 et le WP 21-08 se basent tous sur l'utilisation du modèle PRIMES. L'étude de la CREG se base sur l'utilisation du modèle PROCREAS, utilisé déjà par la CREG dans le cadre de l'établissement des programmes indicatifs pour les moyens de production électricité 2002-2011 et 2005-2014.

3.3.2. Le projet d'Etude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2008-2017 ainsi que l'étude de la CREG ne traitent que l'aspect électricité.

3.3.3. L'horizon temporel est également différent.
Les deux études limitées à l'électricité ont un horizon respectif de 2020, 2017.
Seul le rapport de la Commission 2030 a un horizon 2030 mais comporte également des informations quant à 2020.

[12] Comme la différence entre les résultats des scénarios 20/20 et 30/20 est quasiment nulle, aucune différenciation n'apparaît dans les légendes concernant les résultats du WP 21-08 repris dans l'Annexe 1: Comparaison des différentes études.

Le rapport concernant la politique climatique post 2012 (première partie) ainsi que le WP 21-08 ont clairement comme horizon de temps 2020. La deuxième partie du premier rapport contient une analyse à l'horizon 2050, basée sur la technique du *backcasting*. Cette partie n'a pas fait l'objet d'une comparaison avec les autres études citées dans l'AR, compte tenu de leur horizon temporel limité à 2020-2030. Une autre étude qui scrute l'horizon 2050 est l'étude DLR "Energy Revolution: a sustainable pathway to a clean energy future for Belgium" faite en 2006 à la demande de Greenpeace et qui est également basée sur la méthode du *backcasting* [13]. Compte tenu des contraintes d'émissions de GES et les coûts associés, des incertitudes sur les développements technologiques à cet horizon de temps, le groupe GEMIX prône l'extrême prudence quant à l'identification d'un mix énergétique idéal à l'horizon 2050. Des travaux exploratoires seraient néanmoins utiles pour analyser des aspects à plus long terme.

3.4. Perspectives démographiques et de croissance économique

Toutes les études se basent sur des perspectives démographiques et de croissance économique antérieures à 2008.

3.4.1. Il est à noter que la nouvelle estimation 2008 quant à l'évolution démographique (DG SIE/BFP), table en 2020 sur un accroissement de 7% de la population et de 4% du nombre de ménages par rapport aux perspectives utilisées dans les études à comparer. De cette évolution plus récente résultera *ceteris paribus* un accroissement des besoins en transport de personnes ainsi que des besoins énergétiques dans le secteur résidentiel.

3.4.2. La crise économique et financière mène à court terme à une réduction significative de l'évolution du PIB. Avant la crise, la croissance annuelle moyenne était estimée à 2,1% entre 2005 et 2020. A l'horizon 2030, l'estimation était de 1,5%. Les projections de mai 2009 sont de -3,8% pour 2009, 0% en 2010, 2,4% en 2011 et 2012 et 2,2% pour 2013 et 2014, sans nouvelles projections au-delà.

3.4.3. Ces projections indiquent également que la Belgique pourra respecter à l'horizon 2012 son objectif du Protocole de Kyoto en émettant en moyenne 125 Mt équivalents CO_2, ce qui se situe 9,1 Mt d'équivalents CO_2 en-dessous de l'objectif. En même temps, il est précisé que d'autres efforts seront nécessaires afin de respecter les limitations à l'horizon 2020 provenant du paquet Energie-Climat de la CE.

3.5. Evolution de la demande (Article 2 - question 1 de l'AR)

Sur le plan méthodologique, le groupe a volontairement choisi d'analyser l'évolution du mix énergétique en partant de la demande d'énergie. Sur cette base, les travaux ont porté sur l'ajustement entre ladite demande et l'offre.

Le présent rapport s'inscrit premièrement dans un contexte mondial de renchérissement progressif des prix des énergies d'origine fossile, dû à l'augmentation de la demande des pays émergents et à la difficulté grandissante qu'aura l'offre, surtout en matière d'hydrocarbures, à suivre cet accroissement. La réduction importante des émissions de GES (20%, voire 30%, en 2020 et 50% ou plus en 2050), nécessaire dans le cadre de la lutte contre le réchauffement climatique, pose un deuxième défi pour l'évolution de notre système énergétique.

---

[13] Dans les deux études en question, il n'y a pas eu d'analyse économique.

3.5.1. En partant de ces deux constats, il apparaît dès lors que la maîtrise accrue de la demande d'énergie est indispensable. Dans un contexte de croissance économique similaire, les projections de référence analysées par le groupe indiquent toutes une augmentation modérée de la demande finale en énergie entre 2005 [14] et 2020, ce qui conduit à une réduction de l'intensité énergétique et traduit une amélioration de l'efficacité énergétique. Cette tendance se confirme à l'horizon 2030. On constate également dans les études examinées qu'au plus les conditions imposées sont contraignantes, au plus la demande évolue à la baisse. En effet, la réduction des émissions de GES, le recours aux énergies renouvelables (RES), l'absence de captage et séquestration du CO_2 (CCS), l'abandon d'une production électrique d'origine nucléaire, l'autonomie en matière de production électrique (pas d'importations) et/ou l'obligation de réduire les GES uniquement sur base domestique, sont autant de contraintes qui par des mécanismes de prix (renchérissement) induisent, surtout à l'horizon 2030, un ajustement sensible à la baisse de la demande, en d'autres mots, une amélioration de l'efficacité du système énergétique.

3.5.2. La demande finale énergétique était de 422 TWh en 2005. Sans mesures complémentaires, cette demande finale serait de 481 TWh en 2020 et de 482 TWh en 2030 [15]. L'étude de l'impact du paquet Energie-Climat (WP 21-08 du BFP) indique que la demande finale énergétique s'établirait à 454 TWh en 2020, si des mesures adéquates sont prises afin de satisfaire aux exigences actuelles du paquet Energie-Climat de l'UE qui ne fixe pas encore de contrainte ferme pour l'augmentation de l'efficacité énergétique, et ceci dans l'hypothèse d'une confirmation du *phase-out* nucléaire à partir de 2015. Dans la plupart des autres études examinées, des mesures additionnelles réduisent cette demande en deçà de 400 TWh (soit une réduction de 15%, voire plus, par rapport à la projection de référence en 2020). Dans le scénario le plus extrême de la Commission Energy 2030, la demande finale se réduirait à 323 TWh en 2020 et se stabiliserait à ce niveau jusqu'en 2030.

3.5.3. Dans un fonctionnement de marché parfait, un prix du CO_2 stable et pénalisant les énergies fossiles, inciterait à une réduction de la demande par le mécanisme de prix. Dans la réalité, le mécanisme des prix sera à lui seul sans doute insuffisant pour obtenir une maîtrise significative de la demande et son effet ne pourrait être renforcé par une approche volontariste et normative afin de combler les imperfections des mécanismes de marché (notamment la volatilité des prix du CO_2) et de plafonner graduellement l'évolution de la demande. Il ne faut pas perdre de vue que le mécanisme des prix est un instrument en vigueur pour les secteurs ETS, ce qui n'est pas actuellement le cas pour les secteurs non-ETS. Les gouvernements allemands et français ont d'ailleurs développé une approche similaire [16].

---

14 Les statistiques reprises sur les graphiques présentés en annexe 1 sont celles publiées par Eurostat avant l'été 2008. Elles diffèrent des statistiques publiées par Eurostat depuis septembre 2008. Les dernières données publiées concernant l'année 2007 ne sont dès lors pas directement comparables.

15 In: Bureau fédéral du Plan (2008), "Impact of the EU Energy and Climate Package on the Belgian energy system and economy", WP 21-08

16 Allemagne: "Energieprogramm Bundesregierung": baisse de la consommation électrique de 0,5% par an jusqu'en 2020 et de 0,3% par an dans la période 2020-2030. In: DENA (Deutsche Energie-Agentur GmbH) - Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland - Schlussfolgerungen und Fazit.

France: Programmations pluriannuelles des investissements (PPI) de production d'électricité et de chaleur. Plan indicatif pluriannuel dans le domaine du gaz (période 2010-2020): baisse de la consommation de 6% de la demande finale en énergie à l'horizon 2020.

Au niveau belge, la FEB a présenté en avril 2009 une étude sur l'efficacité énergétique comprenant un objectif ambitieux en la matière à l'horizon 2030 [17].

3.5.4. Le 1er plan d'efficacité énergétique de la Belgique a été épinglé par la Commission européenne pour son manque
- de coordination entre les entités fédérées (Régions et fédéral),
- d'un objectif commun,
- de calendrier clair de réalisation des mesures (voir: Wuppertal Institute GmbH & Ecofys Germany GmbH (July 2009), "EEW Final Report on the Evaluation of National Energy Effiency Action Plans").

Le 2ème plan d'efficacité énergétique de la Belgique est à élaborer en 2010 (avec une échéance mi-2011). Un potentiel complémentaire est réalisable à travers la mise en œuvre de mesures additionnelles, allant plus loin que celles décrites dans le premier plan. Le secteur du bâtiment pourrait livrer un apport considérable ainsi que celui des appareillages électriques. Le secteur du transport constituera l'enjeu principal de la consommation énergétique future et les mesures préconisées dans le premier plan ont été évaluées comme étant peu ambitieux.

3.5.5. Un effort significatif requiert le soutien de tous les niveaux de pouvoirs en fonction de leurs compétences institutionnelles. Afin d'atteindre des réductions importantes de la demande, un rôle primordial est réservé à la transposition des différentes directives européennes, telles que la directive 2002/91/CE sur la performance énergétique des bâtiments (y compris ses adaptations en cours), la directive 2006/32/CE relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques, et l'extension du champ d'application de la directive 92/75/CEE sur l'étiquetage énergétique et des standards de performance minimum sous la directive européenne "Ecodesign" [18].

3.5.6. Des baisses importantes de la demande finale sont possibles au niveau des bâtiments (isolation thermique, production de chaleur, etc.), tant dans les secteurs résidentiel que tertiaires. Comme il faut toutefois noter une inertie importante dans l'adaptation du parc immobilier face à cette problématique, la mise en place de systèmes d'accompagnement très stricts est nécessaire afin de mesurer l'amélioration du bilan énergétique du parc immobilier.

La plupart des scénarios tablent sur une augmentation significative de la consommation électrique dans le secteur résidentiel, due à l'apparition de nouvelles applications requérant de l'électricité et à la multiplication des appareils existants à l'horizon 2020. Dans le secteur tertiaire, cette augmentation de la consommation électrique est également importante. Néanmoins l'application de la directive européenne "Ecodesign" est de nature à améliorer l'efficacité énergétique par la promotion des équipements les plus performants. Le secteur industriel, dont la demande énergétique augmente également, devrait continuer à améliorer son efficience énergétique entre autres par la continuation des accords de branche existants.

---

17 FEB (2009), "Vers une efficacité énergétique de niveau mondial en Belgique", Etude McKinsey.

18 Fixation d'exigences en matière d'écoconception applicables aux produits consommateurs d'énergie.

Pour les autres secteurs, l'action des pouvoirs publics doit passer à une vitesse supérieure à destination des "points de consommation" qui sont davantage dispersés, qui se caractérisent par des équipements de puissance limitée et avec un faible taux de renouvellement, ce qui engendre une plus grande inertie que dans les secteurs gros consommateurs. Il s'agit principalement:

- d'industries petites consommatrices d'énergie et PME: la voie des accords de branche combinée à une politique de vérité des prix vont dans ce sens;
- de consommateurs individuels: il est primordial que ces mesures ciblées tiennent compte des spécificités et motivation face à la maîtrise de l'énergie:
  - l'éducation des enfants à une URE est une piste importante vers l'éducation des parents et un changement de comportement des générations futures et est à mettre en place sans retard;
  - les explications et motivations des politiques adoptées doivent se faire dans un langage simple et généraliste pour une bonne compréhension des enjeux et des différents aspects, y compris techniques;
  - les politiques de subsides doivent être cohérentes (meilleur rapport coût/efficacité) tout en tenant compte du fait que les agents individuels agissent en termes économiques en fonction de leurs moyens et de leurs besoins et qu'ils ont des perspectives temporelles différentes et donc des motivations différentes.

La mise en place de systèmes incitatifs pour économiser l'énergie et optimaliser sa consommation (p.ex. *"smart metering", "smart grid"*, etc.) aura probablement un coût significatif pour le consommateur, mais pourrait avoir rapidement un impact positif (par exemple en terme de gestion de la pointe de consommation électrique) pour autant que les consommateurs soient informés du gain potentiel et prennent des mesures adéquates et pourvu qu'il n'y ait pas d'effet rebond. Cela relève toutefois du domaine du diffus et l'évolution va résulter d'une multiplicité de décisions individuelles sur lesquelles existent de nombreuses incertitudes (car formulées par des millions d'agents dont le comportement n'est pas toujours rationnel, faute d'information ou de sensibilisation à certains problèmes). D'autre part, il faut aussi que les fournisseurs de biens d'équipement s'adaptent pour répondre à cette nouvelle demande.

Il est absolument indispensable de limiter l'augmentation des besoins énergétiques en matière de transport, tant pour les personnes que pour les marchandises, en stimulant l'utilisation d'équipements ayant une meilleure performance énergétique, le choix des modes de transport ainsi que des alternatives de transport de qualité, la réduction des besoins motorisés de mobilité des biens et des personnes, et l'instauration d'une fiscalité décourageant les comportements les moins conformes avec une politique d'URE et de réduction des émissions de GES.

La directive européenne sur l'efficacité énergétique 2006/32/CE du 5 avril 2006 demande aux états membres qu'ils "choisissent au moins une des obligations [mentionnées dans la directive] que doivent respecter les distributeurs d'énergie, les gestionnaires de réseaux de distribution et/ou les entreprises de vente d'énergie au détail, directement et/ou indirectement par l'entremise d'autres fournisseurs de services énergétiques ou de mesures visant à améliorer l'efficacité énergétique." Ces mécanismes peuvent contribuer à organiser le financement des mesures d'accompagnement de l'efficacité énergétique.

A budget constant, l'octroi d'une priorité aux mesures présentant le meilleur rapport coût-efficacité, est souhaitable.

3.5.7. En conclusion, une maîtrise de la demande réussie réduirait la dépendance aux énergies importées, faciliterait la réduction significative d'émission de GES et faciliterait la réalisation de l'objectif belge de développement des énergies renouvelables (RES).

3.6. <u>Mix énergétique (Article 2 - question 3 de l'AR)</u>

3.6.1. Le pétrole

Le pétrole resterait toujours important pour le transport jusqu'en 2030, malgré l'apport des biocarburants (dont il ne faut pas sous-estimer la problématique des critères de développement durable liés surtout aux biocarburants de première génération), du développement de voitures hybrides, électriques et au gaz naturel compressé (CNG), et du prix du pétrole tendanciellement à la hausse (pétrole d'origines de plus en plus coûteuses et évolution du prix influencé par le phénomène de pic pétrolier). Dans le secteur résidentiel, l'apport est plus difficilement compensable (chauffage), certainement en Wallonie, dans des zones à moindre densité de population et/ou à topographie défavorable. En absolu, la consommation devrait plutôt tendre à une stabilisation eu égard à l'évolution des besoins du secteur du transport.

3.6.2. Le gaz naturel

Le gaz naturel évolue dans un contexte international similaire au pétrole. En Belgique deux qualités de gaz naturel sont distribuées. Aussi, le recours accru au gaz naturel risque de poser un problème pour l'évolution de l'utilisation du gaz (L) à faible contenu calorifique en provenance des Pays-Bas, compte tenu des volumes disponibles. Néanmoins, le gaz (L) hollandais reste attrayant car ce sont des fournitures flexibles, de proximité et fiables. Afin de pallier cette problématique, il faudra progressivement convertir une partie du réseau (L) belge et obtenir une garantie à long terme des Pays-Bas.

La question de la sécurité d'approvisionnement est encore plus large compte tenu de l'absence de production domestique, des capacités limités de stockage et de la dépendance grandissante de l'UE vis-à-vis de fournitures non-UE (58% en 2005, prévision de 84% en 2030). Toutefois, la Belgique occupe une place stratégique dans le réseau gazier européen, étant à la croisée de gazoducs internationaux de transport et tout en bénéficiant de la présence du terminal GNL de Zeebrugge.

L'évolution des besoins en gaz naturel est fortement influencée par le futur de la filière nucléaire, sans que toutefois une ruée vers ce combustible ne se produise, étant donné l'objectif à atteindre en matière d'énergies renouvelables et la possibilité, même sous contrainte GES, de réaliser de la capacité de production d'électricité à partir de charbon (voir infra).

3.6.3. Le charbon

L'évolution de la part du charbon dans le mix énergétique est déterminée par l'avenir de l'activité sidérurgique en Belgique, et par son utilisation possible comme combustible pour la production d'électricité. A cet égard, les contraintes environnementales (locales et globales) et les décisions concernant la filière nucléaire en Belgique influenceront sa présence. Sa part relative dans la consommation intérieure brute pourrait rester plus ou moins constante à l'horizon 2020. Le futur du charbon dépendra étroitement du déploiement de la filière CCS (voir infra).

3.6.4. Les énergies renouvelables

A l'horizon 2020 et en se basant sur les résultats les plus récents (les scénarios 20/20 et 30/20 du WP 21-08), les RES fourniraient 57 TWh de la demande finale brute d'énergie (464 TWh). 50% de ces RES produiraient de la chaleur (pour moitié par cogénération à partir de biomasse et le solde à parts égales entre solaire thermique et chaleur directe), 30% de l'électricité verte et le solde serait dédié au transport. A l'horizon 2030 une progression significative est encore possible grâce à l'extension de l'éolien on- et offshore (voir infra). En ce qui concerne la biomasse, il y a lieu de noter que déjà en 2020 une grande partie de la biomasse utilisée est d'origine importée. Les autres études (sauf DLR) montrent de manière générale des perspectives moins ambitieuses pour les RES (de l'ordre de 40 TWh), la différence porte surtout sur la biomasse. En matière de biomasse il y a lieu d'être vigilant quant à son caractère durable et éthiquement acceptable. Bien que ces critères s'appliquent à tout type de ressource, dans le cas de la biomasse il peut y avoir compétition avec la filière alimentaire, ainsi qu'une aggravation d'une déforestation "non durable".

A cet horizon, la demande d'énergie primaire correspondant aux besoins en biomasse est estimée à 48 TWh, soit environ 8% de la demande primaire totale, dont les 2/3 environ devraient être importés. Cette importation correspond donc à quelque 5% des besoins énergétiques du pays en 2020 et représente déjà un défi en termes de répartition équitable des ressources de biomasse disponibles au niveau mondial. Cet aspect est traité plus en détail dans: l'Annexe 3: GEMIX vraag in verband met biomassa - Jacques De Ruyck.

Dans l'étude WP 21-08, la majeure partie de la production d'électricité à partir de biomasse se ferait dans des centrales de cogénération, ce qui correspondrait à quelque 2000 MWe installés. Si on considère une répartition plus équilibrée de cette production entre la cogénération et la co-combustion dans des centrales électriques de grande taille, les besoins en biomasse seraient encore supérieurs. Dans le cas d'une répartition 50/50 entre les deux types de production, ces besoins seraient de 55 TWh, soit 9% de la demande totale d'énergie primaire, et 6% par importation.

L'utilisation de biomasse dans des petites installations pose en outre question en matière d'émissions de NOx et de particules fines. Ceci requiert des exigences élevées de qualité pour les installations et leur utilisation (voir Annexe 3: GEMIX vraag in verband met biomassa - Jacques De Ruyck).

Les RES utilisés dans le transport seront essentiellement des biocarburants en 2020 et permettraient de satisfaire l'exigence européenne d'utilisation de 10% de RES dans la consommation du secteur des transports. L'évolution au-delà dépendra fortement du développement des biocarburants de deuxième génération.

3.6.5. L'énergie nucléaire

L'utilisation de l'énergie nucléaire étant destinée exclusivement à la production d'électricité, les enjeux liés au futur de la filière sont traités ci-dessous lors de la discussion du mix électrique (voir à partir du § 3.7.5 - page 30).

3.7. Mix énergétique pour la production d'électricité et importations d'électricité (Article 2 - question 2 de l'AR)

3.7.1. Etat prévisible du parc de production après 2016

Tableau 1: Evolution de la capacité de production des centrales électriques connectées au réseau ELIA sur la période 2008-2020

Probabilité de réalisation	**Hypothèse 1** Certaine	**Hypothèse 2** Evolution probable	**Hypothèse 3** Evolution probable + connection ligne Stevin	**Hypothèse 4** Evolution possible
Capacité supplémentaire	+ 2 378	+3 793	+ 3 793	+ 3 793
Mises hors service	- 874	-2 113	-2 113	-3 207
Mises hors service centrales nucléaires	- 1 830	-1 830	-1 830	-1 830
Eolien offshore	+ 846	+ 846	+2 502	+2 502
	+ 520	**+ 696**	**+2 352**	**+1 258**

Source: CREG - les détails du tableau sont rapportés in extenso en Annexe 4: Evolution de la capacité de production d'électricité - CREG.

Les hypothèses sous-jacentes à l'établissement du Tableau 1 sont les suivantes:

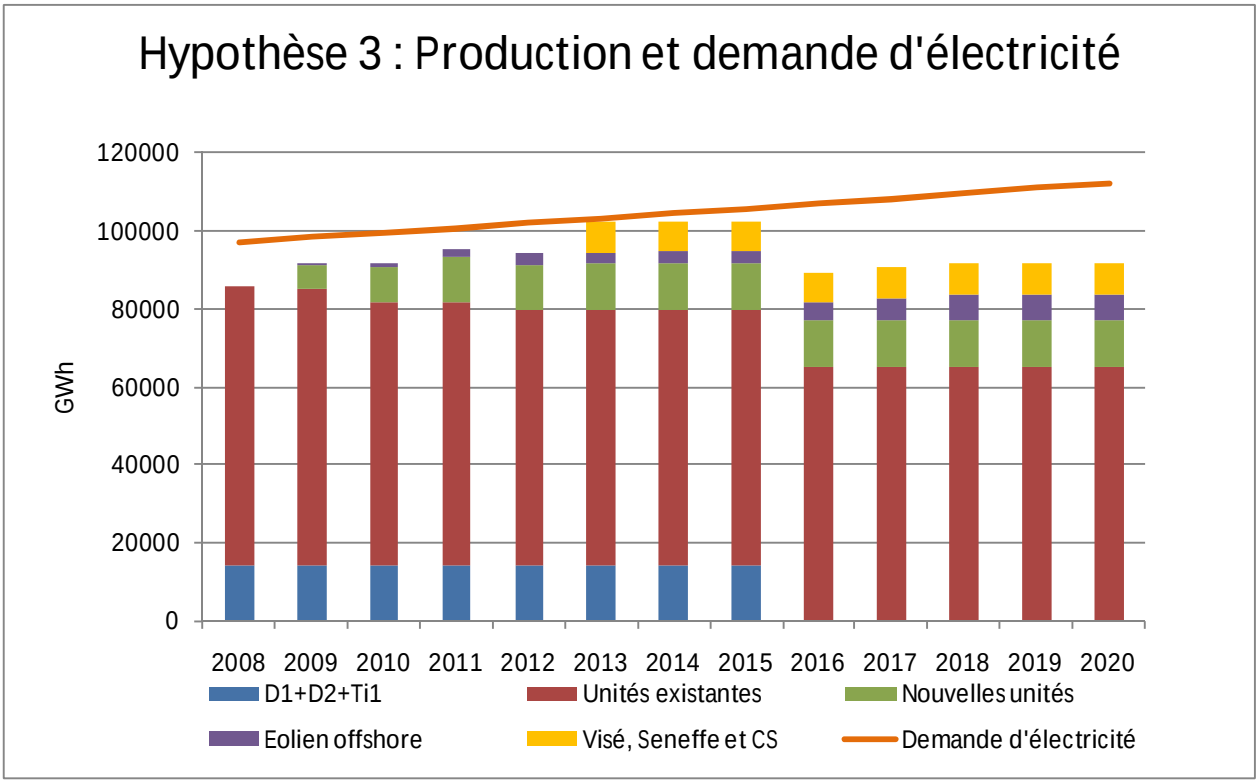
- Hypothèse 1 est basée uniquement sur de l'information certaine:
  - la capacité additionnelle pour laquelle une décision d'investissement a déjà été prise et qui pourra être réalisée avant 2015:
  - augmentation de puissance de Doel 1, Doel 4 et Tihange 3;
  - unités TGV à Amercoeur ((mise en service en avril 2009), Marchiennes, Tessenderlo;
  - unité thermique à Sidmar;
  - turbines à gaz à cycle ouvert à Angleur;
  - quelques unités de cogénération bientôt en service (Exxon, Lanxess Degussa);
  - capacité complémentaire onshore entre maintenant et 2015 (274 MW en Wallonie, y compris le parc éolien d'Estinnes et 80 MW en Région flamande);
  - la réalisation complète des trois premiers parcs éoliens offshore (C-Power, Belwind en Eldepasco), car la capacité d'accueil existe; une réserve: toutes les décisions d'investissement ne sont pas prises mais sont normalement assurées;
  - mises hors service entre 2009 et 2010, déjà décidées (Mol 12, Amercoeur, Rodenhuize, CS Charleroi Carsid et l'ancienne cogénération de Esso);
  - mise hors service des unités nucléaires Doel 1, Doel 2 en Tihange 1 en application de la loi du 31 janvier 2003.
- Hypothèse 2 = hypothèse 1 + mises en service probables – mises hors service probables:
  - sur base de l'hypothèse 1;
  - mises en service probables pour lesquelles une décision d'investissement n'a cependant pas encore été prise: TGV de Visé et Seneffe ainsi que la turbine vapeur de Carsid à Charleroi;

- mises hors service probables entre maintenant, 2011 et 2015 (Ruien 3, Kallo 1, Kallo 2, Awirs 5 et Ruien 6).

- Hypothèse 3 = hypothèse 2 + réalisation du projet Stevin (poste de connexion à Zeebrugge à 380 kV) + capacité éolienne offshore (1656 MW étant la valeur moyenne des projets pour lesquels une demande de concession domaniale a été introduite sur les quatre zones « libres »).
- Hypothèse 4 = hypothèse 3 + mises hors service possibles (Awirs 4 et Ruien 4, Ruien 5 + Ruien 5 Repowering, Langerlo 1 + 3 et 2 + 4) entre 2011 et 2014.[19]

En assumant l'hypothèse 3 du tableau 1 établi par la CREG à la demande du groupe GEMIX, comme étant le scénario le plus probable, il ressort que la production correspondante à ces projets officiels ne compense pas la production perdue de l'ensemble des capacités mises à l'arrêt d'ici 2016 (voir Graphique 5).

Graphique 5: Evolution de la production et demande d'électricité entre 2008 et 2020 (hypothèse 3)



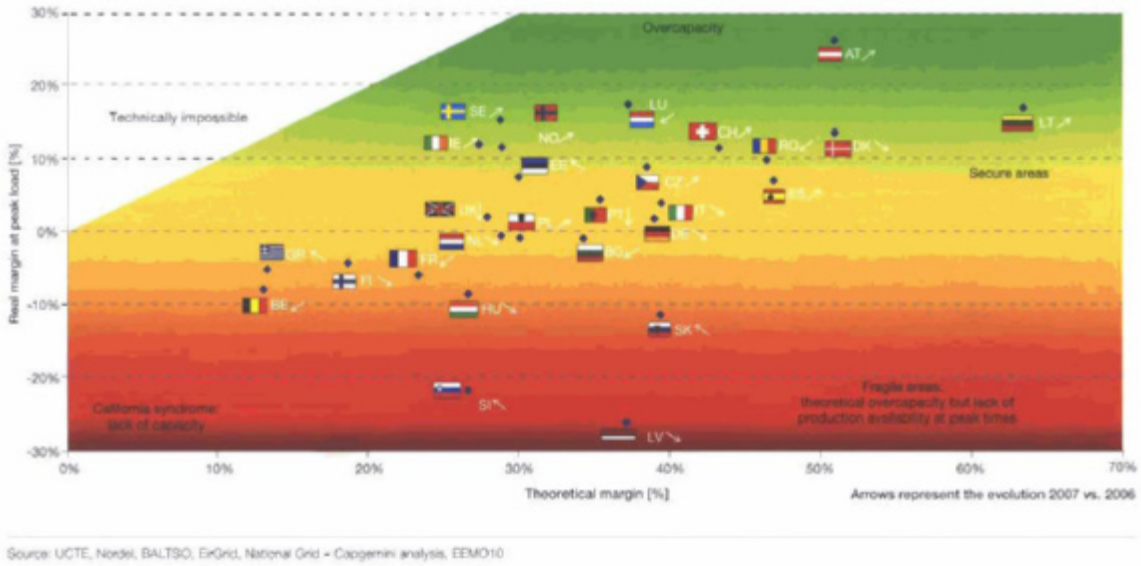
Source: CREG - Annexe 4: Evolution de la capacité de production d'électricité - CREG.
Production (colonnes) = production en sortie de centrales.
Demande (trait) = demande finale + pertes en réseau + énergie de pompage.

[19] Les centrales de Langerlo et de Ruien ont un permis d'exploitation de la Région flamande qui expire au plus tard mi-2016.

La "demande" représentée dans le Graphique 5 est consistante avec plusieurs scénarios étudiés dans l'annexe 1 (par exemple les scénarios de référence des études EPE et WP 21-08, le scénario de l'étude futures-e et plusieurs scénarios de l'étude CE2030) - voir Graphique 14 et Graphique 15 - page 56). Elle ne tient pas compte des économies d'électricité qui pourraient résulter de la mise en œuvre du paquet Energie-Climat et pourrait réduire cette demande à 105 TWh (pertes et pompage inclus), ni de l'introduction de mesures additionnelles importantes en matière d'efficacité énergétique (voir Graphique 3) qui permettraient de baisser encore la demande d'électricité jusqu'à quelque 99 TWh en 2020 (toujours pertes et pompage inclus).

Il ne faut également pas perdre de vue que c'est la courbe de charge qui dicte la composition de l'éventail des investissements: un MW de pointe n'est pas égal à un MW de base. Au jour d'aujourd'hui, la Belgique est déjà en manque de capacité de production par rapport aux pays avoisinants, abstraction faite de la diminution momentanée due à la crise économique. La position belge par rapport aux autres pays européens en matière de marge de capacité de pointe par rapport à la marge théorique (Capgemini, 2008) est représentée ci-après.

Graphique 6: Comparaison internationale de la marge disponible en capacité de pointe par rapport à la marge théorique



Source: Capgemini (2008), "Observatoire européen des marchés de l'énergie".

Il est à noter que dans les résultats des études de référence, les capacités de back up requises du fait de l'intermittence de certaines sources RES sont prises en compte dans le calcul des capacités requises.

3.7.2. Le gaz naturel

Le gaz naturel est le combustible fossile qui émet le moins de CO_2 lors de sa combustion et il peut être utilisé tant en base, semi-base que pour faire face à la pointe de la courbe de charge. Dans le contexte actuel, le gaz naturel, étant devenu le combustible de bouclage, la décision prise concernant une éventuelle prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires est déterminante pour le profil du mix énergétique, voire gazier. Il en découle que des investissements considérables seront nécessaires sur le réseau gazier en cas de *phase-out* nucléaire, d'abandon des anciennes unités au charbon (pouvant s'imposer pour des raisons environnementales), et de substitution de ces unités déclassées par des centrales au gaz.

3.7.3. Le charbon

L'utilisation de charbon requiert que les nouveaux investissements soient *CCS ready* (voir infra). La partie séquestration prendra plus de temps à se concrétiser (peu probable avant 2020) dans un pays comme la Belgique qui ne présente pas de structures géologiques propices aux formes de stockage les plus aisées, tels que des gisements pétroliers/gaziers épuisés. De plus, certaines des structures géologiques potentiellement utilisables, sont destinées en priorité au stockage saisonnier de gaz naturel requis pour une gestion appropriée de l'approvisionnement gazier (p.ex. Loenhout).

3.7.4. Les énergies renouvelables

Les objectifs de développement des RES prévus par le paquet Energie-Climat favorisent un déploiement très significatif de l'électricité verte (RES-E).

En se basant sur les différentes études, les RES-E pourraient représenter quelque 17 TWh sur une demande électrique finale d'environ 100 TWh en 2020. Ces 17 TWh seraient constitués par environ 2,8 TWh d'énergie éolienne onshore, 5,4 TWh offshore, 8,5 TWh de biomasse, 0,4 TWh d'hydraulique et 0,25 TWh de photovoltaïque. Les puissances correspondantes sont 1,1 GW onshore, 2,1 GW offshore, 1,9 GW biomasse, 0,1 GW hydraulique et 0,3 GW photovoltaïque.

Comme énoncé précédemment, la quantité de biomasse domestique ne suffira pas pour satisfaire les besoins en biomasse qui pourraient représenter 48 TWh voire 55 TWh, et qui devront être couverts pour les deux tiers par des importations. Le potentiel domestique de biomasse semble dès lors être utilisé de façon maximale et aucun accroissement significatif n'est à attendre à l'horizon 2030. Il existe encore une marge dans le potentiel éolien onshore de 0,8 GW, et de 1,7 GW dans l'éolien offshore. Des études il ressort que ce potentiel pourrait être entièrement utilisé à l'horizon 2030. L'apport du solaire reste modeste, même chez DLR qui table sur 0,25 TWh en 2020 et 1,2 TWh en 2030.

Le déploiement des RES va de pair avec la politique de subvention par les systèmes de certificats verts, qui représente un coût répercuté sur l'ensemble des consommateurs, tant industriels que PME et particuliers. A titre d'information, le coût annuel estimé à l'horizon 2020 des politiques de soutien aux RES (en vigueur en 2009) a été estimé à au moins EUR 1,5 milliards ou en moyenne 0,09 EUR/kWh RES-E (dans l'hypothèse d'une production de RES-E de 17 TWh). Cette estimation ne tenant pas compte des effets des courbes d'apprentissage [20] en termes de réductions des coûts, et de façon concomitante en termes de subvention, doit cependant être considérée comme un plafond.

La traduction belge de l'objectif de 13% de RES dans la demande finale en 2020 pourrait donner 19% de RES dans la production d'électricité, et 9% de couverture de la demande par biomasse, dont 6% par importation, ce qui constitue deux objectifs ambitieux.

Enfin, il convient de souligner que le développement des RES et l'adaptation des réseaux de transport de l'électricité correspondant est indépendant du futur de la filière nucléaire.

---

[20] Ces courbes d'apprentissage ne concernent que l'investissement.

3.7.5. Le nucléaire, options possibles dans le mix énergétique de l'électricité (Article 2 - question 2 de l'AR)

3.7.5.1. *Motivation des options*

Seules deux des études à comparer proposent des scénarios avec une prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires au-delà de 40 ans en vertu de l'article 9 de la loi de 2003 sur le *phase-out* du nucléaire: l'étude EPE s'en tient strictement à une possibilité de prolongation tandis que certains scénarios de l'étude CE2030 admettent, outre ce prolongement, la construction d'une unité EPR supplémentaire à l'horizon 2030. Cette dernière possibilité n'a pas été envisagée par GEMIX parce que non prévue par la loi, ne s'inscrivant pas dans l'objectif de la constitution d'un mix énergétique équilibré et présentant encore beaucoup d'incertitudes concernant le coût opérationnel réel de cette nouvelle génération de réacteurs. Comme le groupe GEMIX, considère le nucléaire comme une technologie de transition, les options de prolongements décrites ci-après se situent dans le cadre d'une transition économiquement viable vers un mix énergétique plus durable.

Lors de la publication en 2007 de l'étude CE2030, un des experts faisait déjà remarquer que les autorités publiques avaient pris très peu de mesures afin d'éviter un accroissement important des émissions de CO_2 quand les centrales nucléaires seraient fermées. Plus précisément, la fermeture des centrales nucléaires pourrait poser problème en matière d'émissions si des améliorations ambitieuses d'efficacité énergétique n'étaient pas réalisées et des techniques de CCS n'étaient pas appliquées à ces échéances.
Au vu du temps perdu et du délai nécessaire pour obtenir des résultats, il était d'avis que la durée de vie des centrales belges qui viendraient en ligne de compte, pourrait être prolongée de 5 ans au-delà de la durée de vie des 40 ans, moyennant une contribution significative [21] pour financer la transition du système énergétique belge vers un système à plus grande efficacité énergétique, générant moins d'émissions de GES et utilisant davantage de RES.

Partant de ce constat et tenant compte qu'une nouvelle période de près de trois ans se sera écoulée depuis sans décision, et alors même que les unités nucléaires ont des cycles techniques de 10 ans caractérisés par des révisions techniques décennales importantes, le groupe tient à présenter une option C intermédiaire entre:
- une option A qui revient à appliquer la loi telle quelle;
- et une option B qui envisage une prolongation possible de la durée de vie de toutes les centrales à maximum 60 ans.

Cette option C intermédiaire consiste à retarder la fermeture des unités Doel 1 & 2 et Tihange 1 d'une révision décennale reconductible une fois et à réévaluer la situation dans dix ans afin d'évaluer si un second prolongement présenterait une valeur ajoutée. Les centrales Doel 3 & 4, Tihange 2 & 3 verraient leur durée de vie prolongée jusqu'à maximum 60 ans.

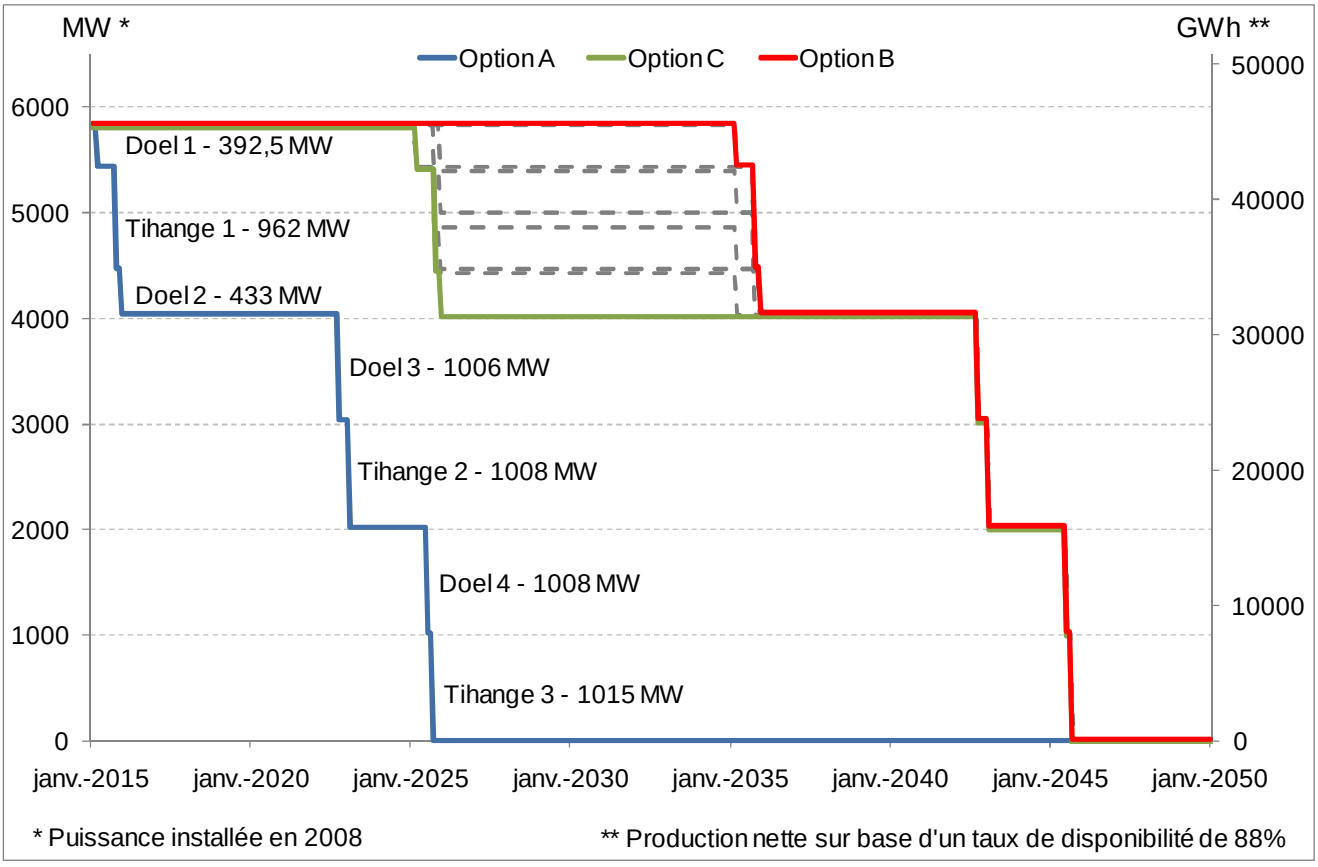
[21] Cf. le système "Borssele": convention aux Pays-Bas avec l'exploitant nucléaire afin financer le développement durable en contrepartie de la prolongation de la durée de vie de la centrale nucléaire de Borssele.

Lors de la présentation du rapport provisoire au CCE et au CFDD, il a été demandé pourquoi un quatrième scénario n'avait pas été envisagé selon lequel la durée de vie opérationnelle de toutes les centrales nucléaires serait prolongée de 10 ans seulement. Par rapport au scénario C, un tel scénario ne permettrait pas:

- de bénéficier de l'avantage économique d'un allongement plus conséquent de la durée de vie des centrales de "série" (Doel 3 & 4, Tihange 2 & 3) dont la qualité des cuves est encore supérieure à celle des cuves des centrales de Doel 1 & 2 et Tihange 1 (voir figures 4 & 5 - page 34 de l'Annexe 5: Status and Perspectives of Nuclear Reactor Pressure Vessel Life extension up to 60 Years Operation in Belgium);
- de garantir le bénéfice de l'étalement des fermetures que permet l'option C.

La chronologie de fermeture des centrales selon les trois options est présentée dans le Graphique 7. Il est à noter que l'option C offre en fait différentes combinaisons de maintien en activité des centrales de Doel 1 & 2 et de Tihange 1, la prolongation des activités étant analysée au cas par cas: combinaison de 1, 2 et/ou 3 centrales dont les activités sont maintenues une à deux décennies supplémentaires.

Graphique 7: Evolution chronologique de la capacité et de la production d'électricité nucléaire selon les options proposées



Source: SPF Economie - DG Energie & BFP (2008), "Projet d'étude prospective électricité 2008-2017", p.33.

L'allongement de la durée de vie (mieux vaut parler d'ailleurs de durée de fonctionnement) des centrales nucléaires de type PWR de 40 à 50, voire 60 ans, un peu partout dans le monde (et notamment aux Etats-Unis et en France), est décidé au coup par coup après autorisation des autorités de sûreté. Cela constitue une solution plus économique que la construction de nouvelles installations. L'expérience montre que les centrales actuelles sont capables de fonctionner plus longtemps que prévu initialement.

Un élément incontournable dans l'évaluation scientifique sur les possibilités de prolongement de l'exploitation opérationnelle des réacteurs de n'importe quel type est le vieillissement de l'acier de la cuve. Le SCK-CEN de Mol a procédé et procède toujours à des évaluations sur les cuves des réacteurs belges. Ils confirment dans le rapport en Annexe 5: Status and Perspectives of Nuclear Reactor Pressure Vessel Life extension up to 60 Years Operation in Belgium que les cuves de tous les réacteurs satisfont aux normes les plus sévères pour une durée d'exploitation certes d'au moins 60 ans, voire plus. Les données pour tous les réacteurs seront complétées en 2012, mais dès à présent les résultats intermédiaires confortent ce constat. Dans le même rapport, une comparaison a également été faite avec des réacteurs similaires à l'étranger qui ont reçu l'autorisation pour une extension de la durée de vie. Le SCK-CEN signale également que la législation en matière de la sécurité de la cuve a toujours été conservatrice (avec des exigences très élevées), et que l'évolution des connaissances démontre que les matériaux peuvent résister à des contraintes nettement plus élevées qu'estimé initialement. Le rapport en annexe remarque que d'autres éléments viennent en ligne de compte en matière de sécurité des centrales nucléaires tels que la résistance des enceintes, le câblage, la disponibilité de pièces de rechange, le maintien des compétences techniques et scientifiques, et la poursuite des efforts de R&D en matière nucléaire.

Tout cela suppose donc des investissements de jouvence qui sont loin d'être négligeables (EUR 400 millions par réacteur selon EDF pour un PWR de 900 MW, GDF-Suez mentionne EUR 800 millions pour Doel 1 & 2 et Tihange 1). Cette solution nécessite des durées de prolongement d'au moins une dizaine d'années afin d'être économiquement rentables.

3.7.5.2. <u>Remarques préliminaires à la discussion des options possibles</u>

- Il va de soi que la *conditio sine qua non* pour l'application éventuelle des options B et C est que la vigilance vis-à-vis de la sécurité nucléaire soit maintenue à son plus haut niveau et que l'autorisation de poursuite d'exploitation reste de la responsabilité de l'Agence fédérale de contrôle nucléaire. Cette autorisation devra entre autres faire l'objet d'un *benchmarking* international montrant le positionnement des réacteurs pour lesquels un allongement de la durée de vie est requis, par rapport aux autres unités de même type et ancienneté. L'état actuel de la question est repris en Annexe 5: Status and Perspectives of Nuclear Reactor Pressure Vessel Life extension up to 60 Years Operation in Belgium.
- Une transparence absolue vis-à-vis du public en matière d'incidents devra être garantie. A cet égard, il convient de signaler que jusqu'à présent, au niveau mondial, aucun incident ne concerne la cuve. Par ailleurs, les statistiques ne montrent pas une augmentation de la fréquence des incidents (voir : Annexe 7: ONDRAF - Actualisation des prévisions de volumes de déchets conditionnés en cas de prolongation de la durée de vie des centrales).
- Quel que soit le futur de la filière nucléaire, il y a lieu de fournir tous les efforts nécessaires qui tiennent compte de l'évolution technologique pour arriver à une solution qui soit acceptable du point de vue sociétal pour la gestion des déchets radioactifs de types B et C. Il est d'ailleurs à signaler que l'expertise belge dans le domaine nucléaire est reconnue de par le monde, y compris pour ce qui concerne le démantèlement. Une filière de formation dans ce domaine existe déjà au centre de Mol qui forme également des spécialistes étrangers, qui a une réputation mondiale et permet au centre d'exporter ses connaissances en la matière. Au total, le SCK-CEN à lui seul emploie 650 personnes. Il faut cependant remarquer qu'en cas de fermeture conformément à la loi de 2003 (option A), rien ne garantit le maintien de cette expertise nucléaire en Belgique. En effet, les opérateurs ne raisonnent plus en termes de pays, mais en

termes de marché pertinent, ce qui pourrait amener au recrutement et/ou au transfert de ces spécialistes vers des pays qui ont opté pour le maintien ou le développement de la filière nucléaire.

- Il va également de soi que les décisions prises en matière de gestion des déchets de type A doivent être mises en œuvre.
- L'expertise nucléaire est également caractérisée par le fait qu'au quotidien, l'expérience opérationnelle ne fait qu'augmenter et permet de mieux préparer la phase ultérieure de démantèlement. Concernant l'opérateur belge et au vu de son intégration dans un groupe international, il n'y a aucune certitude que ces compétences dans le domaine nucléaire resteront en Belgique, compte tenu des besoins à l'échelle mondiale.
- Toutes les mesures prises à l'encontre de la prolifération de matières fissiles doivent être maintenues conformément aux programmes internationaux régissant la matière et sous la supervision des instances nucléaires belge et internationales Euratom et IAEA.

La constitution des provisions pour les coûts futurs de la gestion des matières fissiles irradiées et le démantèlement des centrales nucléaires est régie par la loi du 11 avril 2003 modifiée par la loi du 25 avril 2007. Le législateur a imposé une réévaluation triennale du coût de démantèlement et de gestion des matières fissiles irradiées. La Commission des provisions nucléaires a comme tâche de veiller à ce que les résultats de l'analyse des coûts faite par l'ONDRAF et les recommandations qui en découlent, soient respectés. Cette méthode de travail permet d'optimaliser au fil du temps le provisionnement. Des initiatives sont en cours afin de garantir une meilleure disponibilité des provisions en temps opportun.

De la comparaison des différentes études, il ressort clairement que le nucléaire n'est pas en compétition avec le développement des énergies renouvelables, et que la fermeture du nucléaire n'est pas un levier pour encourager un tel développement. L'objectif de 13% de RES en Belgique ne fait que renforcer cette conclusion: cet objectif fait partie du paquet Energie-Climat, mais même sans cet objectif, l'option nucléaire n'influence que très faiblement la part des RES dans les résultats des études considérées.

Le maintien en activité des centrales nucléaires contribue, en base du moins, à maintenir un prix stable et bas de l'électricité, ce qui peut avoir un impact sur la demande d'électricité. En outre, le maintien en activité sur une plus longue période permet une plus grande diversification du mix énergétique et influence favorablement la sécurité d'approvisionnement. A la lumière des différentes études à disposition, l'impact sur les émissions de GES à l'horizon 2020 d'un maintien des activités de Doel 1 & 2 et Tihange 1 se traduirait par une diminution plus importante des GES (-3,7% au lieu de -0,4%). En particulier dans le secteur ETS, les émissions progresseraient moins entre 2005 et 2020 (+4,1% au lieu de +11,7%).

Quelle que soit l'option choisie, la problématique de gestion (et d'enfouissement) des déchets demeure pour les déchets accumulés jusqu'à présent et ceux générés d'ici à la fermeture complète du dernier réacteur. A cet égard, une confirmation des stocks de déchets actuels (à fin 2008) et une actualisation des prévisions de volumes de déchets conditionnés en cas de prolongation de la durée de vie des centrales a été demandée à l'ONDRAF. Les données communiquées sont reproduites *in extenso* dans l'Annexe 7: ONDRAF - Actualisation des prévisions de volumes de déchets conditionnés en cas de prolongation de la durée de vie des centrales à partir de la page 129.

3.7.5.3. Rente nucléaire

L'observation du fonctionnement de plusieurs marchés nationaux européens a mis en évidence l'existence d'une rente liée à l'utilisation d'unités de production amorties et dont les kWh produits sont valorisés dans un contexte de marchés libéralisés.

En Belgique, les centrales nucléaires ont été construites dans un environnement de marché réglementé avec un appui important des autorités publiques [22]. Ces unités sont caractérisées par des coûts d'investissement très élevés par rapport à des coûts de fonctionnement faibles. D'autre part, la libéralisation des marchés de l'électricité s'est produite à un moment où le parc de centrales nucléaires existantes était déjà largement amorti. Elle a également modifié la formation des prix de l'électricité.

Avec la libéralisation est dès lors apparue une différence entre le prix sur le marché issu de l'équilibre offre-demande, souvent déterminé par les unités au charbon ou au gaz naturel aux coûts de fonctionnement élevés, et le coût supporté par des opérateurs disposant d'unités nucléaires largement amorties et aux coûts de fonctionnement faibles, largement indépendants du prix des combustibles fossiles (pétrole, gaz, charbon). Aussi, du fait des interconnexions européennes et de l'impossibilité dans plusieurs pays de construire de nouvelles unités nucléaires, les opérateurs nucléaires historiques bénéficient-ils actuellement d'une "rente de rareté" qui correspond à la différence entre le prix moyen du marché européen [23] et le coût complet actuel de ce nucléaire "historique". Il faut également observer que cette problématique relève également de l'équité intergénérationnelle, le changement fondamental apporté par l'adoption de mécanismes de marché ayant pour effet collatéral d'empêcher que la génération actuelle de consommateurs bénéficie de l'effort consenti par la génération précédente pour financer la construction des unités en place.

Plusieurs auteurs ont mis en évidence l'existence de cette problématique de rente et ont identifié des solutions afin de capter une partie de cette rente au profit du consommateur. [24] Lors de son évaluation, il convient cependant de maintenir l'incitant à l'investissement dans un contexte généralisé (au niveau de l'UE) de renouvellement et/ou d'extension des capacités de production d'électricité.

Différentes possibilités ont été identifiées concernant l'utilisation possible de la rente par les autorités publiques. Ainsi, en France, la Commission Champsaur a récemment conseillé parmi diverses mesures son utilisation pour le financement de tarifs réduits pour les petits consommateurs, et aux Pays-Bas, l'accord sur le prolongement de la centrale nucléaire de

---

[22] C'est-à-dire que les autorités publiques de l'époque étaient très favorables à l'introduction de la filière nucléaire pour des raisons à la fois de quête à une certaine indépendance énergétique et au potentiel de développement offert pour l'industrie. Tout ceci a été amplifié par les craintes suscitées par le premier choc pétrolier. Les gouvernements successifs du début de l'ère nucléaire y ont également contribué par le soutien à la recherche (le centre SCK-CEN de Mol) et à la formation dans les universités et écoles techniques supérieures. De plus, les électriciens avaient la garantie que les investissements lourds à consentir pourraient être récupérés à travers la tarification (prix régulés).

[23] Dans le cas de la Belgique, il est approprié d'appréhender le marché de l'électricité au niveau de la "plaque" d'échanges France-Benelux-Allemagne. Conceptuellement, il est fait référence au prix moyen du marché européen, même si la réalité est plus complexe.

[24] Spector D. (2007), " Electricité: faut-il désespérer du marché ?".

Finon D., Romano E. (2008), "Electricity market integration: redistribution effect versus resource reallocation".

Borssele a prévu le financement d'un fonds pour le développement durable.[25] Diverses alternatives et combinaisons s'avèrent possibles, telles que: financement des subsides aux RES (CE2030), financement des efforts en matière d'efficacité énergétique, financement des obligations de service public, réorganisation du marché en permettant aux concurrents d'accéder au nucléaire historique sur la base d'un prix régulé à fixer par une instance indépendante ou taxe au profit du budget de l'Etat ... La solution idéale devrait tenter de tenir compte des différents objectifs énumérés ci-dessus.

Le document de support en Annexe 8: Tarification de l'électricité et affectation de la rente nucléaire: deux questions liées - Jacques Percebois traite en profondeur le lien entre la rente nucléaire et son affectation ainsi que la tarification de l'électricité plus particulièrement en France. Il y indique, quand c'est possible, les mesures mieux adaptées au contexte belge.

Il convient de ne pas perdre de vue que l'effet de redistribution de la rente est différentié selon l'option choisie, au bénéfice de l'ensemble de la population, ou des seuls consommateurs[26] ou bien encore, des seuls consommateurs ayant une démarche en phase avec le développement durable.

---

25 Commission présidée par Paul Champsaur (avril 2009), "Rapport de la commission sur l'organisation du marché de l'électricité".

Borssele agreement - In: Commission Energy 2030 (2007), "Belgium's Energy Challenges Towards 2030 - Final report", p. 30.

26 Il est clairement prôné que cette redistribution doit bénéficier à tous les consommateurs, tant particuliers qu'industriels. Nous attirons néanmoins l'attention sur les effets différenciés selon le type de redistribution, sans porter de jugement sur celle-ci.

3.7.5.4. Analyse des options relatives à la filière nucléaire

Option A: ***phase-out* du nucléaire confirmé**

(arrêt progressif des centrales après 40 ans, entre 2015 et 2025)

AVANTAGES	INCONVENIENTS
1. respect de la volonté politique à la base de la loi de sortie du nucléaire de 2003 2. limitation des déchets nucléaires à ceux existants et à ceux qui seront encore générés d'ici les fermetures prévues par la loi 3. au travers du renchérissement du coût moyen de production de l'électricité en base (et pour autant que ce renchérissement du coût soit répercuté sur le prix de vente de l'électricité), pression à la baisse sur la demande d'électricité (cf. EPE et CE2030, scénarios avec sortie du nucléaire par rapport au scénario avec prolongation) 4. limitation du risque d'accident aux 40 premières années, c'est-à-dire dans les limites prévues à la mise en service 5. atténuation du risque de prolifération et d'actes de terrorisme concernant des installations nucléaires	1. fermeture d'un outil de production performant et économiquement très rentable, avec renchérissement du coût moyen de la production électrique: * coûts d'investissement cumulés: peu de différences en 2020 entre les options avec et sans nucléaire (EUR 8,56 *versus* 8,50 milliards) dû au fait qu'on a tenu compte des investissements de jouvence pour les centrales nucléaires de première génération. Par contre, il y a une différence de EUR 2,6 milliards en 2030 (au profit du scénario avec nucléaire) * coût moyen du kWh: en 2020, le coût est 8% plus bas dans le scénario avec nucléaire; en 2030, la baisse est de 18% (écarts à "carbon value"'équivalente) 2. fermeture d'unités de production d'électricité non émettrices de CO_2 (Doel 1 & 2 + Tihange 1 = +5,6 Mt CO_2/an en 2020 en cas substitution par des centrales TGV par exemple) 3. perte du know-how nucléaire et diminution du potentiel pour le R&D nécessaire à la gestion future des déchets et du nucléaire de 4ème génération 4. solution de "non-retour" (plus possible de faire marche arrière et de rouvrir des unités plus tard lorsque le démantèlement aura démarré (ou aura été programmé)) 5. risque d'une plus grande dépendance vis-à-vis des importations d'électricité (disponibilité des exportations françaises prévues en baisse) 6. plus grande dépendance vis-à-vis du gaz naturel importé d'hors UE 7. moindre diversification du mix énergétique

Option B: prolongation de la durée de vie de toutes les centrales nucléaires jusqu'à 60 ans
(accompagnée de conditions *sine qua non* en matière de contrôle et de vigilance sur la sécurité nucléaire et garantie d'une solution pour le stockage/traitement des déchets)

AVANTAGES	INCONVENIENTS
1. maintien d'un outil de production performant, économiquement rentable, considéré comme sûr en fonction des exigences de sécurité internationales (critères AEN) 2. diminue momentanément le montant des investissements à réaliser pour construire des centrales de remplacement 3. maintien d'unités de production d'électricité non émettrices de CO_2 (moindre achats de permis d'émission) 4. prolongation de la période de constitution du fonds de démantèlement 5. rente nucléaire importante perçue 20 ans de plus 6. maintien du know-how, de la maîtrise de la technologie et poursuite des efforts de R&D en matière de gestion future des déchets et du nucléaire de 4ème génération 7. sécurité d'approvisionnement accrue à court terme (autonomie d'au moins deux ans en combustible) 8. pour autant que les prix du marché reflètent bien les coûts de production, le prix de l'électricité en base devrait être plus bas, ce qui est favorable à la compétitivité	1. risque nucléaire opérationnel présent 20 ans de plus 2. pas de retour d'expérience quant à la fiabilité des centrales de cette génération après 50 ans, voire après 60 ans (plusieurs pays ont cependant déjà pris l'option) 3. risque de décourager l'arrivée de nouveaux entrants sans reconfiguration du marché de gros (rente) 4. augmentation concomitante de la masse de déchets nucléaires (à traiter et à entreposer) entre 8 à 9% 5. pour autant que les prix reflètent les coûts moyens de production, les études montrent une moindre incitation à un usage plus rationnel de l'électricité (voir graphiques 12 et 14). L'éventuelle prolongation de la durée de vie des unités nucléaires devrait s'accompagner, de toute façon, d'une politique très ambitieuse de la maîtrise de la demande et de l'amélioration de l'efficacité énergétique

Option C: fermeture de Doel I et II et de Tihange I (anciennes unités) retardée d'une révision décennale, reconductible une fois – à réévaluer dans dix ans si un deuxième prolongement a une valeur ajoutée. Doel III et IV et Tihange II et III prolongés (dès à présent) jusqu'à 60 ans

(accompagnée de conditions *sine qua non* en matière de contrôle et de vigilance sur la sécurité nucléaire et garantie d'une solution pour le stockage/traitement des déchets)

AVANTAGES	INCONVENIENTS
1. maintien d'un outil de production performant, économiquement rentable, considéré comme sûr en fonction des exigences de sécurité internationales (critères AEN) 2. prolongation avec réévaluation économique (pour les unités de pré-série) par pas de 10 ans avec contrôle à la clé, ajustement de la décision par rapport au contrôle in situ, ce qui coïncide avec les programmes usuels de révision décennale 3. maintien d'unités de production d'électricité non émettrices de CO_2 (moindre achats de permis d'émission) 4. décision différentiée par réacteur en fonction de leur date de mise en service, prise en considération du développement technologique qui est intervenu entre la mise en service des trois premiers réacteurs et des quatre suivants dix ans plus tard 5. rente nucléaire importante perçue 10/20 ans de plus 6. prolongation de la période de constitution du fonds de démantèlement 7. maintien du know-how, de la maîtrise de la technologie et poursuite des efforts de R&D en matière de gestion future des déchets et du nucléaire de 4ème génération 8. sécurité d'approvisionnement accrue à court terme (autonomie d'au moins deux ans en combustible) 9. pour autant que les prix du marché reflètent bien les coûts de production, le prix de l'électricité en base devrait être plus bas, ce qui est favorable à la compétitivité	1. risque nucléaire opérationnel présent 10/20 ans de plus 2. nécessite une nouvelle analyse de valeur ajoutée d'une reconduction éventuelle de 10 ans pour les plus anciennes 3. pas de retour d'expérience quant à la fiabilité des centrales de cette génération après 50 ans, voire après 60 ans (plusieurs pays ont cependant déjà pris l'option) 4. risque de décourager l'arrivée de nouveaux entrants sans reconfiguration du marché de gros (rente) 5. augmentation concomitante de la masse de déchets nucléaires (à traiter et à entreposer), entre 8 et 9% en cas de prolongation maximale 6. pour autant que les prix reflètent les coûts moyens de production, les études montrent une moindre incitation à un usage plus rationnel de l'électricité (voir graphiques 12 et 14). L'éventuelle prolongation de la durée de vie des unités nucléaires devrait s'accompagner, de toute façon, d'une politique très ambitieuse de la maîtrise de la demande et de l'amélioration de l'efficacité énergétique

3.7.5.5. <u>Horizon temporel pour une décision</u>

Quelle que soit la décision finale prise par les autorités politiques, il faudra prendre une décision sans tarder, pour des raisons de planification et de logistique dans l'exécution même de la décision:

- en cas de confirmation de l'arrêt de la production nucléaire, les trois premiers réacteurs à désactiver (Doel 1 & 2, Tihange 1) feraient l'objet d'un dernier chargement de combustible en 2013 avec une réduction graduelle de leur production jusqu'à épuisement du contenu énergétique du combustible. Cela implique la mise en service de puissances de remplacement

non nucléaires dès 2014, à raison de 50% de la capacité nominale de ces trois réacteurs (de 700 à 800 MW), compte tenu d'un délai minimal de mise en service pour des nouvelles unités qui varie de 4 ans pour une centrale au gaz à 6 ans pour une centrale au charbon;

- en cas de recours à l'article 9 de la loi et une prolongation de la durée de vie des centrales au-delà des 40 ans, le maintien des conditions de sécurité actuelles de la production exigerait la commande de pièces de remplacement auprès des équipementiers. Or, la demande pour ces pièces est en constante augmentation et oblige les producteurs à prendre leurs décisions d'investissement de plus en plus tôt. Par ailleurs, la prolongation de la production nucléaire nécessiterait l'achat de combustible supplémentaire. Néanmoins, l'opérateur actuel disposant de contrats d'approvisionnement en uranium à long terme (2025), l'approvisionnement en combustible paraît moins problématique que celui en équipements pour lesquels la demande ne devrait pas faiblir, compte tenu des projets annoncés de par le monde, notamment en Italie, au Royaume-Uni et en France. [27]

3.7.6. Les importations d'électricité

Dans le cadre de sa mission, le gestionnaire du réseau de transport (GRT) tend vers un niveau du "minimum annuel garanti" offrant des garanties maximales pour la sécurité d'approvisionnement et incitant en même temps les producteurs à maintenir le niveau nécessaire en capacité de production dans le pays. Le "minimum garanti" s'élevait en Belgique en 2008 à environ 24% de la charge moyenne. C'est la capacité qui était disponible à chaque heure de l'année 2008 pour être importée par les acteurs du marché; elle était partagée entre la frontière française (16%) et la frontière néerlandaise (8%).

La capacité d'importation est également un important pilier pour satisfaire à la sécurité d'approvisionnement, surtout dans un contexte en forte évolution:

- avec un niveau toujours plus élevé d'échanges et d'importations;
- qui va de pair avec des flux en bouclage toujours plus grands (*loop flows* - flux physiques non programmés);
- avec un glissement de la production centralisée vers la production décentralisée.

Il faut toutefois conserver à l'esprit que contrairement à la dépendance pétrolière ou gazière qui sont imposés par les faits, une trop forte dépendance structurelle aux importations d'électricité et par ailleurs choisie (l'alternative étant le développement de capacités de production domestiques) induit une forme de vulnérabilité dans le système. En effet, de par la nature même de l'électricité (non stockable), il est essentiel de maintenir à tout moment l'équilibre du réseau. Avec le développement des RES en Belgique et dans les pays voisins, des *loop flows* imprévisibles induits par les flux électriques en provenance des sources de RES intermittentes se produisent plus fréquemment et peuvent par effet de chaîne beaucoup plus rapidement se répandre et affecter les réseaux interconnectés. Il est raisonnable de considérer qu'une dépendance structurelle aux importations supérieure à 10% rend le système électrique vulnérable en cas d'incident.

---

[27] Citons l'accord de coopération France-Italie sur le nucléaire civil et qui prévoit la construction d'au moins quatre centrales nucléaires en Italie; les deux centrales nucléaires de type EPR en construction en France et l'annonce du prolongement de la vie des réacteurs existants à 60 ans; et au Royaume-Uni, l'approbation début 2008 de plans de construction de nouvelles centrales nucléaires en service avant 2020.

Les études sous-jacentes démontrent que le *phase-out* nucléaire en Belgique a tendance à être partiellement compensé pour la charge de base par une augmentation des importations en provenance de France (d'origine nucléaire).

Dans la plupart des études, le phénomène de déséquilibres momentanés récurrents, induits par un fonctionnement "*boom and bust*" qui caractérise les investissements en capacité de production dans le secteur libéralisé de l'électricité, n'est pas pris en compte pour esquisser les besoins en moyens de production à tout instant. [28] Les interconnexions avec l'étranger sont essentielles pour compenser de tels déséquilibres momentanés, mais présentent dans le même temps un risque dans la mesure où de semblables cycles de *"boom"* et *"bust"* peuvent également se produire dans les pays voisins.

Dans le contexte de la zone d'échange France - Benelux - Allemagne, il faut rappeler qu'une étude française de la DGEMP d'avril 2008 prévoit une baisse substantielle des exportations françaises d'électricité de 63,3 TWh en 2006 à 53 TWh en 2020 et à 22,8 TWh en 2030. D'autre part un recours grandissant à des importations structurelles relève du possible en Allemagne en cas de la réalisation du *phase-out* nucléaire et de résultats insuffisants en matière de réduction de la consommation électrique. L'appréciation du niveau d'importations structurelles jugé admissible pour la Belgique doit tenir compte de ces contextes externes, en vertu du principe de précaution.

Disponibilité et utilisation de capacité d'interconnexion – période janvier 2007 jusqu'en août 2009.

Le Graphique 8 ci-dessous montre le profil mensuel de la capacité maximale et moyenne d'importation et exportation de la Belgique, ainsi que l'utilisation nette de cette capacité, c'est-à-dire les nominations du jour précédent (D-1). La disponibilité est calculée en additionnant la capacité d'interconnexion aux deux frontières néerlandaise et française. La capacité d'interconnexion avec les Pays-Bas est restée constante, à environ 1300 MW, pour l'importation tout comme pour l'exportation. La capacité d'interconnexion avec la France varie fortement, avec une capacité d'interconnexion plus élevée pendant l'hiver que pendant l'été; la capacité d'importation, par exemple peut varier d'une moyenne mensuelle de 3400 MW en hiver jusqu'à tout juste 2000 MW en été (garantie de 1800 MW sur l'année).

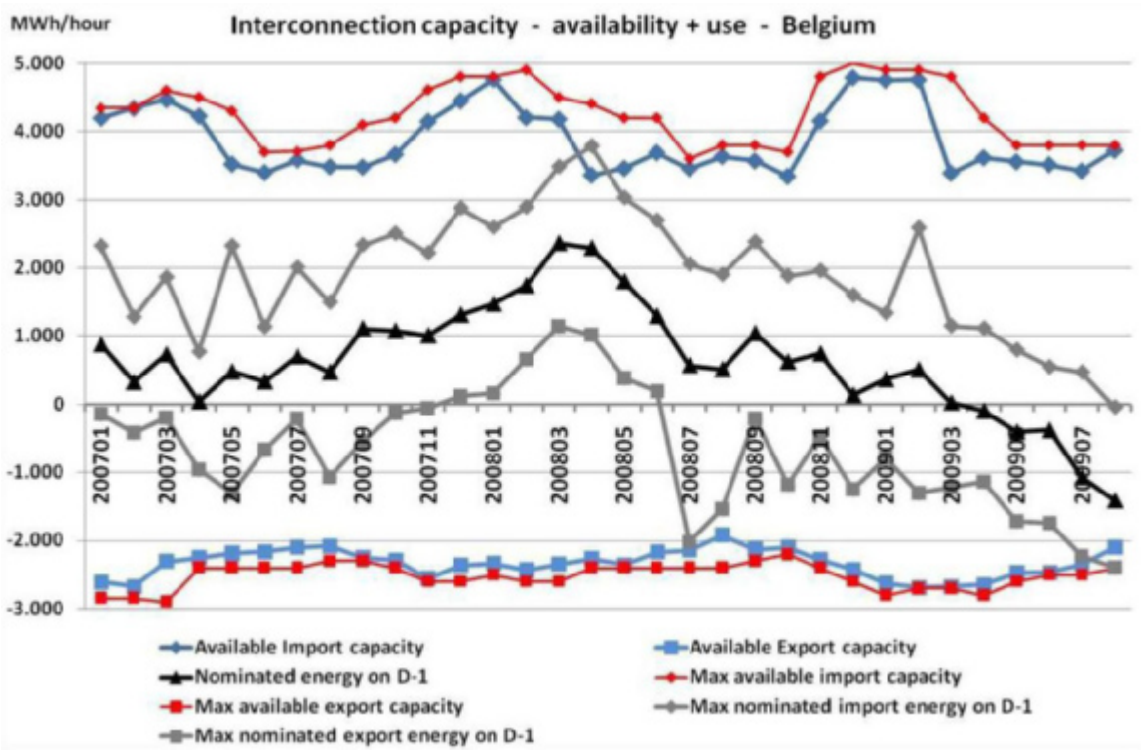
Quand la nomination d'exportation maximale est positive, cela signifie qu'il n'y a pas eu d'énergie exportée pendant tout le mois. Ceci était le cas pour la période de décembre 2007 jusqu'à juin 2008: pendant ces sept mois, la Belgique était importateur net pour chaque heure. Depuis avril 2009, la Belgique est exportateur net.

L'énergie horaire importée maximale pendant la période considérée a été de 3788 MW (en avril 2008). L'énergie horaire exportée maximale a été de 2401 MW (en août 2009 - lignes grises).

On constatera que le manque de capacité de production chronique de la Belgique (avant la crise économique) bute déjà sur les limites de capacité d'importation qui ne devraient pas augmenter d'ici 2020. La réalité en exploitation, en tenant compte des imprévus, montre dès à présent ses limites, déjà mieux garanties par l'utilisation des transformateurs déphaseurs en service depuis début 2009.

[28] En effet, la plupart des études se basent sur le modèle PRIMES qui est un modèle d'équilibre partiel pour analyses à long terme qui cherche un équilibre entre l'offre et la demande d'énergie.

Graphique 8: Capacité d'interconnexion électrique pour la Belgique - 01/2007 à 08/2009



Les lignes bleues donnent l'évolution des valeurs moyennes (prise sur toutes les heures) de la capacité disponible d'interconnexion mensuelle (l'importation est positive; l'exportation est négative).

Les lignes rouges donnent l'évolution de la valeur maximale de la capacité disponible d'interconnexion par mois.

La ligne noire donne l'évolution de l'utilisation mensuelle de la capacité d'interconnexion, c'est-à-dire la nomination nette pour l'interconnexion à D-1.

Les lignes grises donnent l'évolution de la nomination maximale, pour l'importation tout comme l'exportation.

Source: CREG.

A l'échelle européenne sont organisés depuis plusieurs années dans le cadre de l'UCTE et de l'ETSO, (les associations européennes de gestionnaires de réseau) un *System Adequacy Forecast*. Ces activités sont reprises à partir de 2009 par la nouvelle association de gestionnaires de réseau ENTSO-E. L'analyse la plus récente du *System Adequacy Forecast 2009-2020* prévoit une insuffisance de la production en Belgique pendant toute la période 2009-2020, si l'on s'en tient aux unités de production décidées pour l'heure. Les résultats de cette étude ont montré que la capacité manquante de production en Belgique peut être compensée par des exportations des pays voisins jusqu'en 2015. Ensuite, pour le bloc nord-ouest (Autriche, Suisse, Allemagne, France, Pays-Bas, Belgique et Luxembourg), il y a aussi une insuffisance (22 GW) de capacités de production si l'on veut conserver la même marge de sécurité qu'aujourd'hui et si l'on se fonde uniquement sur les unités de production dont on est sûr.

3.8. Sécurité d'approvisionnement (Préambule de l'AR)

La question de la sécurité d'approvisionnement est considérée comme fondamentale pour la politique énergétique. Toutefois, sans vouloir sous-estimer l'importance de cet aspect, la recherche d'une indépendance énergétique absolue n'est pas réaliste du fait que la Belgique dispose de relativement peu de ressources domestiques. Il s'agit plutôt de gérer la dépendance en conditions normales et d'avoir des moyens de faire face aux épisodes de crise. Un *trade-off* doit être fait entre gestion du risque et le coût que cette gestion engendre.

En conditions normales, gérer la dépendance signifie avant tout de réaliser un mix équilibré entre les trois combustibles fossiles: pétrole, gaz naturel et charbon. Il semble évident qu'à l'horizon de l'étude, le pétrole demeure le combustible du transport, tandis que le gaz naturel et le charbon se disputent le marché de la chaleur (y compris dans le secteur électrique quand il ne s'agit pas de renouvelables ou de nucléaire). Donc le choix serait entre le gaz naturel qui a l'avantage d'avoir une calorie nettement moins "carbonée", et le charbon qui a l'avantage d'un plus grand choix des pays d'origine, la présence de réserves mondiales nettement plus importantes et surtout d'un moindre "coût-calorie".

Les volumes de biomasse importée interviennent très peu pour la sécurité à court terme. Dans le cas de l'approvisionnement à long terme avec l'importation de grandes quantités de biomasse, il y a lieu de veiller à la diversification des sources (origine géographique et type de biomasse).

Pour ce qui concerne l'uranium, ses gisements sont bien distribués géographiquement, et vu le cycle du combustible, permet pour le moins d'avoir une autonomie nationale de +/- deux ans.

La Belgique a réduit fortement sa consommation de charbon depuis trente ans, mais il faut constater que la technologie des centrales au charbon a considérablement évolué, permettant d'atteindre des rendements significativement plus élevés. La réalisation de projets pilote avec captage et séquestration de CO_2, entre autres encouragés par la directive 2009/31/CE est désirable pour maintenir le champ des possibilités ouvert. Le choix "tout-gaz" dans le secteur chaleur (et encore plus si cela devait s'étendre au secteur électrique) ouvre le risque non seulement de la concentration de la dépendance (dont on peut s'accommoder, sauf situation de crise, voir supra), mais surtout de la fragilité économique à l'évolution des prix internationaux.

Gérer la dépendance, c'est aussi mener une réflexion sur l'évolution des prix absolus et relatifs. On peut maintenir que la liaison entre le prix du pétrole et celui du gaz devrait subsister tant que les rapports de force qui régissent les marchés gaziers internationaux, se maintiennent, tandis que le prix du charbon poursuivra un chemin plus autonome.

En conditions de crise, gérer la dépendance signifie avoir des moyens pour y faire face, bien que les crises ne se présentent jamais de la même façon et donc qu'il ne puisse pas y avoir de règles absolues. Les réserves telles que les moyens de pointe ou les stockages en sont des exemples.

La diversification du mix énergétique reste une stratégie de "précaution".

Pour la sécurité d'approvisionnement en électricité, il est néanmoins essentiel que le parc de production disponible dans le pays (en tenant compte des réserves nécessaires) corresponde pour le moins à la consommation nationale, déduction faites du "minimum annuel garanti" en capacité d'importation. Dans le cas contraire, on courrait le risque qu'à certains moments, il soit impossible de réaliser les importations nécessaires.

3.9. Considérations complémentaires

3.9.1. Importance des réseaux (Article 2 - question 3 de l'AR)

De différentes études spécialisées en la matière, il ressort ce qui suit: [29]

- Le développement des RES nécessite de disposer d'un réseau bien interconnecté et adapté avec des lignes haute tension pour gérer les flux massifs d'électricité qui peuvent se créer de par le caractère intermittent des grands parcs éoliens tant *onshore* qu'*offshore*.
- Le développement d'un réseau sous-marin offshore est considéré comme stratégique dans le développement de l'éolien offshore en mer du Nord. Ce projet va de pair avec le renforcement de l'infrastructure haute tension en *onshore*.
- Les investissements dans l'adaptation des réseaux de distribution d'électricité aux flux bidirectionnels occasionnés par l'intégration d'énergies renouvelables et décentralisées vont de pair avec le développement de ces derniers.

Toute décision en matière de production d'électricité a un impact aussi au niveau de son transport, une activité intensive en capital et dont la réalisation doit s'accommoder de délais parfois longs pour des motifs de demande de permis et de régulation (interférences de compétences multiples). Ces décisions concernent aussi les réseaux de distribution dans le cas de la production décentralisée d'électricité d'origine renouvelable, et l'équilibrage des réseaux à tous les niveaux.

Les réseaux sont appelés à se renforcer, ou pour le moins, à s'adapter:

- au raccordement de nouvelles unités de production "classiques" (activité "traditionnelle");
- aux modifications dans la localisation des moyens de production, en particulier avec le développement des énergies renouvelables: implantation dans des sites appropriés, également compte tenu de l'opinion publique, et pas nécessairement à proximité des sites de consommation. Il s'agit souvent de zones de densité plus faible où l'infrastructure réseau est moins développée;
- au développement des interconnexions entre les différents pays européens (sécurité d'approvisionnement en énergie électrique).

3.9.2. Influence de la crise économique actuelle

Les dernières années et ceci jusqu'au 3ème trimestre 2008, le pays est devenu de plus en plus dépendant d'importations électriques structurelles. Ce problème a été entre autres à l'origine de l'étude de la CREG sur la sous-capacité de production électrique. La baisse actuelle de la demande en raison de la crise a évacué momentanément cette problématique.

Simultanément une baisse des investissements est constatée au niveau mondial dans l'ensemble du secteur énergétique. Selon l'AIE [30], ce manque d'investissements va limiter/freiner la

---

[29] EWEA/TradeWind - Integrating wind - Developing Europe's power market for the large-scale integration of wind power.

ETSO (2007), European Wind Integration Study (EWIS) - Phase 1: "Towards a Successful Integration of Wind Power into European Electricity Grids", Final study.

ETSO (2008), European Wind Integration Study (EWIS) - Interim report: "Towards a Successful Integration of Wind Power into European Electricity Grids".

Pentalateral Energy Forum (2009), "Working plan proposal on offshore electricity infrastructure".

Greenpeace - 3E (2008), "a north sea electricity grid [r]evolution". http://www.3e.be/library/51ZBI1TK.pdf

croissance de la capacité de production, ce qui pourrait se ressentir lors de la reprise économique. On pourrait dès lors assister à une pénurie de capacités et à une autre flambée des prix de l'énergie dans quelques années.

La crise financière a eu comme effet que des projets, présentant un plus grand risque financier (tels l'installation d'éoliennes en "*far offshore*"), connaissent des problèmes de financement et dès lors de délai de réalisation. La longueur potentielle de la crise actuelle est un défi majeur pour la réalisation, avant 2020, des capacités éoliennes nécessaires en mer et la réalisation de l'infrastructure réseau nécessaire pour leur intégration dans les réseaux de transport européens. La commission européenne a reconnu cette problématique et a décidé de financer certains projets dans le cadre de son plan de relance économique.

3.9.3. CCS

Le procédé de captage et de séquestration du CO_2 (CCS), quoiqu'intervenant peu en Belgique aux horizons 2020 et 2030, est appelé à se développer considérablement à travers les travaux de recherche et les projets pilote en cours encouragés dans le cadre du paquet Energie-Climat et est d'une importance capital pour l'utilisation à long terme d'énergies d'origine fossile carbonées.

La problématique du CCS ne se limite pas aux centrales au charbon, mais concerne également les centrales au gaz naturel et les processus industriels gros émetteurs de CO_2 (cimenterie, sidérurgie à l'oxygène, etc.). L'acquisition d'une expérience en la matière est et reste importante.

Les opérations de séparation & de captage du CO_2 sont des techniques énergivores impliquant des pertes de rendement de 8 à 10 points de pourcent à l'état actuel des connaissances et des standards techniques des équipements.

Le transport et la séquestration nécessitent de nouvelles infrastructures, l'élaboration d'une législation spécifique à la séquestration avec notamment les problématiques de la responsabilité des opérateurs au delà des 50 ans et de la gestion internationale des importations/exportations de CO_2.

Cette filière implique un surcoût non négligeable, mais néanmoins la technologie est indispensable pour permettre le développement soutenu de la filière charbon (surtout important pour la maîtrise des émissions dans les pays émergents disposant de ressources en charbon tel que la Chine).

3.9.4. Fonctionnement du marché de l'électricité

La production d'électricité évolue dans un marché libéralisé. Il peut y avoir une déconnexion entre des décisions d'investissement effectuées par des opérateurs privés, un mix souhaité par des autorités publiques et la réalisation effective des investissements, la démarche étant (normalement) régie par des mécanismes de prix. Certaines spécificités font que la réalité s'en écarte.

- Une première particularité importante est la réalisation des investissements en capacité de production de pointe. Ces investissements sont généralement coûteux, car ils ne sont utilisés que quelques heures par an (200 à 400 sur 8760 heures) et de plus ils génèrent beaucoup de GES (du CO_2 en particulier), car ce sont le plus souvent des turbines à combustion (gaz ou fuel oil). Du point de vue environnemental, il y a donc intérêt à recourir le moins possible à de tels moyens.

---

30 IEA governing board (mars 2009), "Impact of the financial and economic crisis on global energy investment".

En économie libéralisée, le problème de l'incitation à investir dans des capacités de pointe se pose avec plus d'acuité qu'il ne se posait auparavant lorsque les opérateurs étaient des monopoles publics. En effet, les investisseurs n'ont pas la garantie que leur équipement sera appelé, ce qui crée une incertitude sur la rentabilité. Certains opérateurs peuvent avoir en outre intérêt à faire de la rétention de capacité pour faire monter le prix de l'électricité sur le marché de gros aux heures de pointe et sont alors récompensés de leur comportement non vertueux. Dans le meilleur des cas, il existe un problème de "*free riding*" chacun considérant qu'il n'est pas responsable de l'équilibre aux heures de pointe et s'en remettant à ses concurrents pour assurer l'équilibre du réseau qui est alors considéré comme un "bien collectif". D'où la nécessité de prévoir un "fournisseur en dernier ressort" (c'est généralement l'opérateur historique) ou de mettre en place un système qui rémunère correctement la capacité de pointe même si elle n'est pas appelée sur le réseau, une rémunération indépendante du prix d'équilibre observé sur le marché (système observé sur le pool anglais au début de la libéralisation, sous forme de LOLP, *Loss of Load Probability*).

Certains auteurs considèrent que la gestion de la pointe est de fait un "service public" et qu'en conséquence c'est le GRT qui devrait investir dans ces moyens de pointe. On peut aussi mettre en place des pénalités à l'égard des opérateurs qui n'ont pas investi suffisamment. Ainsi Joskow et Tirole (2007) considèrent que vu l'importance du coût de défaillance pour la collectivité, les "réserves de capacités" ont les attributs d'un bien public (cf. B Péluchon, 2008).

- On constate également une diminution des unités de production disponibles pour la fourniture de réserve. On peut supposer que ceci est dû à une différence croissante entre, d'une part, le coût de ces unités et, d'autre part, leur valeur sur un marché libéralisé. Il est donc très difficile pour le GRT d'organiser, à des conditions acceptables, les services auxiliaires qui requièrent des unités de réserve.

  La nécessité de disposer d'une capacité de réserve augmente à mesure que, dans un pays, la marge de réserve diminue. A partir d'un cadre tarifaire réglementaire, le prix acceptable à court et à long terme devrait tenir compte du niveau des importations et de l'existence ou non d'une offre concurrentielle suffisamment importante, pour les réserves primaires, secondaires et tertiaires comme pour l'énergie réactive et pour les unités de production auxquelles on fait appel pour les redémarrages après un *black-out*.

  Un décalage entre le prix acceptable pour une capacité de réserve selon un cadre tarifaire réglementaire et le prix du marché fait que les producteurs n'ont pas assez d'incitants pour construire de nouvelles unités de production pour la livraison de services auxiliaires.

  Une solution serait que le GRT ait la possibilité de compenser le manque de puissance de pointe offert comme réserve tertiaire en mettant à la disposition des producteurs de la capacité de production de pointe, sans qu'il prenne, avec ces unités, une position active en tant que producteur. Cette capacité de production pourrait aussi contribuer à la gestion du risque pour les nouveaux producteurs qui ne disposent pas d'installation de *backup* en Belgique.

  Il convient aussi de signaler que l'importation de services auxiliaires soit n'est pas autorisée dans le contexte de l'UCTE (réglage secondaire), soit mènera à une utilisation inefficace de la capacité d'importation (ce qui est le cas si l'on importe la réserve tertiaire, avec pour résultat une diminution de la capacité allouable pour les acteurs du marché).

- Une troisième particularité est l'apparition de cycles "*boom*" et "*bust*" qui caractérisent les investissements en capacité de production dans le secteur libéralisé de l'électricité, ce qui risque de provoquer un déséquilibre à court terme entre l'offre et la demande d'électricité.

Des investissements dans de la capacité de production supplémentaire sont initiés par des pics de prix (un cycle "*boom*" qui est la conséquence d'une période préalable de sous-investissements). Il y a donc un laps de temps de plusieurs années entre le signal du marché (indiquant qu'il faut des investissements supplémentaires dans de la capacité de production), la réaction des acteurs du marché et la mise en service de nouvelles unités. Ce signal du marché suscite souvent une réaction des acteurs du marché qui mène à un surinvestissement (cycle "*bust*" à prix bas, qui annulent les décisions d'investissement), parce qu'ils tentent tous de préserver leur part du marché.

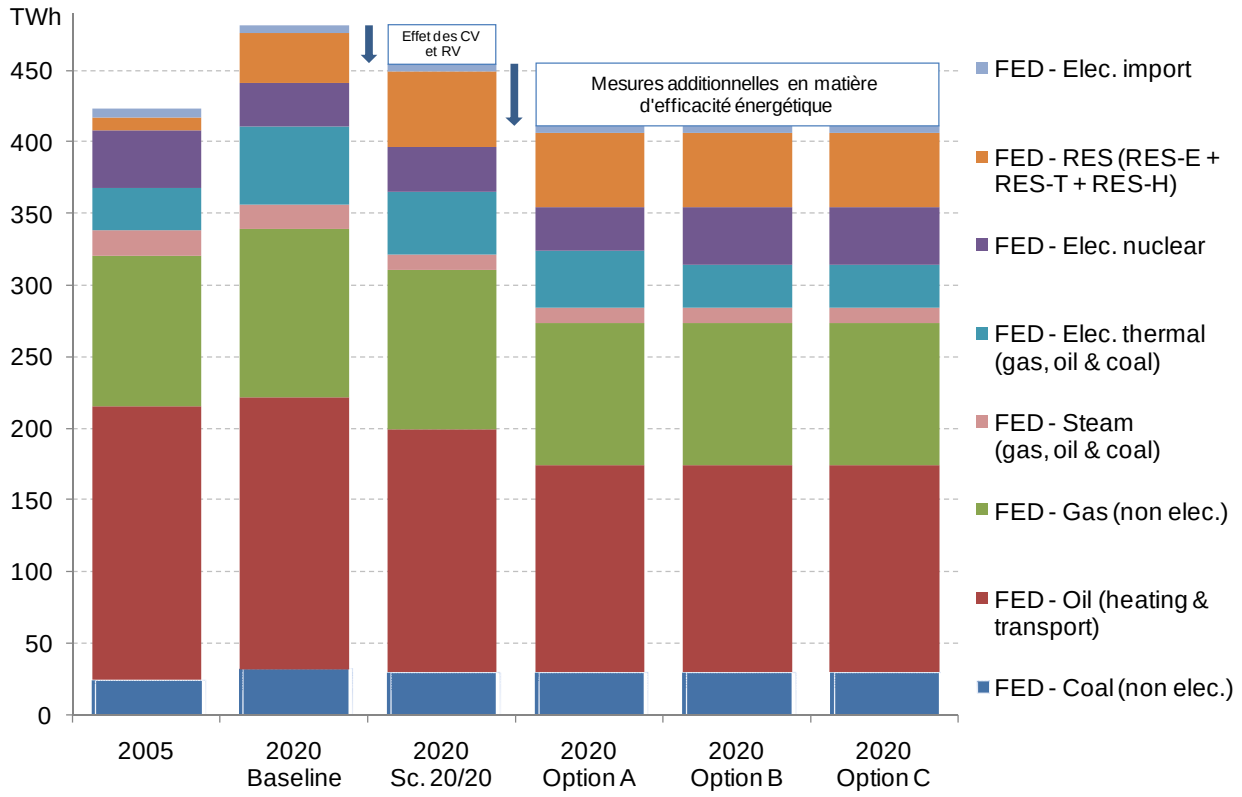
3.9.5. Importance de l'électrification du parc automobile

La voiture électrique (hybride ou non) est basée sur une technologie qui sans être éprouvée, est déjà "apte" à pénétrer les marchés contrairement à la voiture à hydrogène. Se pose néanmoins la question de comment est produite l'électricité en amont et de la transition des véhicules traditionnels au pétrole vers les voitures électriques. Celle-ci se fera en fonction de l'évolution des prix relatifs des "combustibles" utilisés (pétrole *versus* électricité), évolution en partie influencée par la problématique de l'évolution future du prix du pétrole et des considérations qui y sont associées *(peak oil*, prix de la géopolitique pétrolière et de la gestion de la rente par les producteurs, etc.).

En termes d'électro-mobilité, l'évolution devrait aller vers une bonne performance des voitures électriques avec une bonne pénétration du marché et une certaine diversité dans les équipements (voitures "traditionnelles", électriques et hybrides). La voiture plug-in hybride est dominante face à la voiture électrique 100% à batterie. Dans le scénario 20/20 du WP 21-08, on estime à 1 TWh la consommation électrique additionnelle en 2030 en Belgique. Si on extrapole une étude du *Fraunhofer Institut* (en élaboration) sur la situation en UE27, au niveau de la Belgique (au prorata de la consommation dans le transport en Belgique), l'impact des voitures électriques serait limité et représenterait une consommation électrique de 3,5 TWh en volume en 2035 dans le scénario le plus optimiste considéré dans cette étude. Néanmoins, un impact plus conséquent pourrait s'exprimer au niveau de la pointe selon le moment du *plug-in* dans la journée (en Allemagne, cela a été estimé à +2 à 6% sur la pointe). Il s'agirait donc aussi de gérer ce *plug-in*.

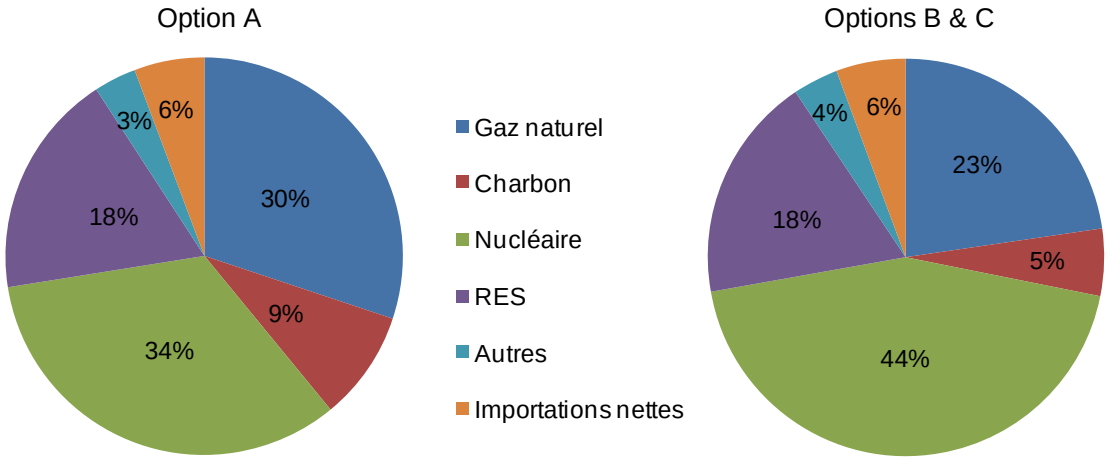
3.9.6. Synthèse de l'impact des différentes options possibles pour le mix énergétique

Graphique 9: Impact des différentes options possibles pour le mix énergétique et électrique à l'horizon 2020



L'introduction de mesures additionnelles importantes en matière d'efficacité énergétique a comme résultat que la demande finale d'électricité est évaluée à 93 TWh en 2020 et ceci dans les trois options. Les répartitions des différentes composantes du mix électrique correspondant aux trois options sont représentées dans le graphique ci-dessous.

Graphique 10: Mix électrique correspondant aux trois options proposées



Sources: BFP (2008), "Impact of the EU Energy and Climate Package on the Belgian energy system and economy", WP 21-08 - scénario 20/20.

48.

4. ANNEXE 1: COMPARAISON DES DIFFÉRENTES ÉTUDES

4.1. Contexte des différentes études

Le groupe GEMIX a établi son rapport sur base des études suivantes:

- La politique climatique post 2012 (Bureau fédéral du Plan - juillet 2006, dénommée **Tobback**).
- Rapport final de la Commission Energy 2030 (Belgium's Energy Challenges towards 2030 - final report - juin 2007, dénommée **CE2030**).
- Etude relative à la sous-capacité de production d'électricité en Belgique - CREG - 27/09/2007 (réf. (F)070927-CDC-715, dénommée **CREG**).
- Projet d'étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2008-2017 - Administration de l'Energie et Bureau fédéral du Plan - 11/09/2008 (dénommée **EPE**).

Une cinquième étude [31], dénommée **WP 21-08**, effectuée par le Bureau fédéral du Plan y a été jointe d'emblée par le groupe GEMIX en raison de son caractère plus récent et de la prise en compte du paquet Energie-Climat adopté le 17 décembre 2008 par le Parlement de l'Union européenne et le 6 avril 2009 par le Conseil de l'Union européenne.
Le contexte des différentes études auxquelles il est demandé explicitement aux experts de faire référence est brièvement synthétisé dans le tableau ci-dessous.

Tableau 2: Aperçu synthétique du contexte des différentes études

	Tobback	CE2030	CREG	EPE	WP 21-08
Date d'élaboration	2006	2006	septembre 2007	2007	2008
Horizon temporel	2020 & 2050	2030	2017	2020	2020
Politiques arrêtées au *	31/12/2004	31/12/2004	juin 2007	31/12/2006	31/12/2006 [32]
Objectif	Etude relative à la politique climatique post-2012 (implications en termes GES)	choix stratégiques pour la politique énergétique aux horizons 2020 et 2030	évaluation de la capacité de production électrique	perspectives d'approvision-nement en électricité	Analyse de l'impact du paquet Energie-Climat (avec ETS et non ETS)
Energies/secteurs concernés	Toutes formes d'énergies, tous secteurs	Toutes formes d'énergies, tous secteurs	Secteur électrique	Secteur électrique dans un contexte énergétique global	Toutes formes d'énergies, tous secteurs
Approche/modèle	• équilibre partiel; modèle technico-économique et de comportement • *backcasting* (2050)	équilibre partiel; modèle technico-économique et de comportement (2030)	• *bottom-up* • technique	équilibre partiel; modèle technico-économique et de comportement (2020)	équilibre partiel; modèle technico-économique et de comportement (2020)

* Prise en compte du cadre législatif et des mesures de politique énergétique adoptées à cette date.

Le Tableau 2 permet de comparer en un coup d'œil les différentes études, tant au niveau des hypothèses qu'à celui des principaux résultats. Cette comparaison est complétée par une analyse plus spécifique au niveau du secteur de la production d'électricité.

---

[31] Bureau fédéral du Plan (2008), "Impact of the EU Energy and Climate Package on the Belgian energy system and economy". Le WP 21-08 a été publié par le Bureau fédéral du Plan le 19.12.2008.

[32] Sauf pour les mesures du paquet Energie-Climat qui sont celles de janvier 2008.

Tableau 3: Comparaison des hypothèses chiffrées retenues dans le scénario de référence des différentes études

		Tobback	CE2030		CREG	EPE	WP 21-08
Baseline							
Horizon		2020	2020	2030		2020	2020
Croissance PIB	2005//2020 ou 2030	2,2	2,2	1,9		2,1	2,1
Prix du pétrole	$2005/bep	48,1	48,1	57,6	CE2030 2006	61,1	61,1
	$2005/GJ	8,4	8,4	10,1	CE2030 2006	10,7	10,7
Prix du gaz	$2005/bep	37	37	44,7	CE2030 2006	46	46
	$2005/GJ	6,5	6,5	7,8	CE2030 2006	8,1	8,1
Prix du charbon	$2005/bep	14,1	14,1	14,9	CE2030 2006	14,7	14,7
	$2005/GJ	2,5	2,5	2,6	CE2030 2006	2,6	2,6
Prix du carbone "ETS"	€/t CO_2	5	5	5	± 33 €2003/tCO_2	22	22
Mesures adoptées à		fin 2004	fin 2004			fin 2006	fin 2006
Système énergétique	complet/élec. seule	complet	complet		élec. seule	élec. seule	complet
Demande électricité	exogène/endo.	endogène	endogène		exogène	endogène	endogène
Taux de croissance annuel de la demande électrique	2005//2020 ou 2030	1,1%	1,1%	0,9%	0,96%	1,7%	1,6%
Echanges transfrontaliers d'électricité	exogène/endo.	exogène	exogène		exogène	endogène	exogène
Critère de fiabilité dans le secteur électrique					LOLE	SRM	SRM
Développement des RES	% de la FED	*5,2%*	*5,2%*	*6,3%*		7,9%	7,5%
	% prod brute élec.	8,9%	8,9%	11,8%		13%	12,3%
Couverture GES	tous GES/CO_2 seul	tous les GES	CO_2 seul		CO_2 seul	CO_2 seul	tous les GES
Variantes							
Prix des énergies	élevés/faibles	élevés	élevés		-	-	-
Croissance économique	élevée/faible	faible	-		-	élevée & faible	-
Scénarios alternatifs							
Politique énergétique	nucléaire, efficacité énergétique, RES, CCS	Offshore, efficacité éner. (buildings & transport) Pas d'objectif RES	nucléaire, CCS Pas d'objectif RES		Offshore, … Pas d'objectif RES	nucléaire, efficacité énergétique Pas d'objectif RES	Objectif RES + Flexibilité
Politique climatique	contraintes	Tous les GES au niveau UE Sans flexibilité	CO_2 seul au niveau BE		-	CV plus élevée CO_2 seul au niveau BE	Tous les GES au niveau UE Distinction entre ETS au niveau UE & non ETS au niveau BE Flexibilité

Critères de fiabilité SRM = System Reserve Margin: cette réserve correspond au rapport entre la capacité totale nette installée (dont on déduit 90% de la capacité des RES intermittentes) et la demande brute de pointe et est utilisée comme critère de fiabilité dans le modèle PRIMES. Ainsi, ce rapport a été fixé à 21% pour la Belgique (et les pays limitrophes) dans l'étude EPE 2008. Cela signifie que pour préserver la fiabilité du système, la capacité installée doit dépasser de 21% la demande de pointe.
Critère de fiabilité LOLE = la valeur choisie pour le LOLE détermine le niveau de risque de défaillance accepté en ce qui concerne la couverture de la demande d'électricité et, par conséquent, le niveau de sécurité d'approvisionnement en électricité souhaité.

Les résultats obtenus dans les différentes études ont également été comparés, dans la mesure du possible, avec ceux de l'étude DLR, "Energy Revolution: a sustainable pathway to a clean energy future for Belgium" faite en 2006 à la demande de Greenpeace [33], ainsi que l'étude futures-e "20% RES by 2020 - a balanced scenario to meet Europe's RES target" [34], publiée en 2008 et effectuée par un groupe d'Instituts européens, coordonnés par la *Vienna University of Technology* et le *Fraunhofer Institut* de Karlsruhe. Cette dernière étude constitue un élément à l'origine des ambitions 20/20/20 de l'Union européenne (UE).

Au sein des différentes études et afin de ne pas surcharger les résultats, une sélection a été faite de scénarios considérés comme les plus pertinents comme suit :

4.1.1. Etude Tobback

Hormis le scénario de référence en 2020 (identique au scénario de référence CE2030, dénommé **CE2030/Tobback/baseline**), quatre scénarios ont été retenus. Ils résultent d'une allocation coût-efficace de réductions de respectivement 15% et 30% des émissions de GES au niveau européen en 2020, par rapport à 1990, et de la prise en compte ou non de "mesures additionnelles" comme suit: (1) la capacité éolienne offshore est fixée à 2000 MW en 2020; (2) la consommation d'énergie pour le chauffage est réduite de 40% en 2020 par rapport au scénario de référence dans 50% des résidences et de 35% dans les bâtiments tertiaires; (3) en 2020, la demande de transport de personnes et de marchandises est réduite de respectivement 8% et 14% par rapport au scénario de référence, avec en plus un transfert vers le transport ferroviaire et fluvial. En résumé, les labels suivant sont utilisés:

Tobback/eupk15	-15% GES-UE en 2020, pas de mesures additionnelles
Tobback/eupk15am	-15% GES-UE en 2020, mesures additionnelles
Tobback/eupk30	-30% GES-UE en 2020, pas de mesures additionnelles
Tobback/eupk30am	-30% GES-UE en 2020, mesures additionnelles

4.1.2. CE2030

A part le scénario de référence en 2020 (dénommée **CE2030/Tobback/baseline**), quatre scénarios ont été retenus. Ils s'inscrivent dans le cadre d'une réduction de respectivement 15% et 30% des émissions de CO_2 en Belgique en 2030, par rapport à 1990, et considèrent ou non la fermeture du nucléaire. Il y a lieu de préciser que les scénarios dans lesquels le nucléaire est maintenu, l'option d'avoir une centrale supplémentaire est ouverte. En résumé, les labels suivant sont utilisés:

CE2030/bpk15s	-15% CO_2-BE en 2030, pas de nucléaire
CE 2030/bpk15ns	-15% CO_2-BE en 2030, maintien du nucléaire
CE 2030/bpk30s	-30% CO_2-BE en 2030, pas de nucléaire
CE 2030/bpk30ns	-30% CO_2-BE en 2030, maintien du nucléaire

Des résultats intermédiaires en 2020 sont disponibles et repris dans les tableaux comparatifs.

---

[33] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institute of Technical Thermodynamics, Department of Systems Analysis and Technology Assessment. Etude commandée par Greenpeace.

[34] Projet commandé par Intelligent Energy Europe dans le cadre du programme ALTENER sous la coordination du Energy Economics Group (Vienna University of Technology) en coopération entre autres avec le Fraunhofer Institute.

4.1.3. EPE

En plus du scénario de référence en 2020 (dénommé **EPE/baseline**), trois scénarios ont été retenus, comme suit:

EPE/nuc :	maintien du nucléaire [35]
EPE/HiCV :	renforcement de la politique climatique (via des prix du carbone plus élevés)
EPE/LoGro :	croissance plus modeste de la demande énergétique

Les résultats publiés se limitent à l'énergie électrique.

4.1.4. WP 21-08

Les scénarios retenus sont d'une part le scénario de référence dénommé **WP21/baseline**, et d'autre part les scénarios WP21 20/20 et 30/20. Le scénario 20/20 s'inscrit dans le cadre d'une réduction de 20% des émissions de GES de l'Union européenne en 2020 par rapport à 1990 et d'une part de 20% des sources d'énergie renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie de l'Union européenne en 2020. Les différences entre les résultats 20/20 et 30/20 étant minimes, un seul label **WP21/EC package** est utilisé pour indiquer les résultats 20/20 et 30/20.

4.1.5. futures-e

Le rapport futures-e se concentre sur les énergies renouvelables dont les résultats sont présentés en 2020 uniquement sous le label **futures-e**. Partant d'un niveau de la demande finale d'énergie en 2020 qui tient compte d'une maîtrise accrue de la demande énergétique, cette étude fournit, d'une part, une répartition entre les Etats membres de l'objectif européen de 20% de sources d'énergie renouvelables en 2020, et, d'autre part, une évaluation des potentiels (RES) maximum réalisables dans chaque pays européen à l'horizon 2020. Ces potentiels réalisables sont repris dans les graphiques.

4.1.6. DLR

Deux scénarios sont présentés dans le rapport DLR : un scénario de référence dénommé **DLR/baseline**, et un scénario dit "Energy Revolution" qui sera dénommé **DLR/energy rev**. L'étude s'étend jusqu'en 2050, mais des résultats intermédiaires en 2020 et 2030 sont disponibles. Le trajet DLR est un scénario normatif de type *backcasting*, et utilise le modèle PlaNet. Il impose une réduction de 80% des GES pour 2050. Les centrales nucléaires fermeraient après 30 années de service.

Les graphiques 8 à 15 résument les principaux résultats des différentes études. Les unités ont été harmonisées et sont exprimées en milliards EUR 2000 et en TWh (électriques et thermiques) afin de faciliter et/ou rendre cohérentes les comparaisons. Dans chaque graphique, les résultats des scénarios sont regroupés comme suit, de gauche á droite: données pour les années de référence 2000 et 2005, scénarios de référence en 2020, scénarios alternatifs regroupés par étude en 2020, scénarios alternatifs regroupés par étude en 2030 (si disponibles).

Les statistiques rétrospectives 2000 et 2005 présentées sur les graphiques sont celles publiées par Eurostat avant l'été 2008. Elles diffèrent des statistiques publiées par Eurostat depuis septembre 2008.

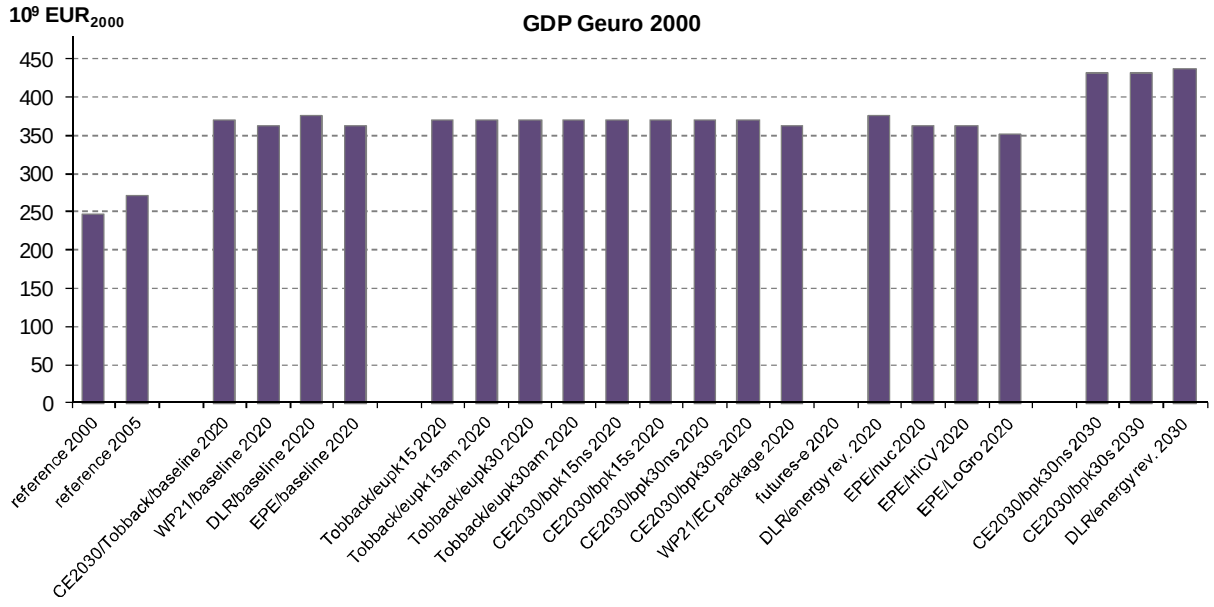
[35] Uniquement allongement de la durée de vie des centrales existantes.

Les dernières données publiées concernant l'année 2007 ne sont dès lors pas directement comparables et n'ont pas été reprises.

4.2. Hypothèses en matière de PIB

Les hypothèses en matière de PIB sont représentées au sein du Graphique 11. Les années 2000, 2020 and 2030 se caractérisent par la cohérence des valeurs supposées du PIB. DLR fait l'hypothèse d'un PIB légèrement supérieur, alors que dans l'EPE, le PIB est légèrement inférieur (et plus particulièrement dans le scénario alternatif de croissance faible EPE/LoGro). De manière générale, les hypothèses en matière de PIB sont similaires entres les études.

Graphique 11: Comparaison des scénarios - croissance économique

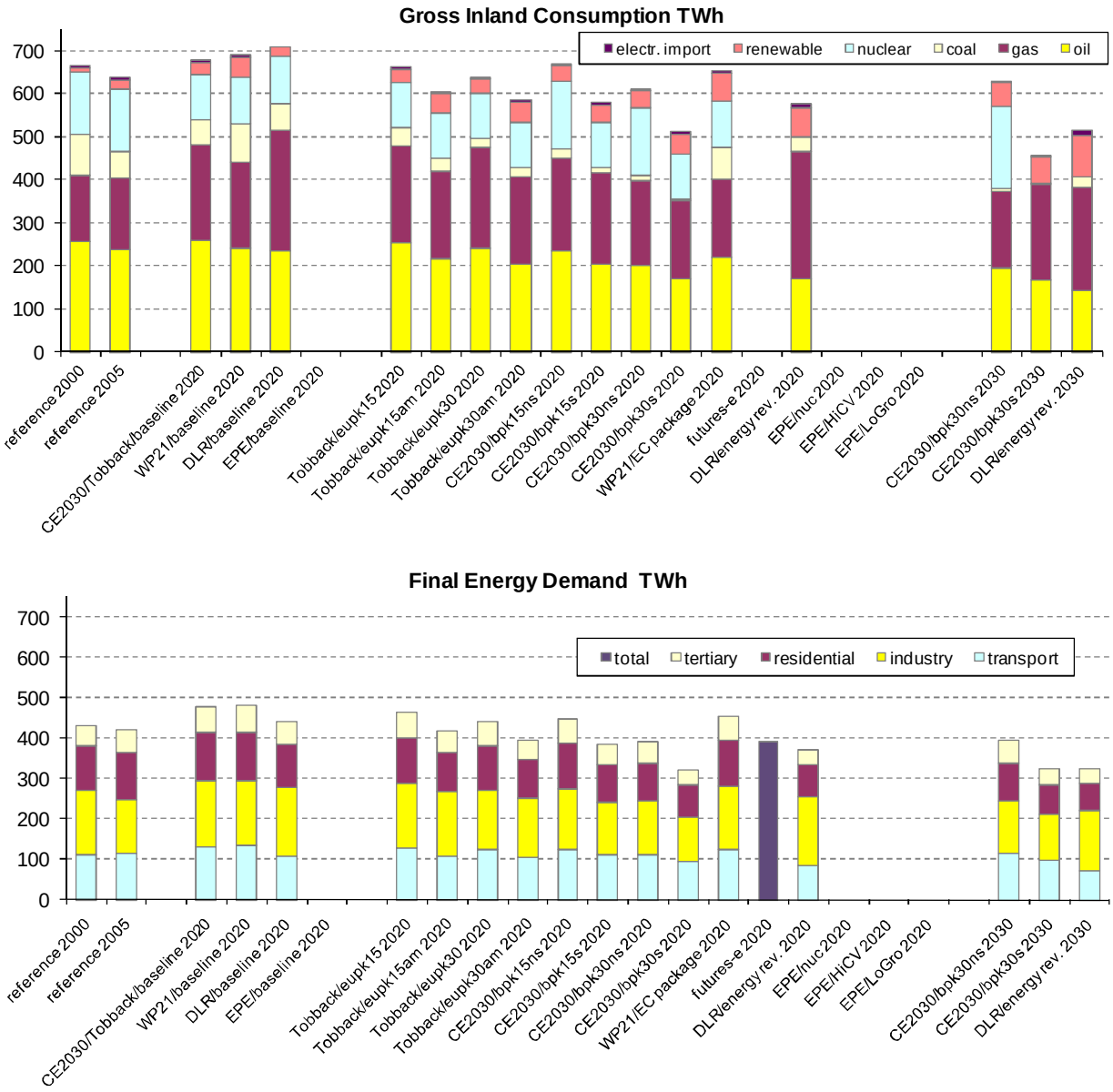


4.3. Evolution de la demande

Les évolutions de la consommation intérieure brute (GIC) et de la demande finale en énergie (FED) sont résumées dans le Graphique 12. Elles suivent la même tendance excepté pour DLR 2030 qui indique une demande finale significativement moins importante par rapport à la consommation intérieure brute (inexpliqué). Compte tenu la croissance du PIB, les tendances à la baisse du GIC et du FED indiquent une réduction substantielle de l'intensité énergétique et dès lors une amélioration de l'utilisation rationnelle de l'énergie.

Les scénarios alternatifs présentent une tendance vers une consommation intérieure brute moins élevée et une demande finale plutôt constante, mais avec des différences notables. Cela n'est pas surprenant compte tenu de la difficulté d'estimer correctement une utilisation plus rationnelle de l'énergie. Un examen plus approfondi s'impose afin de comprendre ces disparités.

Graphique 12: Comparaison des scénarios - consommation intérieure brute (volume et répartition par forme d'énergie) - consommation finale (volume et répartition par secteur)

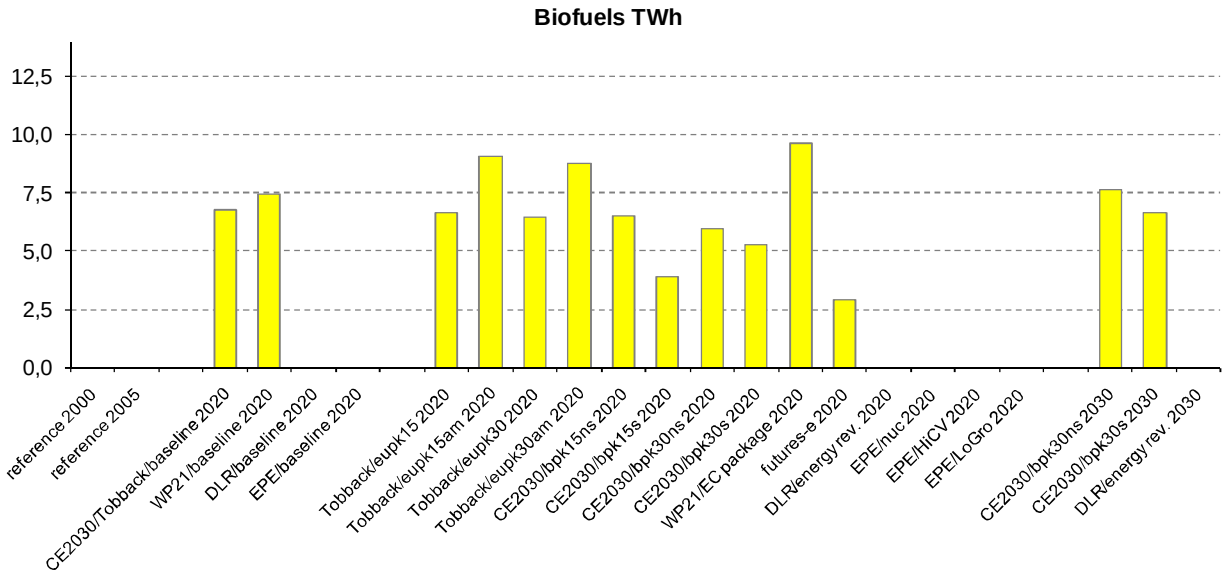


Les scénarios Tobback, CE2030 et WP 21-08 sont cohérents, DLR étant légèrement plus optimiste. La différence est difficile à expliquer sans une analyse détaillée dépassant le cadre de cette étude.

Dans les scénarios alternatifs présentés pour 2020, il est clair que les exigences de réductions plus drastiques des émissions de GES/CO_2 induisent une réduction des consommations intérieure GIC et finale FED de quelque 40 TWh (en moyenne). Les "mesures additionnelles" induisent une réduction similaire. De manière générale, les consommations intérieure et finale du CE2030 sont inférieures à celles présentées dans les études Tobback, WP 21-08 et futures-e. Ceci est imputable au fait que dans CE2030, le système énergétique belge évolue dans un système fermé, alors que dans les autres études, il évolue de façon intégrée dans l'environnement européen. Les valeurs nettement inférieures du scénario CE2030/bpk30s sont logiques dans la mesure où il s'agit du scénario soumis au plus de contraintes: pas de nucléaire, pas de CCS, importations d'électricité fixes et les émissions de GES doivent être réduites à l'intérieur des frontières. Le scénario DLR est globalement cohérent avec CE2030.

Des différences non-négligeables sont observées dans les estimations de consommation intérieure brute relative aux énergies renouvelables. Il y a lieu d'observer qu'entre les années de référence 2000 et 2005, cette consommation est passée de 10 TWh en 2000 à 24 TWh en 2005. Les baseline CE2030, Tobback et DLR (réalisées en 2006) ne préconisent que respectivement 27 et 20 TWh en 2020 alors que ces chiffres sont déja pratiquement dépassés en 2009. En 2020, Tobback/eupk estime cette consommation entre 31 et 47 TWh, 2030/bpk entre 36 et 41 TWh, et les estimations plus récentes de futures-e et celle incorporant l'objectif 20/20 aux environs de 62 TWh, ce qui rejoint DLR 2020 avec 68 TWh. Les hypothèses retenues au niveau du nucléaire ou de la disponibilité des techniques de CCS interfèrent peu sur ces résultats. Les différences entre les études résident principalement dans une offre importante de biomasse, sans distinction explicite entre production domestique et importations, et dans une moindre mesure, dans le niveau de déploiement des autres renouvelables non électriques comme le solaire thermique et le transport (10% de biocarburants - voir Graphique 13). Les conclusions sont moins évidentes pour ce qui concerne les applications non électriques à partir d'énergies renouvelables, ce qui ne constitue pas réellement une surprise, dans la mesure où l'ampleur des importations pour un petit pays comme la Belgique est difficile à estimer. Une fourchette de 40 à 45 TWh de RES au sein de la consommation intérieure brute à l'horizon 2020 semble raisonnable, tandis que les valeurs de 62 à 68 nécessitent un effort considérable en matière d'importation (de biomasse). Il y a lieu d'observer que dans l'étude WP 21-08, l'électricité produite à partir de la biomasse est essentiellement produite par de la cogénération (plus de 2000 MWe installés).

Graphique 13: Comparaison des scénarios - biocarburants dans le transport

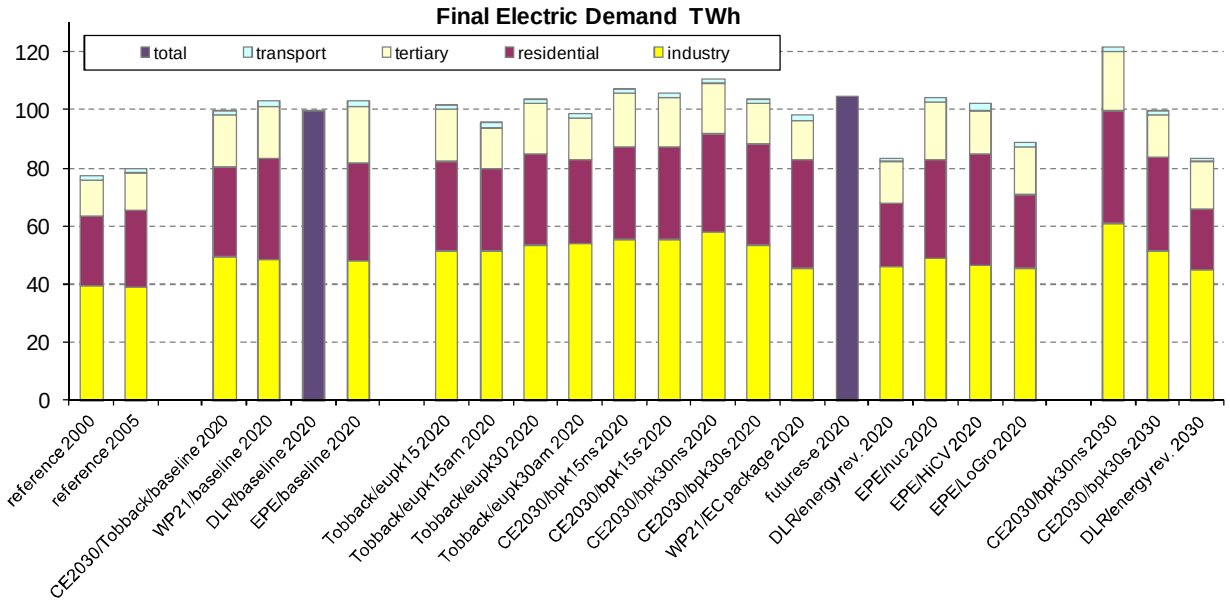


La structure de la production d'électricité renouvelable est traitée dans la section suivante.

En conclusion, des économies d'énergies plus importantes sont engrangées lorsque les contraintes de réductions des émissions de GES/CO_2 sont renforcées et que des mesures supplémentaires en matière de RES sont adoptées (cf. DLR et CE2030 en particulier). Dès lors que la Belgique évolue dans un système ouvert, la consommation intérieure brute GIC et la consommation finale FED s'élèveraient à respectivement 600 TWh et 430 TWh.

Le Graphique 14 présente la demande finale d'électricité par secteur. Les perspectives en matière de consommation finale d'électricité sont plus stables que celles pour la demande finale d'énergie. En particulier, les scénarios de référence ne diffèrent pas fort des scénarios alternatifs, et les résultats avoisinent les 100 à 105 TWh, y compris futures-e. Des estimations inférieures sont observées pour les scénarios EPE/LoGro (par définition) et DLR qui est même légèrement inférieure à celle de l'EPE/LoGro. L'énergie électrique dans les transports reste marginale, avec quelques TWh principalement consommés par le transport ferroviaire.

Graphique 14: Comparaison des scénarios - consommation finale d'électricité - volume et répartition par secteur



4.4. Structure de l'approvisionnement en électricité (production et importations d'électricité)

Le Graphique 15 montre en détail la structure de l'approvisionnement en électricité dans les scénarios considérés, avec un éclairage particulier sur les sources d'énergie renouvelables.

Le gaz naturel est la source d'énergie la plus sollicitée (en dehors du nucléaire) dans tous les scénarios. De 31% en 2020 dans le scénario de référence, la part du gaz naturel dans la production électrique va jusqu'à atteindre 40% dans le scénario EPE/HiCV. Toutes les études insistent sur les défis liés aux importations croissantes de gaz naturel à long terme.

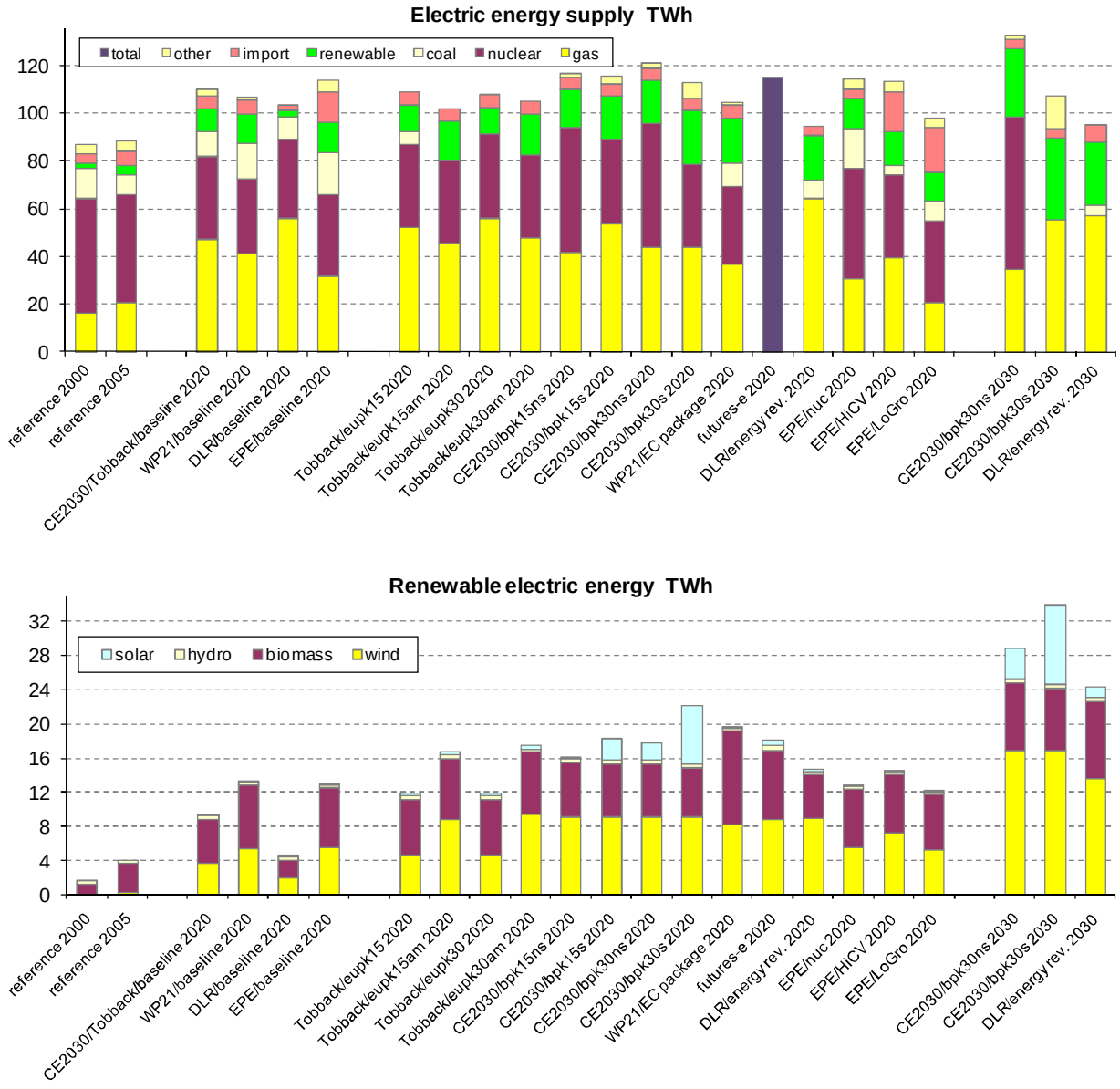
Le niveau des énergies renouvelables dans le mix énergétique dépend principalement des incitants pour les RES, du prix du carbone et du prix des autres énergies fossiles, mais est plus ou moins indépendante du maintien ou non du nucléaire.

La production d'électricité à partir de RES (RES-E) est clairement propulsée entre l'année de référence 2000 et 2020 et même plus à l'horizon 2030. Il faut souligner que le scénario de référence contient déjà une part significative de RES, plus particulièrement dans les études les plus récentes. Le scénario DLR baseline est plus conservateur, probablement parce qu'il n'a pas pris en compte toutes les mesures et incitants existants dans leur scénario de référence. Les estimations pour 2020 varient entre 12 et 22 TWh, la fourchette inférieure étant celle de BFP/eupk sans mesures additionnelles, et la plus élevée celle relative au scénario avec le plus de contraintes 2030/bpk30s. Il faut observer que cette fourchette supérieure est obtenue en prenant en compte la contribution maximale du photovoltaïque solaire qui est absent de tous les autres scénarios. A l'exclusion de cette estimation, une fourchette de 15 à 17 TWh est cohérente, et est même légèrement supérieure à l'estimation de DLR de 14,5 TWh. Il faut aussi remarquer

que l'impact du maintien du nucléaire n'a pas d'influence spectaculaire sur la part d'électricité renouvelable.

Un accroissement supplémentaire à 23-24 TWh est observé à l'horizon 2030. Ces estimations pour 2030 sont très ambitieuses et proviennent principalement d'un déploiement massif du programme éolien offshore. Le scénario 2030/bpk est même plus ambitieux que DLR, mais il faut souligner que le niveau des 17 TWh produits ne peut être atteint que par un soutien important de tous les projets offshore, et l'achèvement réussi des projets offshore en cours d'installation.

Graphique 15: Comparaison des scénarios - approvisionnement en électricité et production domestique par forme d'énergie



Les perspectives en matière d'énergie éolienne à l'horizon 2020, se répartissent en deux groupes: BFP/eupk (sans mesures additionnelles) et l'EPE préconisent 5 TWh, alors que tous les autres (y compris DLR) tablent sur 8 à 9 TWh. Le *phase-out* nucléaire ou les hypothèses relatives au CCS n'ont virtuellement aucune impact ici, la différence résidant dans les contraintes supplémentaires telles l'imposition de mesures additionnelles (BFP/eupk), la réduction des émissions de CO_2 sur le territoire belge (2030/bpk) ou simplement l'imposition de quotas de renouvelables (futures-e, EC package 20/20).

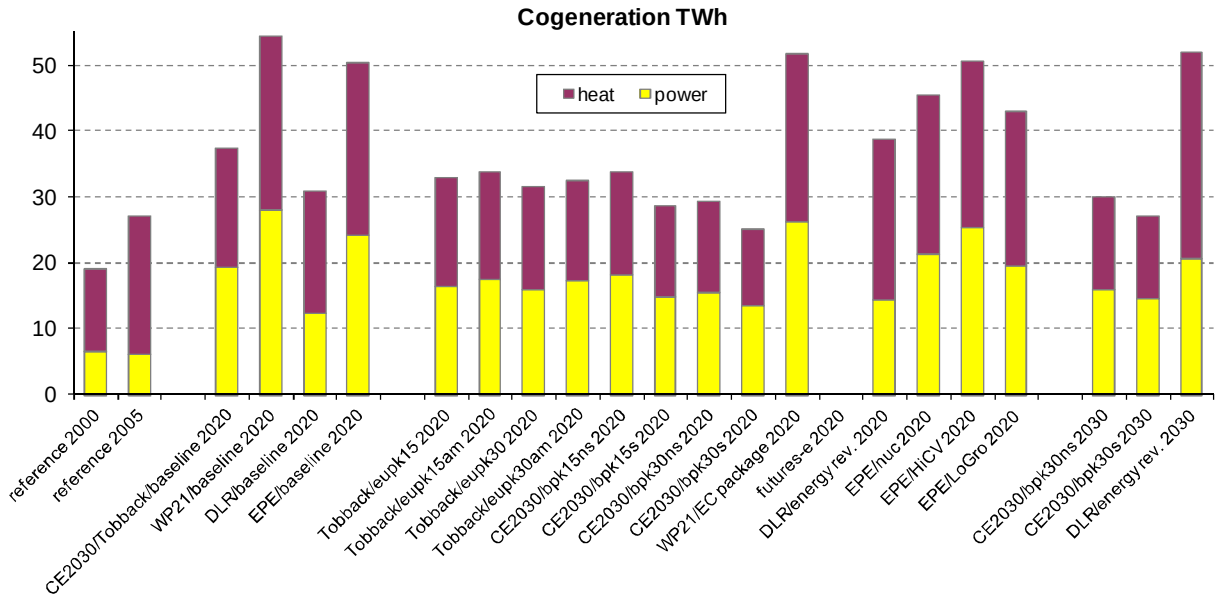
En conclusion, l'objectif de 8 à 9 TWh d'énergie éolienne en 2020 est atteignable, mais requiert une approche volontaire forte et le soutien des autorités.

Pour la seule électricité générée par la biomasse, trois tendances se dégagent. DLR a l'estimation la plus basse avec 5 TWh, mais il faut souligner que DLR utilise la biomasse davantage pour des applications non électriques. BFP/eupk, 2030/bpk et l'EPE tablent sur 6 à 7 TWh, alors que les études plus récentes futures-e et EC package 20/20 pronostiquent 8, à voire même 11 TWh. Cette dernière estimation semble ambitieuse, bien qu'elle ne soit pas impossible via l'importation massive de biomasse. En conclusion, 8 à maximum 9 TWh sont à considérer comme déjà très ambitieux. Aucune croissance supplémentaire n'est attendue à l'horizon 2030: la biomasse domestique est largement exploitée et toute croissance supplémentaire dépend des coûts d'importation, de logistique et de *feedstock* qui sont susceptibles d'exploser.

L'énergie solaire photovoltaïque (PV) requiert une attention particulière. En gardant à l'esprit l'échelle des données relatives à cette source d'énergie, il apparaît clairement que la majorité des projections ne tablent pas sur un impact majeur de la part du PV solaire, y compris à l'horizon 2030. Même DLR est plutôt conservateur avec 0,25 TWh en 2020 et 1,2 TWh en 2030. Les montants très élevés des scénarios 2030/bpk15s et 2030/bpk30s sont une conséquence des contraintes très lourdes qui leurs sont imposées: pas de nucléaire, pas de CCS disponible et réduction des émissions CO_2 localement. Ces scénarios aboutissent à des "carbon values" irréalistes de EUR 500, à voire même EUR 2000 par tonne de CO_2 et sont dès lors très peu probables. En conclusion, le niveau de 0,25 TWh en 2020 (DLR) devrait être considéré comme un maximum ambitieux. L'impact sur le bilan énergétique de la Belgique est marginal, mais compte tenu du potentiel à long terme de l'énergie solaire, elle demande le maintien d'une politique de soutien et atteindre une production de l'ordre du TWh devrait constituer le but à atteindre.

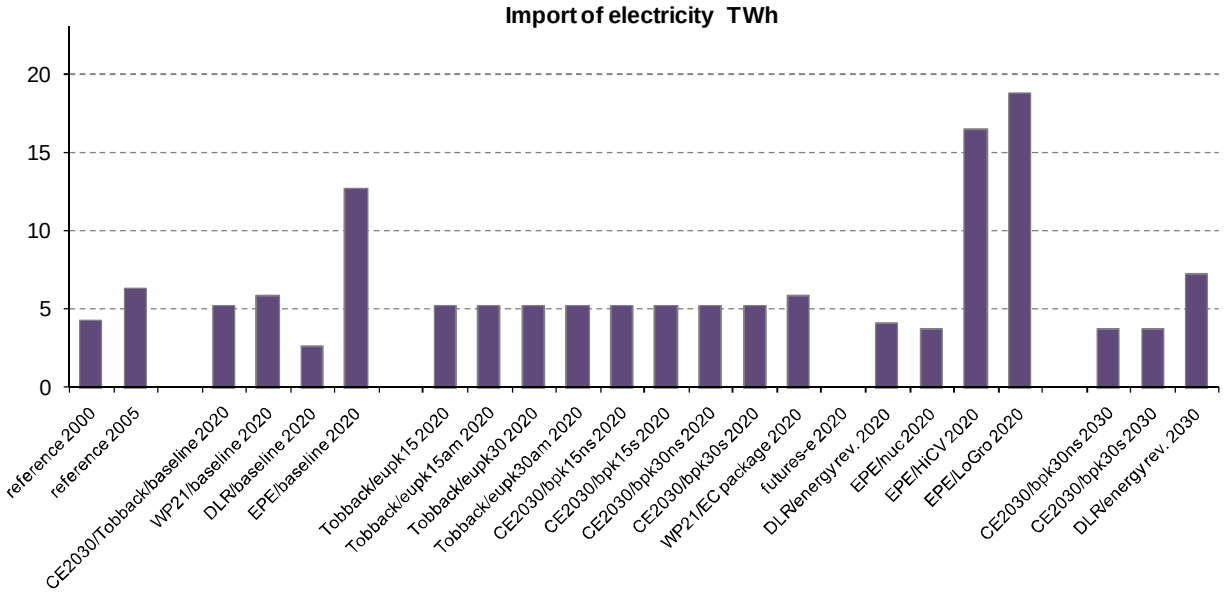
Le Graphique 16 compare les contributions de la cogénération dans la production d'électricité et de vapeur. Il faut observer que dans BFP/eupk, CE2030/bpk, EPE et WP 21-08, la production de toutes les unités de cogénération est comptabilisée, même si ces unités ne sont pas de qualité. Il faut noter que l'électricité produite dans les unités de cogénération est répartie entre les catégories RES (pour la cogénération à partir de biomasse) et fossile (pour la cogénération à partir de gaz naturel). Les TWh électriques sont d'abord déterminés par la demande de vapeur.

Graphique 16: Comparaison des scénarios - cogénération



Le Graphique 17 montre finalement les résultats relatifs aux importations d'électricité (faibles importations nettes de 5 TWh). Les résultats de l'EPE ne sont pas comparables aux autres car les importations sont endogènes dans l'EPE et exogènes ailleurs.

Graphique 17: Comparaison des scénarios - importations nettes d'électricité

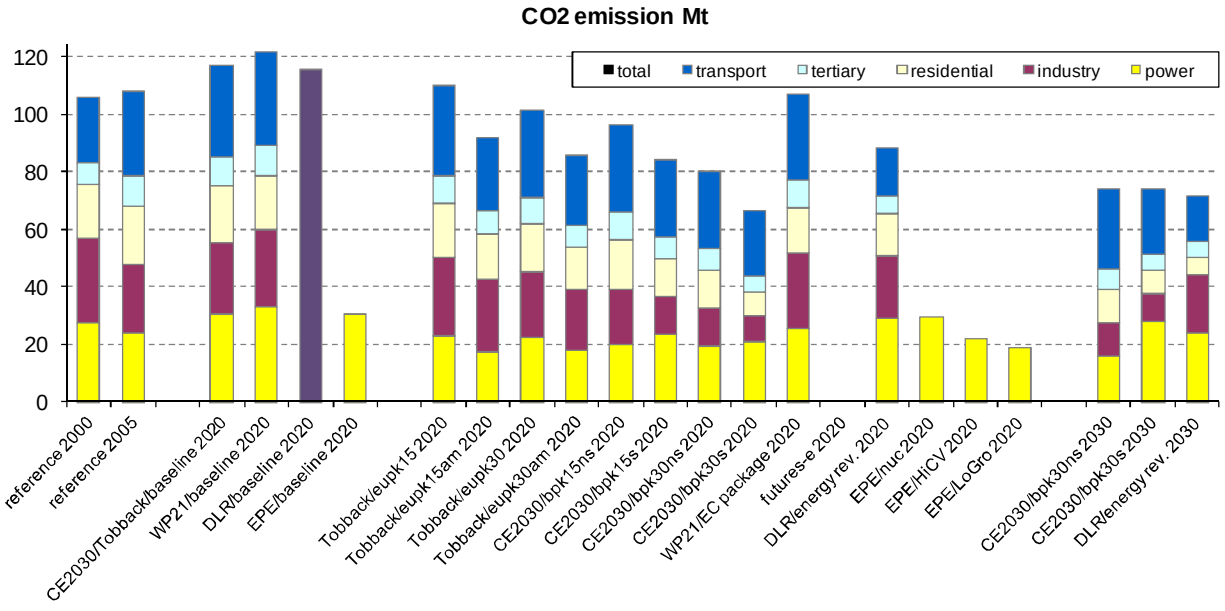


4.5. Evolution des émissions de gaz à effet de serre

Le graphique 18 compare les évolutions des émissions de CO_2 d'origine énergétique. Les scénarios de référence ont une tendance à la hausse des émissions en 2020, tandis que tous les autres scénarios conduisent à une diminution, dans une certaine mesure, des émissions.

Les scénarios Tobback imposent 15% ou 30% de réduction pour les GES au niveau européen, et on observe une réduction au niveau de la Belgique qui varie assez fortement en ajoutant les mesures additionnelles. Les scénarios CE2030 qui imposent 30% de réduction des émissions de CO_2 en 2030 montrent une allure inattendue dans leur parcours en 2020: ces 30% sont déjà atteints en 2020 dans le scénario sans nucléaire. Cette forte réduction dès 2020 est due à une moindre demande énergétique et le non-remplacement du charbon, tandis que les émissions dans le secteur électrique sont pratiquement les mêmes que dans le scénario avec nucléaire. L'impact de la fermeture du nucléaire dans la partie production électrique n'apparait qu'en 2030. Le scénario EC package 20/20 du WP 21-08 est le seul qui tient en compte l'introduction du système européen ETS et du recours possible aux mécanismes de flexibilité. Il donne clairement lieu à des émissions de CO_2 plus importantes dans les secteurs ETS belges, c'est-à-dire la production électrique et l'industrie. Le scénario DLR conduit surtout à des réductions d'émissions dans les secteurs résidentiel, tertiaire, et dans une moindre mesure, transport. Les émissions liées à la production électrique et issues de l'industrie sont très similaires à celles estimées dans les autres études.

Graphique 18: Comparaison des scénarios - les émissions de CO_2 d'origine énergétique par secteur consommateur



5. ANNEXE 2: NOTE DE W. EICHHAMMER

From: Eichhammer, Wolfgang
Sent: lundi 14 septembre 2009 10:38
To: Dufresne Luc; Jacques De Ruyck; Jacques Percebois; Luigi DePaoli; Marie-Pierre Fauconnier; Dominique.Woitrin; Danielle Devogelaer; Dominique Gusbin; Marc Deprez; Swartenbroekx Carine
Cc: GEMIX@economie.fgov.be
Subject: AW: GEMIX - Recommandations - version du 2009 09 11 après séance

« Autant que membre du groupe d'expert GEMIX je ne partage pas entièrement toute l'urgence d'une prise de décision en ce qui concerne la prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires existantes, au moins pas sans avoir pointé vers la possibilité de prendre des mesures ambitieuses d'efficacité énergétique et notamment, des mesures pour réduire la demande d'électricité, pour enrayer l'accroissement de la demande. Je concède qu'une bonne partie des recommandations aborde dans ce sens mais toute la question qui se pose est si ces recommandations seront traduites en mesures concrètes.

Il y a sept ans l'auteur de ces lignes a souligné, avec d'autres partenaires, dans une étude sur un programme d'efficacité énergétique de la Belgique les possibilités de la réduction de la demande pour satisfaire aux besoins d'une lutte efficace contre le changement climatique, et également, pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Durant ces sept ans, un certains nombre d'occasions ont été ratées pour mettre en œuvre des plans ambitieux d'économies de l'énergie. Pour cette raison, l'urgence s'est accrue, et qui se manifeste dans le rapport GEMIX, qu'il y aurait un gouffre grandissant entre la demande et l'offre dans le secteur électrique. De par la même raison, la lutte contre le changement climatique a également été moins efficace que cela aurait été possible.

Malgré les recommandations très fortes de ce rapport sur l'efficacité énergétique il y néanmoins un risque réel que la décision sur un prolongation du nucléaire gomme la prise d'actions au moins aussi importante sur une utilisation efficace de l'énergie, et notamment de l'électricité. Même si beaucoup de temps a été perdu, je suis toujours convaincu qu'il soit possible, dans un espace de 5 à 7 ans, de mettre une politique ambitieuse en place pour réduire la consommation en électricité suffisamment pour ouvrir d'autres perspectives d'approvisionnement tel que le gaz. Ceci nécessite un calendrier tout aussi étroit qu'indiqué pour la décision sur le nucléaire. Notamment le cadre du 2^{ième} plan d'efficacité énergétique de la Belgique, qui est à élaborer en 2010 (avec une échéance mi-2011), est crucial dans cet aspect. Le 1er plan d'efficacité énergétique de la Belgique a été épinglé par la Commission Européenne pour son manque de coordination entre les régions, le manque d'un objectif commun et pour le manque d'un calendrier clair de réalisation des mesures. Il est impératif que le gouvernement et les régions améliorent leurs efforts concernant le deuxième plan, que des mesures concrètes soit présentées au public, suivies d'une mise en œuvre des mesures dans un espace de un à trois ans après publication du plan. Notamment les mesures d'efficacité de l'électricité doivent avoir un poids considérable dans ce deuxième plan. Ces mesures concrètes doivent s'accompagner des moyen concrètes pour les mettre en œuvre, et utiliser notamment aussi les mécanismes de financement par le secteur de l'énergie qui sont prévus dans l'article 6 de la Directive sur l'Efficacité Énergétique et les Services de l'Énergie.

Sans un calendrier concret et serré sur l'efficacité de l'énergie, la prolongation éventuelle de la vie des centrales nucléaires risque de repousser l'échéance pour un tel programme d'une ou deux décennies, risquant de reproduire dans quelques années le même contexte d'urgence de décision en ce qui concerne la prolongation continue de la vie des centrales nucléaires qu'actuellement. La publication des premiers plans d'efficacité de l'énergie de la Belgique et des régions semble confirmer que ce risque est réel et que les recommandations de ce rapport sur l'efficacité de l'énergie pourront rester sans suivi. »

* *
*

62.

6. ANNEXE 3: GEMIX VRAAG IN VERBAND MET BIOMASSA - JACQUES DE RUYCK

Vrije Universiteit Brussel

Faculteit Ingenieurswetenschappen
Vakgroep Toegepaste Mechanica
Prof. J. De Ruyck

GEMIX : vragen ivm invoer en emissies van biomassa

Bedoeling van deze nota

Bij de hearings over het voorlopige rapport van de commissie Gemix is de vraag gerezen om het aspect biomassa beter toe te lichten. Meer bepaald rijst de vraag in welke mate men op grote schaal biomassa kan importeren teneinde aan de 13% hernieuwbare energie bij eindgebruik in 2020 te kunnen voldoen, en in welke mate dit problemen stelt ivm schadelijke emissies.

In deze nota worden elementen aangevoerd die tot een oordeel over biomassa import kunnen leiden, zonder evenwel een expliciet antwoord te geven aan de vraag. Een dergelijk antwoord is immers functie van een nader te bepalen standpunt omtrent billijke verdeling van biomassa over de wereldbevolking, en de mate waarin Belgische bevolking aanspraak kan maken op dit wereldwijd potentieel.

Benadering

Deze nota bevestigt enerzijds het beperkte potentieel van biomassa welke in België voor energetische doeleinden kan gekweekt worden (dus exclusief directe en indirecte import). Deze oefening is gebaseerd enerzijds op een elementaire benadering via beschikbaar landbouw- en bosareaal, en anderzijds via meer gedetailleerde inventarissen bij regionale statistieken, IEA rapporten en gegevens van Eurostat.

Vervolgens wordt het wereldwijd potentieel ingeschat, op basis van representatieve literatuur. De informatiebronnen zijn in hoofdzaak het internationaal energieagentschap IEA, de wereldwijde Food and Agriculture Organisation FAO en de World Energy Council WEC. Een plafond wordt gegeven door een studie door Hoogwijk e.a. [1].

Dit potentieel wordt vervolgens op gelijkwaardige basis gealloceerd aan de wereldbevolking. Dit definieert een soort 'trekkingsrecht' voor o.m. de Belgische bevolking. Het trekkingsrecht kan op twee manieren worden vastgesteld : men kan de verdeling doen per capita, zonder rekening te houden met het lokaal specifiek verbruik, of men kan het trekkingsrecht evenredig beschouwen met dit lokaal gebruik. Aangezien het specifiek verbruik van primaire energie in België drie maal hoger is dan het wereldwijd gemiddelde (zie Tabel 1), wordt dit laatste trekkingsrecht dan ook drie maal groter. Uiteraard is dit gebonden aan een ethische discussie over de mate waarin wij een dergelijk trekkingsrecht kunnen/moeten laten gelden.

Dit 'trekkingsrecht' wordt uiteindelijk vergeleken met onze energievraag. Dit geeft aan in welke mate wij aan deze vraag kunnen voldoen door massaal biomassa te importeren, binnen aanvaardbare grenzen van wereldwijde verdeling van biomassa.

Overzicht van gegevens

Tabel 1 geeft een overzicht van enkele kenmerkende cijfers. Deze gegevens worden op verscheidene manieren uitgebrukt teneinde de nodige voeling te geven over de betekenis van dit verbruik. Van links naar rechts zijn dit :

- het gemiddeld primair enegieverbruik per persoon per jaar, uitgedrukt in MWh
- het equivalent bruto volume aan brandhout, in kubieke meter
- de benodigde oppervlakte om dit brandhout te produceren, in ha
- de fractie van gemiddeld primair energieverbuik in België.

De omzetting voor deze kolommen is gebaseerd op de waarden in Tabel 2. Deze waarden zijn gemiddelde representatieve waarden. Densiteiten van hout en wijze van stockage kunnen immers sterk verschillen, en de opbrengst in ton/ha varieert van minder dan 2 tot boven 30 ton/ha. De gehanteerde waarde van 8 ton/ha is heden aan de hoge kant voor België, maar eerder laag op wereldvlak omdat tropische streken veel hogere opbrengsten kunnen vertonen.

Bespreking van de gegevens

Primaire verbruik per capita

De eerste lijnen in Tabel 1 tonen het huidige verbruik per inwoner in België en in de wereld, waarbij het globale verbruik evenredig wordt verdeeld over de inwoners. Deze cijfers omvatten dus alle verbruik, inclusief industrie, transport e.a. Men stelt vast dat het gemiddeld verbruik in België drie maal hoger ligt dan het wereldgemiddelde, hetgeen uiteraard gelijkaardig is voor andere OECD landen. Indien al het verbruik in België voor 100% zou gebaseerd zijn op biomassa (hout), dan zou men per inwoner ca 40 kubieke meter hout per jaar en per persoon nodig hebben, en overeenkomstig 1.8 ha per persoon om dit hout te kweken. De derde lijn geeft weer hoeveel biomassa per persoon is vereist in het WP21 scenario om 13% hernieuwbare energie te bereiken in het eindgebruik. Dit komt overeen met 8% biomassa in ons primaire verbruik, of 3.2 kubieke meter hout per jaar en per persoon.

Globaal potentieel

De tweede groep lijnen in Tabel 1 geeft enkele plafond waarden voor potentieel aan biomassa.

De lijn 'Hoogwijk' [1] illustreert de meest ambitieuze prognose van wereldwijd potentieel voor het jaar 2050. Er dient opgemerkt dat in deze prognose het wereldwijd potentieel een vork is van minimum 30 tot maximum meer dan 1000 EJ per jaar. M.a.w. er heerst nog bijzonder grote onzekerheid over de mate waarin men het natuurlijk aanbod effectief kan aanwenden voor praktisch gebruik. In Tabel 1 werd de maximumwaarde van 1000 EJ gehanteerd.
Dit gelijkwaardig verdelen over de wereldbevolking zou voor België leiden tot een dekking van 69% van onze noden (of 207% bij hoger 'trekkingsrecht'), met als kanttekeningen dat dit 2 à 3 miljard extra hectares vereist voor kweken van biomassa (hout), die momenteel niet voorhanden zijn, met opbrengsten die tegen 2050 30 ton/ha overschrijden. Ter vergelijking : het totaal wereldwijd biomassa areaal is in de orde van 10 miljard hectares, met gemiddelde opbrengsten onder 10 ton/ha. Dit moet dus als een theoretisch plafond worden beschouwd.

	MWh/p.y	blk m3/p.y	ha/p	% (B)	% (W)	source
Primary energy consumption per capita:						
Belgium total consumption	60.00	40.32	1.800	100.0	300.0	GEMIX
World total consumption	20.00	13.44	0.600	33.3	100.0	WEC
Belgium biomass 13% REN target	4.80	3.23	0.144	8.0	n.a.	WP 21-08
Overall potentials:						
Max. potential world 2050	41.46	27.86	1.244	69.1	207.3	Hoogwijk
All forest world exploited	19.90	13.37	0.597	33.2	99.5	FAO
All biomass grown in belgium	7.00	4.70	0.210	11.7	n.a.	AMPERE
Overall wood consumption:						
All wood consumption world	0.90	0.61	0.027	1.5	4.5	FAO
All wood fuel consumption world	0.36	0.24	0.011	0.6	1.8	FAO
All wood fuel, including rural use	0.75	0.50	0.022	1.2	3.7	WEC
Overall food consumption:						
human food	0.93	0.63	0.028	1.6	4.7	Hoogwijk
Belgian potential/consumption:						
Belgian biomass potential	1.65	1.11	0.050	2.8	n.a.	IEA
Belgian biomass supply	1.74	1.17	0.052	2.9	n.a.	Eurostat
Belgian biomass consumption	1.67	1.12	0.050	2.8	n.a.	EMIS/ICEDD
Belgian biomass consumption	0.81	0.55	0.024	1.4	n.a.	IEA

Tabel 1 : Representatieve cijfers per persoon in België of wereldwijd
Gegevens zijn gebaseerd op de onderlijnde waarden.

average wood density	0.5	ton/m3
average bulk voidage	1.4	m3/m3
average wood heating value	15	MJ/kg
average wood yield	8	ton/ha
1 ktoe =	41.87	TJ
1 TJ =	0.28	GWh
1 ktoe =	11.63	GWh
1 MWh =	240	kg
1 MWh =	0.48	net m3
1 MWh =	0.67	bulk m3
1 MWh =	0.030	ha
World population	6.7	biljon
Belgium population	10	miljon

Tabel 2 : Cijfergegevens voor omzetting in Tabel 1

De tweede lijn (all forest world) volgt een gelijkaardige redenering. Deze cijfers zijn gebaseerd op het wereldwijd bos- en woudareaal van ca 4 miljard hectares, waarbij men de totaliteit van dit areaal in exploitatie zou nemen voor energetische toepassing. Dit even theoretisch cijfer zou leiden tot 33% (99%) dekking van ons energieverbruik.

De derde lijn (all biomass Belgium) werd gehanteerd in de commissie Ampere om de beschikbaarheid van biomassa in België in te schatten. Het is gebaseerd op de totaliteit van landbouw- en bosareaal in België (zijnde 21000 km²), waarbij de totaliteit van de biomassa voor energiedoeleinden zou worden aangewend. Men stelt vast dat dit tot een theoretisch plafond van 11 % dekking leidt. De beschikbare oppervlakte is uiteindelijk relatief hoog (2/3 van de oppervlakte), maar dit wordt sterk getemperd door de hoge concentratie van bevolking en industrie over ditzelfde oppervlak (slechts 0.21 ha en 4.7 m^3 per inwoner per jaar).

Wereldwijd verbruik van hout:

Deze gegevens geven een idee hoe het wereld houtverbruik zich situeert tegenover onze energienoden. Het wereldwijd geregistreerd verbruik van hout bedraagt ca 0.61 m^3 per persoon per jaar, hetgeen overeenkomt met 1.5% van ons energetisch verbruik. Daarvan wordt ca 0.24 m^3 aangewend als brandhout. De derde lijn geeft een hoger cijfer weer voor het verbruik van brandhout, omdat rekening wordt gehouden met niet geregistreerd ruraal gebruik.

Men stelt vast dat deze cijfers een dekking geven in de orde van slechts 1% (3-4%) van ons specifiek verbruik, hetgeen illustreert hoe ver wij verwijderd zijn van meer grootschalige toepassing van biomassa op wereldwijd vlak.

Verbruik voor voeding

Ter vergelijking wordt in Tabel 1 ons energetisch verbruik via voeding weergegeven, gebaseerd op een 2200 kcal/dag dieet. Dit laatste illustreert de enorme spanning tussen areaal bestemd voor voeding (1.6% van ons verbruik), tegenover die voor energie (100%).

Potentieel/verbruik in België

De laatste groep toont de cijfers voor België. Het is niet steeds duidelijk of de cijfers een 'potentieel' voorstellen, dan wel de huidige verbruikcijfers. De discrepantie tussen de cijfers toont aan dat de statistieken redelijk sterk kunnen verschillen, en dat het 'potentieel' vermoedelijk niet zo ver boven het huidig verbruik ligt. Hoe dan ook, de eigen biomassa kan moeilijk leiden tot meer dan 3% van ons eigen verbruik, waarbij men nu reeds om en bij de 2% realiseert. 9% realiseren vergt dus invoer van 6% van ons primair energieverbruik.

Andere beperkingen voor biomassa

Bij grootschalige toepassing van biomassa dient men de nodige aandacht te besteden aan de bijhorende emissies, vooral van fijn stof en NOx. Indien biomassa steenkool vervangt in grote centrales dan kan men stellen dat deze emissies globaal genomen op een positieve wijze worden beïnvloed. Bij kleinschalige toepassingen is dit een ander verhaal, aangezien kleine installaties normaal gesproken niet voorzien zijn van ontstoffing of deNOx installaties, terwijl zij gas en/of olie vervangen. Niettemin is in de recente jaren grote vooruitgang geboekt op dit domein, en emissies onder 20 mg/MJ fijn stof worden bereikt, zij het in de beste gevallen en onder goed gecontroleerde omgeving. Een pelletketel met kwaliteitslabel emitteert typisch tussen 10 en 50 mg/MJ. Uit meetcampagnes blijken de reële emissies van stof evenwel te variëren tussen 20 en 5000 mg/MJ [2]. De normen terzake variëren al evenveel, met waarden van 100 mg/MJ tot 2000 mg/MJ.

Bij dergelijke scenarios dient dus de nodige aandacht te worden besteed aan de emissies van vooral kleinschalige installaties. Men kiest best de strengste kwaliteitslabel en controle is noodzakelijk. Anderzijds komen tegenwoordig elektrostatisch filters ter beschikking die vooralsnog redelijk geprijsd zijn (1000-1500 euro), maar die het stofgehalte tot onder 10 mg/MJ verdringen [3].

Conclusies

- Een sterke toename van biomassa vergt noodzakelijkerwijze een omvangrijke import, vooral hout of houtachtige biomassa.
- Een ethische vraag stelt zich betreffende de mate waarin wij beroep kunnen doen op wereldwijd potentieel, waarbij men zich moet afvragen op welke wijze deze biomassa op billijke wijze wordt verdeeld over de wereldbevolking.
- Wereldwijde dekking van energievraag via biomassa is momenteel in de orde van enkele procenten.
- Significante toename, op ethisch verantwoorde basis, vergt extra verbouwing van enkele miljard ha, tegenover ca 10 miljard hectare beschikbaar wereldareaal.
- De doelstelling van 13% hernieuwbare energie bij eindverbruik vergt dat ca 9% van primaire energie afkomstig is van biomassa, waarvan minstens 6% via import. Uit Tabel 1 blijkt dat dit mogelijk is, maar nog meer ethisch verantwoorde import vereist wereldwijd een sterke toename van exploitatie van biomassa areaal.
- Significante toename van decentraal gebruik van biomassa vergt bijzondere aandacht voor wat betreft emissies van stof en NOx. Bijzondere eisen dienen gesteld te worden naar kwaliteit van de installaties en controle bij het gebruik.

Referenties

[1] Monique Hoogwijk, André Faaij, Richard van den Broek, Goran Berndes, Dolf Gielenc, Wim Turkenburg, Exploration of the ranges of the global potential of biomass for energy, Biomass and Bioenergy 25 (2003) 119 – 133.

[2] T. Nussbaumer et al, Particulate emissions from biomass combustion in IEA countries, IEA Task 32, Swiss Federal Office of Energy, downloadable www.ieabcc.nl.

[3] Hans Hartmann, Peter Turowskim, New developments in small scale ESP technology. Technology- and Support Centre (TFZ), Straubing, Germany, www.tfz.bayern.de.

68.

7. ANNEXE 4: EVOLUTION DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ - CREG

1. Introduction

La présente note illustre l'évolution de la capacité de production des unités raccordées au réseau ELIA sur la période 2008-2020.

Les résultats affichés sont basés sur un calcul simple et ne peuvent englober toutes les incertitudes (et ce à l'inverse des modèles Procreas, Primes,...). Ce calcul simple ne vise pas non plus à constituer une simulation du système électrique.

Quatre hypothèses sont élaborées, et une évolution possible de la capacité de production nominale, de la capacité de production disponible, du crédit de capacité et de la production d'énergie est fournie pour chaque hypothèse. La notion de crédit de capacité est étudiée plus en détail pour ce qui concerne les éoliennes [36].

L'évolution se fait en comparaison des unités raccordées au réseau de transport ELIA le 31-12-2008.

2. Hypothèses

Les hypothèses ont été définies en fonction de la probabilité que l'évolution se produise.

2.1 Hypothèse 1

L'hypothèse 1 se base ainsi uniquement sur l'information qui est certaine:

- La capacité de production supplémentaire pour laquelle la décision d'investissement a déjà été prise et qui sera réalisée avant 2015.
  - Augmentations de capacité de Doel 1, Doel 4 et Tihange 3
  - Unités TGV à Amercoeur (mise en service en avril 2009), Marchiennes, Tessenderlo
  - Unité thermique Sidmar
  - Turbines gaz cycle ouvert à Angleur
  - Quelques cogénérations qui entreront bientôt en service (Exxon, Lanxess Degussa)
  - Energie éolienne on shore supplémentaire entre aujourd'hui et 2015 (274 MW en Wallonie, y compris le parc éolien d'Estinnes et 80 MW en Flandre)
  - La réalisation complète des trois premiers parcs éoliens offshore (C-Power, Belwind et Eldepasco) car la capacité d'accueil existe ; une réserve : toutes les décisions d'investissement ne sont pas prise mais sont normalement assurées.
- Mises hors service entre 2009 et 2010 ayant déjà été décidées (Mol 12, Amercoeur, Rodenhuize, CS Charleroi Carsid et l'ancienne cogénération de Esso).
- Mise hors service des unités nucléaires Doel 1, Doel 2 et Tihange 1, selon la loi du 31 janvier 2003.

2.2 Hypothèse 2

Hypothèse 2 = Hypothèse 1 + mises en service probables – mises hors service probables

- Basée sur l'hypothèse 1.
- Mise en service probable pour laquelle la décision d'investissement n'a toutefois pas encore été prise, mais qui disposent de tous les permis : TGV de Visé et Seneffe ainsi que la turbine vapeur de Carsid à Charleroi.
- Mises hors service probables entre 2011 et 2015 (Ruien 3, Kallo 1, Kallo 2, Awirs 5 et Ruien 6).

[36] Voir également le doctorat "The Backup of wind power" par Dr. P. Luickx - KULeuven, 28-8-2009.

2.3 Hypothèse 3

Hypothèse 3 = Hypothèse 2 + réalisation du projet Stevin et éoliennes offshore supplémentaires (1656 MW étant la valeur moyenne des projets pour lesquels une demande de concession domaniale a été introduite sur les 4 zones « libres »).

2.4 Hypothèse 4

Hypothèse 4 = Hypothèse 3 + mises hors service possibles (Awirs 4, Ruien 4, Ruien 5, Ruien 5 Repowering, Langerlo 1 + 3 et 2 + 4) entre 2011 et 2014.

2.5 Aperçu des hypothèses (détail en annexe)

L'évolution de la capacité de production (en MW) pour les quatre hypothèses :

Probabilité	**Hypothèse 1** Certaine	**Hypothèse 2** Evolution probable	**Hypothèse 3** Evolution probable + projet Stevin	**Hypothèse 4** Evolution possible
Capacité supplémentaire	+ 2 378	+3 793	+ 3 793	+ 3 793
Mises hors service	- 874	- 2 113	- 2 113	- 3 207
Mises hors service unités nucléaires	- 1 830	- 1 830	- 1 830	- 1 830
Eolien offshore	+ 846	+ 846	+ 2 502	+ 2 502
	+ 520	**+ 696**	**+ 2 352**	**+1 258**

3. Calculs

3.1 Capacité nominale

Pour le calcul de l'évolution des capacités nominales, les unités indiquées par Elia au 31/12/2008 ont été prises pour point de départ. Pour chaque hypothèse, les capacités nominales des unités concernées ont été ajoutées ou supprimées.

Cette capacité nominale n'est toutefois pas toujours disponible en raison de mises hors service planifiées (activités d'entretien, refueling) et de mises hors service non prévues (forced outages. incidents, pannes). C'est pourquoi l'évolution de la capacité disponible est calculée ci-après.

3.2 Capacité disponible

La capacité disponible d'une unité est la capacité nominale x son degré de disponibilité.
Le degré de disponibilité est un facteur qui tient compte de la disponibilité moyenne de l'unité sur base de chiffres historiques.

Pour les unités existantes, le degré de disponibilité est basé sur le degré utilisé pour des simulations dans le modèle Procreas pour l'étude prospective électricité.
Pour les nouvelles unités, les facteurs de disponibilité suivants ont été utilisés :

- Eolien onshore : 25%
- Eolien offshore : 40%
- CCGT : 93%
- OCGT : 90%
- Autres : 80%

3.3 Crédit de capacité

En ce qui concerne l'énergie éolienne, il est tenu compte, ici, du facteur pour le crédit de capacité.

Ce facteur est estimé à 20% pour l'éolien *onshore*.

Pour l'éolien offshore, il n'est pas tenu compte de ce facteur dans les hypothèses 1 et 2. A partir de l'hypothèse 3, qui réalise le projet Stevin et où 1656 MW d'énergie éolienne offshore supplémentaire sont installés, nous évaluons ce facteur à 30% (voir note en annexe).

3.4 Production d'énergie

Pour le calcul de la production d'énergie, il a été tenu compte d'une évaluation du nombre moyen d'heures de charge pleine durant lesquelles chaque unité fonctionnera.

Pour les unités nucléaires (comme unités de base), ceci équivaut à +/- 90% * 8760 heures * puissance nominale de l'unité.

Pour les autres unités on se base sur le nombre moyen d'heures de fonctionnement sur la période 2007-2008.

Pour les unités pour lesquelles aucune donnée n'est disponible en matière de production d'énergie sur la période 2007-2008 et pour les nouvelles unités, une évaluation a été réalisée du nombre d'heures de fonctionnement à charge pleine par année. Il est évident que certaines centrales (plus onéreuses, donc parfois marginales, comme les centrales TGV) peuvent fonctionner un plus grand nombre d'heures avec une plus grande disponibilité si la demande d'électricité l'exige.
Les évaluations suivantes ont été utilisées (en l'absence de production en 2007-2008) :

- CCGT : 5500 heures
- CHP : 4400 heures
- Certaines CHP comme Degussa, Lanxess et Exxon (sur base du dossier d'autorisation) : 8000 à 8410 heures
- Energie éolienne : facteur pour la capacité de crédit * 8760 heures
- Autres : 2000 heures

4. Evolution de la capacité nominale, du crédit de capacité et de la production d'énergie

Voir annexe 2 ci-après.

5. La demande d'électricité

La demande brute d'électricité (demande finale + pertes + pompage) s'élève en 2007, selon les statistiques du SPF Economie, à 95.599 TWh.

La demande d'électricité pour les consommateurs finals s'élèvera en 2020, selon le rapport provisoire de GEMIX (30 juin 2009), à +/- 105 TWh (page 35).

Il y a moyen de réaliser, plus ou moins, à partir de cette demande finale d'électricité, une évaluation de la demande brute d'électricité en 2020:

105 TWh + 2 TWh (pompage) + 5.25 TWh (5% pertes) = 112.25 TWh.

Si nous ne prenons pas en considération la récession actuelle et la diminution de la demande d'électricité, et en supposant une croissance constante de la demande d'électricité (1.21% par an), nous aboutissons à l'évolution suivante de la demande brute d'électricité.

Année	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Demande TWh	96	97	98	100	101	102	103	104	106	107	108	110	111	112

Ensuite, la demande de pointe correspondant à cette demande totale est déterminée, sur base d'un profil d'année de référence de la demande d'électricité par heure (comme ce fut également le cas dans le cadre de runs Procreas pour l'Etude prospective).

Année	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Demande de pointe MW	15.258	15.424	15.593	15.763	15.935	16.109	16.285	16.463	16.643	16.825	17.009	17.196

6. Comparaison de la demande avec les évolutions projetées

Voir annexe 2 ci-après.

Annexe 1 : L'éolien en Belgique, à présent et à l'avenir

La Belgique est en train d'investir pleinement dans l'énergie éolienne. L'ajout de ces puissances en énergie éolienne à la puissance installée de l'ensemble du parc électrique doit avoir lieu compte tenu de deux remarques importantes.

Facteur de capacité

Premièrement, dans un pays relativement petit comme la Belgique, le manque de superficie joue un rôle important. On peut s'attendre à ce que les meilleurs sites soient utilisés en premier lieu; de ce fait, seuls restent des sites de moins en moins attrayants. Si les sites sont évalués selon leur potentiel moyen de production d'énergie éolienne, on peut poser concrètement que ces productions moyennes diminueront à mesure que les sites deviendront moins importants. Si l'on suppose que les **facteurs de capacité** [37] moyens se situent aux alentours de 25%, il faudra tenir compte, en présence d'une offre moins attrayante de sites, d'un facteur de capacité moyen en diminution. Ceci ne peut être contré que par l'apport de nouvelles améliorations techniques dans la technologie éolienne et l'utilisation de turbines toujours plus grandes.

Crédit de capacité

Un deuxième aspect réside dans la différence entre une contribution de turbines éoliennes, exprimée en termes de capacité ou d'énergie. Dans des circonstances normales, tout kWh livré issu de turbines éoliennes sera repris par le réseau et pourra être affecté utilement. Ceci n'aborde toutefois pas la question de la contribution des turbines éoliennes sur le plan de la capacité au sein du système, ou la manière dont un kW de puissance éolienne installée contribue au système. Pour pouvoir remplacer d'autres centrales dans le parc de centrales, la valeur de remplacement, exprimée en puissance, est en effet importante. Le terme **crédit de capacité** est utilisé dans ce cadre. Ce terme exprime la contribution de capacité d'un investissement déterminé dans le parc de centrales. Il détermine la quantité de puissance en capacité conventionnelle issue du système qui peut être remplacée par une puissance déterminée en turbines éoliennes ou la quantité de demande de pointe, exprimée en [MW], qui peut augmenter en cas d'ajout en puissance éolienne issue de turbines éoliennes.
Le crédit de capacité est lié, jusqu'à un certain point, au facteur de capacité. Pour les faibles volumes de puissance installée (dans différentes études, on admet jusqu'à environ 5% de l'énergie livrée), les deux demeureront parallèles [3]. Lorsque l'on aborde des puissances en énergie éolienne relativement grandes, la valeur pour le crédit de capacité sera réduite des puissances éoliennes croissantes, comme l'indique également la Figure 1: Valeur pour la capacité de crédit avec des niveaux de pénétration croissants d'énergie éolienne [3]
Pour les volumes plus importants en énergie éolienne, ce crédit de capacité est bien moindre, avec de possibles réductions de moitié au niveau de la valeur du crédit de capacité.

[37] Un facteur de capacité reflète la proportion entre l'électricité générée durant une année, exprimée en heures de charge pleine équivalentes, et la puissance installée d'une turbine éolienne ou d'un parc éolien.

74.

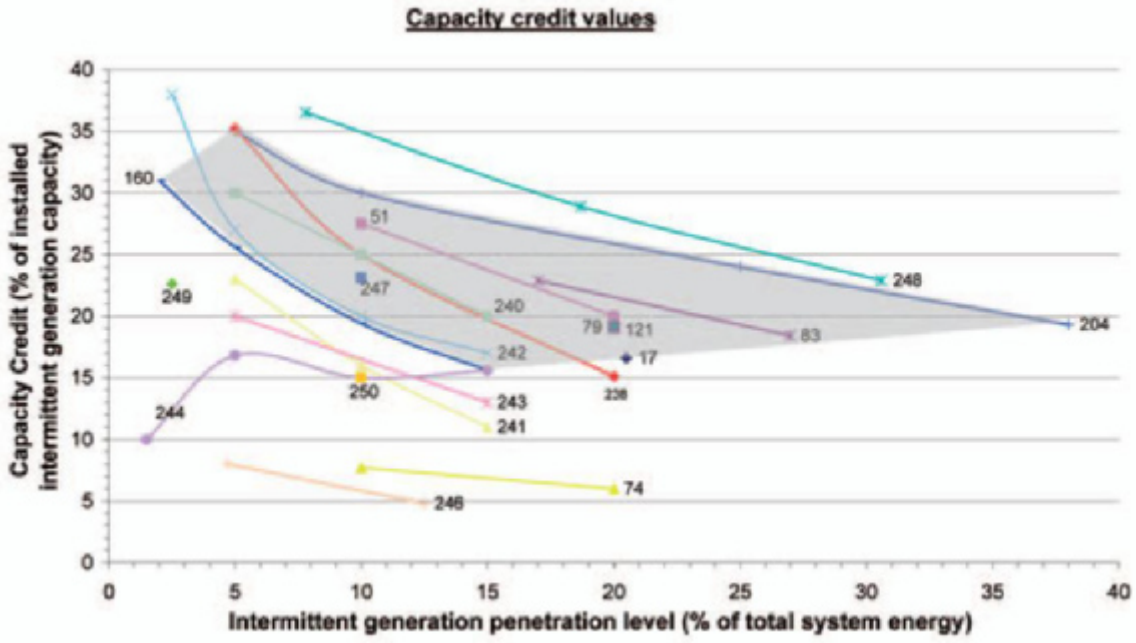


Figure 1: Valeur pour la capacité de crédit avec des niveaux de pénétration croissants d'énergie éolienne [3]

Références

[1] Situation de l'éolien en Région wallonne au 4/05/2009.

[2] www.ecopower.be, consulté le 09/09/2009.

[3] Gross R., Heptonstall P., Anderson D., Green T., Leach M., Skea J. (2006). The Costs and Impacts of Intermittency: An assessment of the evidence of the costs and impacts of intermittent generation on the British electricity network. UKERC.

Annexe 2 : Résultats des simulations

Hypothèse 1

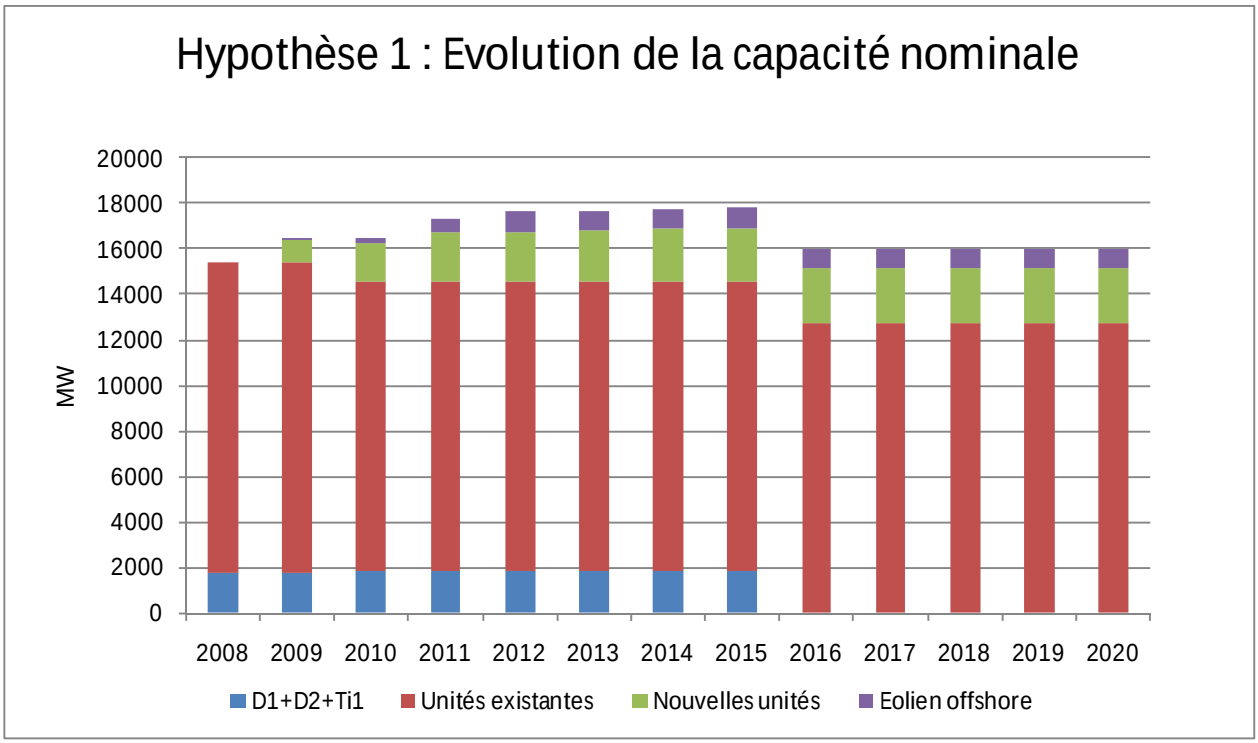
- mise hors service centrales nucléaires D1, D2, Ti1
- investissements décidés
- mises hors service décidées

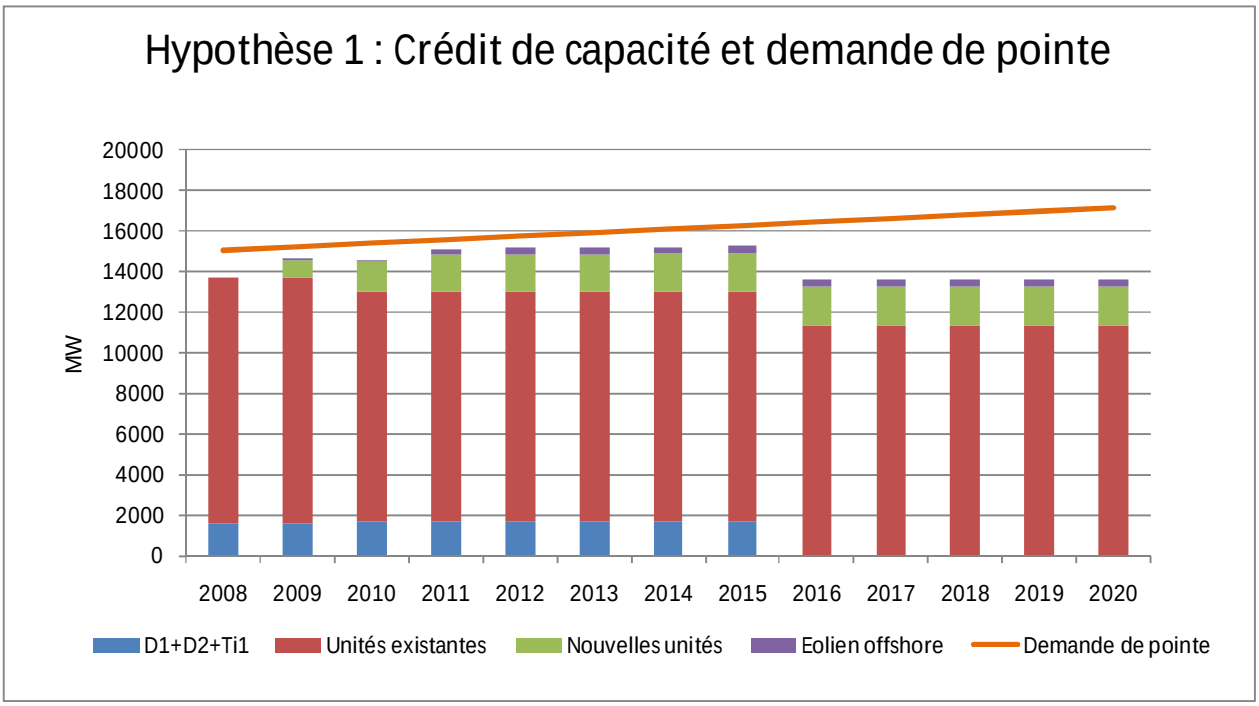
Capacité nominale (MW)	2008	2015	2016	2020
D1+D2+Ti1	1788	1830	0	0
Unités existantes	13665	12791	12791	12791
Nouvelles unités	0	2336	2336	2336
Eolien offshore	0	846	846	846
Total	15453	17802	15973	15973

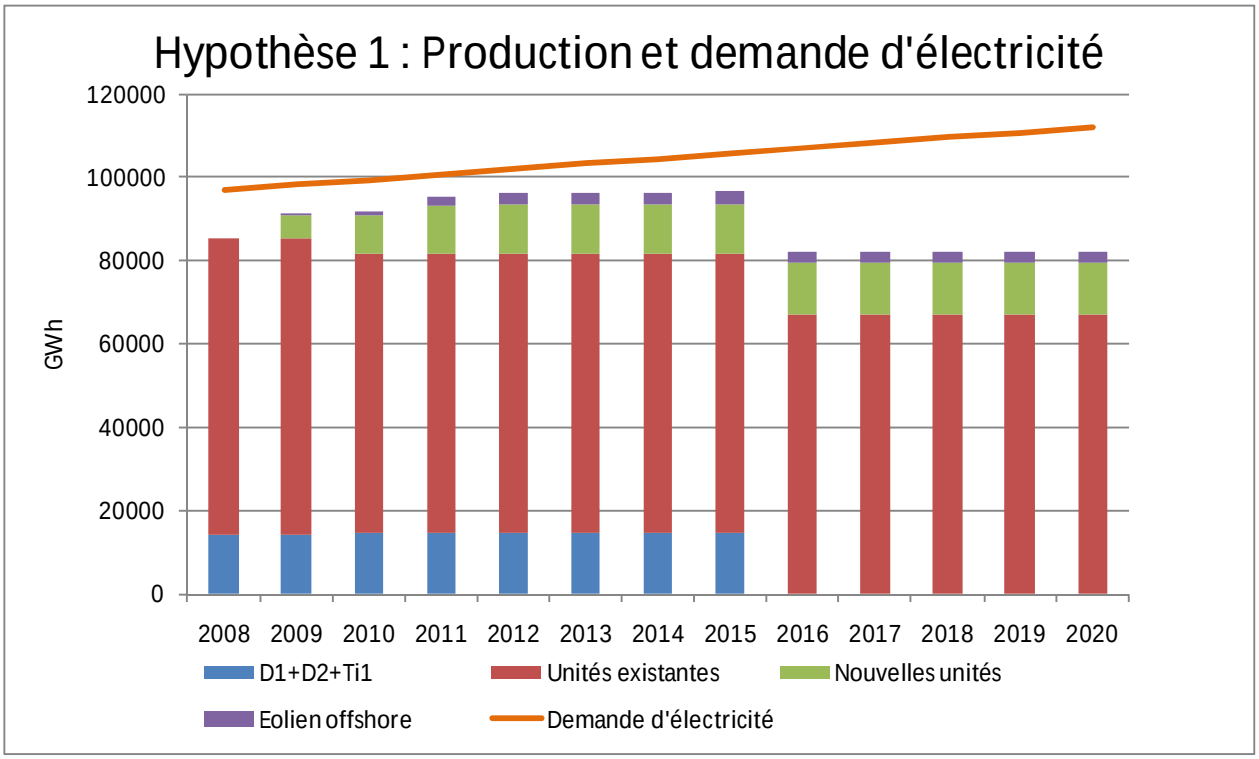
Capacité de crédit (MW)	2008	2015	2016	2020
D1+D2+Ti1	1609	1647	0	0
Unités existantes	12121	11344	11344	11344
Nouvelles unités	0	1910	1910	1910
Eolien offshore	0	338	338	338
Total	13730	15239	13593	13593

Production d'électricité (TWh)	2008	2015	2016	2020
D1+D2+Ti1	14	14	0	0
Unités existantes	71	67	67	67
Nouvelles unités	0	12	12	12
Eolien offshore	0	3	3	3
Total	86	97	82	82

	2008	2015	2016	2020
Demande de pointe (MW)	15094	16285	16463	17196
Manque en MW TGV équivalent	1467	1124	3086	3874
Demande d'électricité (TWh)	97	106	107	112
Manque en TWh	12	9	25	30




Hypothèse 1 : Crédit de capacité et demande de pointe
MW
20000
18000
16000
14000
12000
10000
8000
6000
4000
2000
0
2008
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020
D1+D2+Ti1
Unités existantes
Nouvelles unités
Eolien offshore
Demande de pointe


Hypothèse 1 : Production et demande d'électricité
GWh
120000
100000
80000
60000
40000
20000
0
2008
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020
D1+D2+Ti1
Unités existantes
Nouvelles unités
Eolien offshore
Demande d'électricité

Hypothèse 2

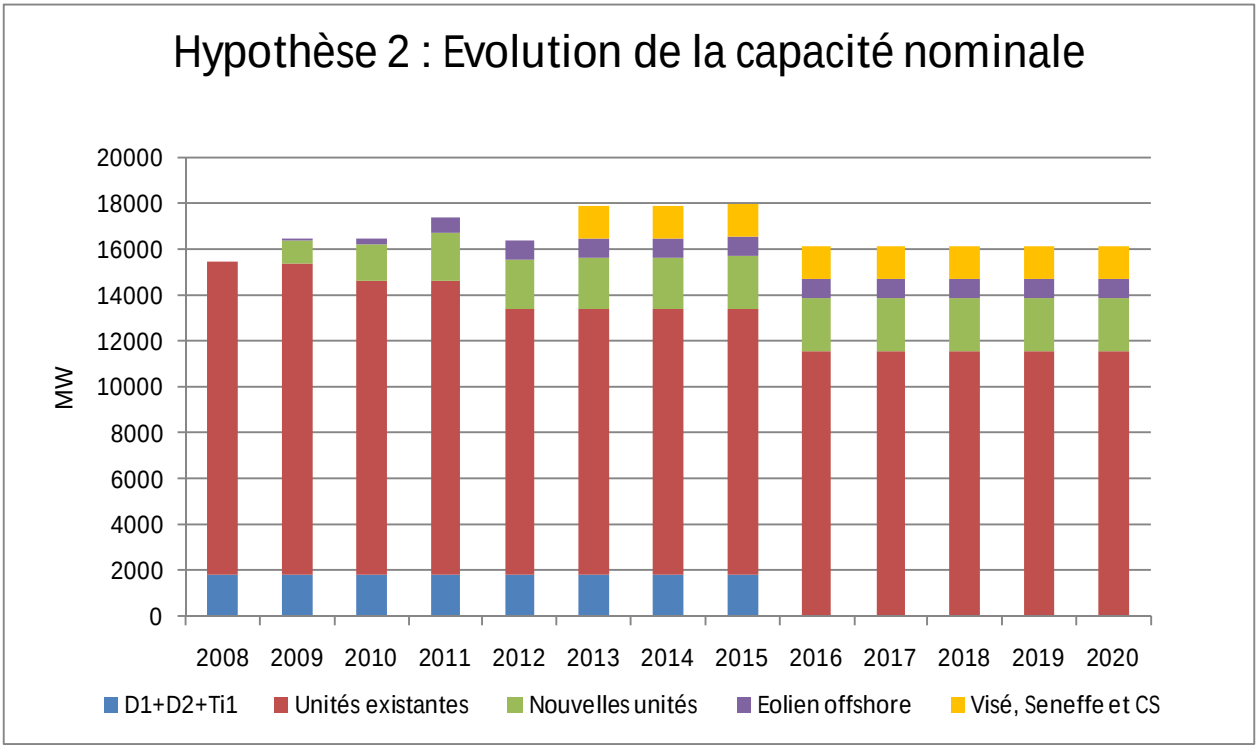
- mise hors service centrales nucléaires D1, D2, Ti1
- investissements décidés et probables
- mises hors service décidées et probables

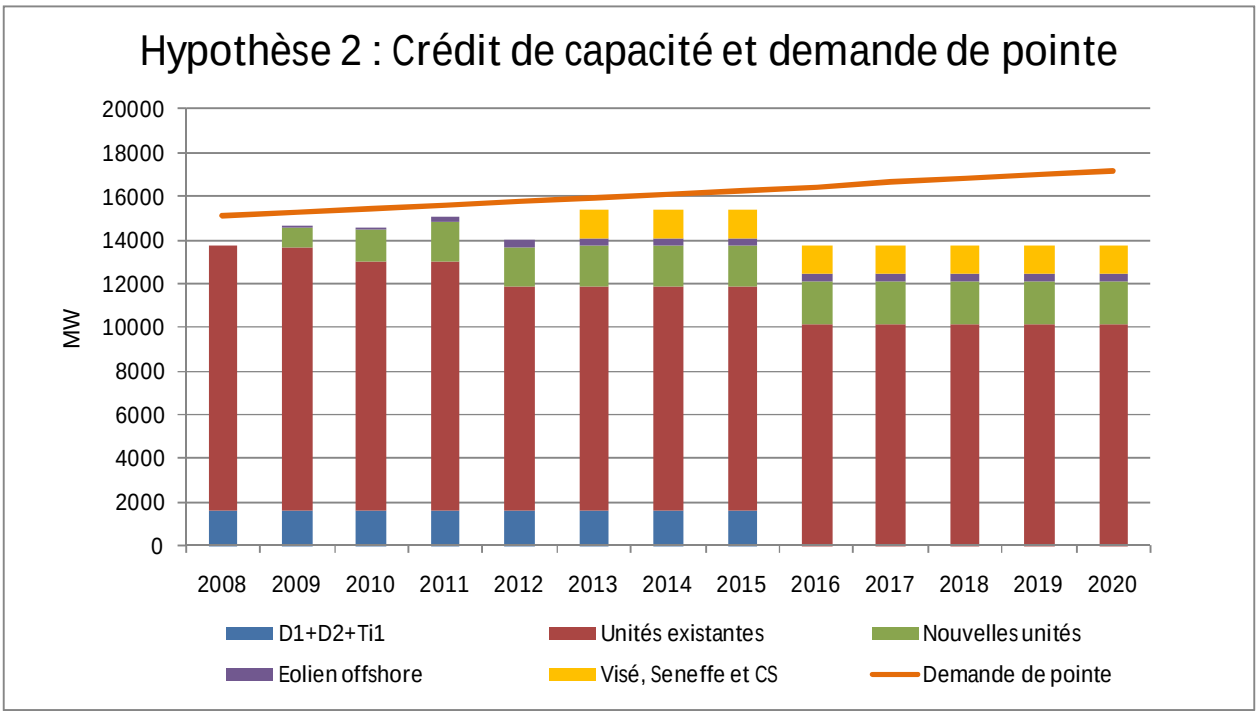
Capacité nominale (MW)	2008	2015	2016	2020
D1+D2+Ti1	1788	1830	0	0
Unités existantes	13665	11552	11552	11552
Nouvelles unités	0	2336	2336	2336
Eolien offshore	0	846	846	846
Visé, Seneffe et CS	0	1415	1415	1415
Total	15453	17978	16149	16149

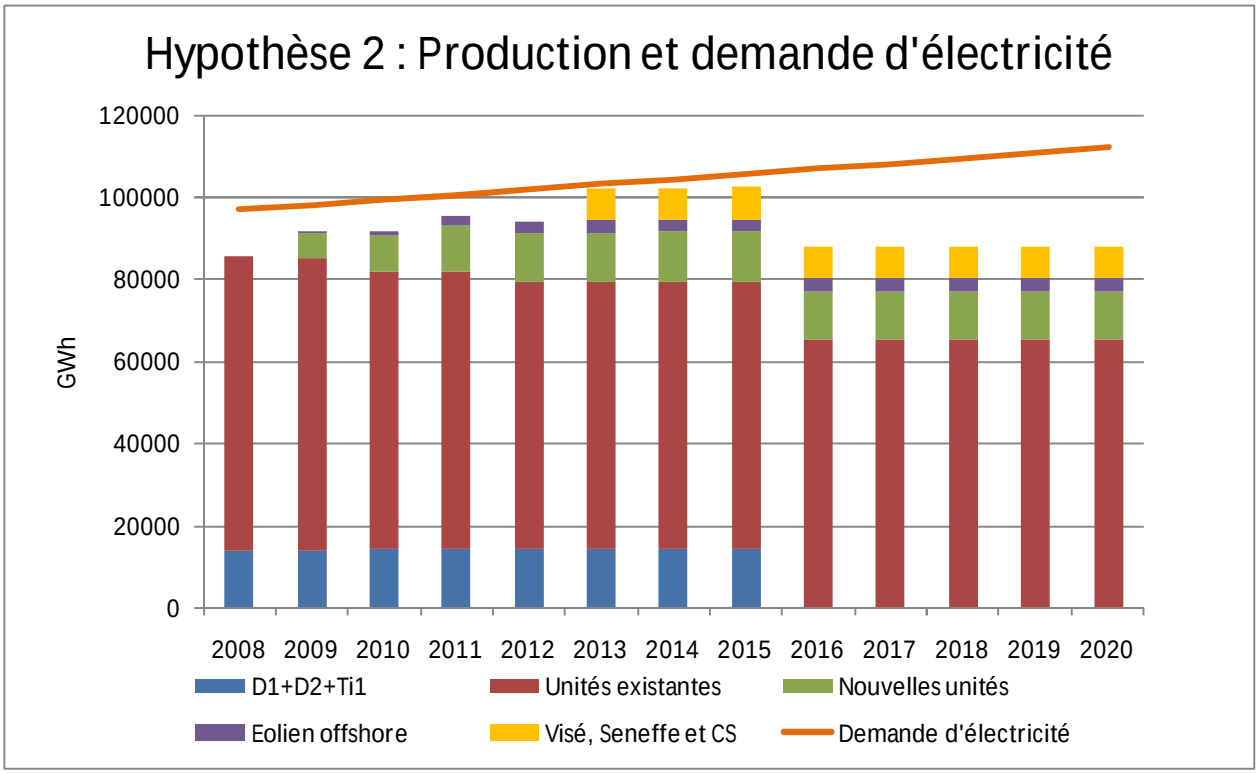
Crédit de capacité (MW)	2008	2015	2016	2020
D1+D2+Ti1	1609	1647	0	0
Unités existantes	12121	10184	10184	10184
Nouvelles unités	0	1910	1910	1910
Eolien offshore	0	338	338	338
Visé, Seneffe et CS	0	1316	1316	1316
Total	13730	15395	13748	13748

Production d'électricité (TWh)	2008	2015	2016	2020
D1+D2+Ti1	14	14	0	0
Unités existantes	71	65	65	65
Nouvelles unités	0	12	12	12
Eolien offshore	0	3	3	3
Visé, Seneffe et CS	0	8	8	8
Total	86	102	88	88

	2008	2015	2016	2020
Demande de pointe (MW)	15094	16285	16463	17196
Manque en MW TGV équivalent	1467	957	2919	3707
Demande d'électricité (TWh)	97	106	107	112
Manque en TWh	12	3	19	24




Hypothèse 2 : Crédit de capacité et demande de pointe
MW
20000
18000
16000
14000
12000
10000
8000
6000
4000
2000
0
2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017 2018 2019 2020
D1+D2+Ti1
Unités existantes
Nouvelles unités
Eolien offshore
Visé, Seneffe et CS
Demande de pointe


Hypothèse 2 : Production et demande d'électricité
GWh
120000
100000
80000
60000
40000
20000
0
2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017 2018 2019 2020
D1+D2+Ti1
Unités existantes
Nouvelles unités
Eolien offshore
Visé, Seneffe et CS
Demande d'électricité

Hypothèse 3

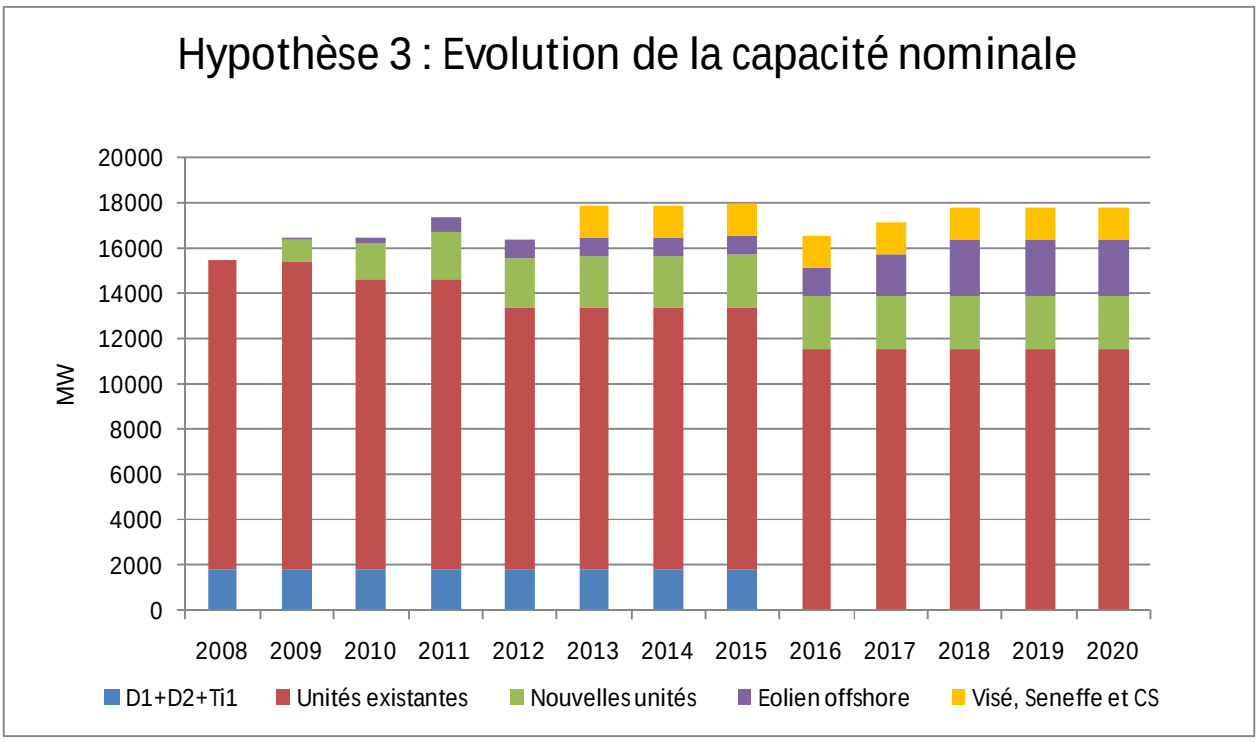
- mise hors service centrales nucléaires D1, D2, Ti1
- investissements décidés et probables
- mises hors service décidées et probables
- réalisation du projet Stevin et construction des parcs éoliens offshore connus

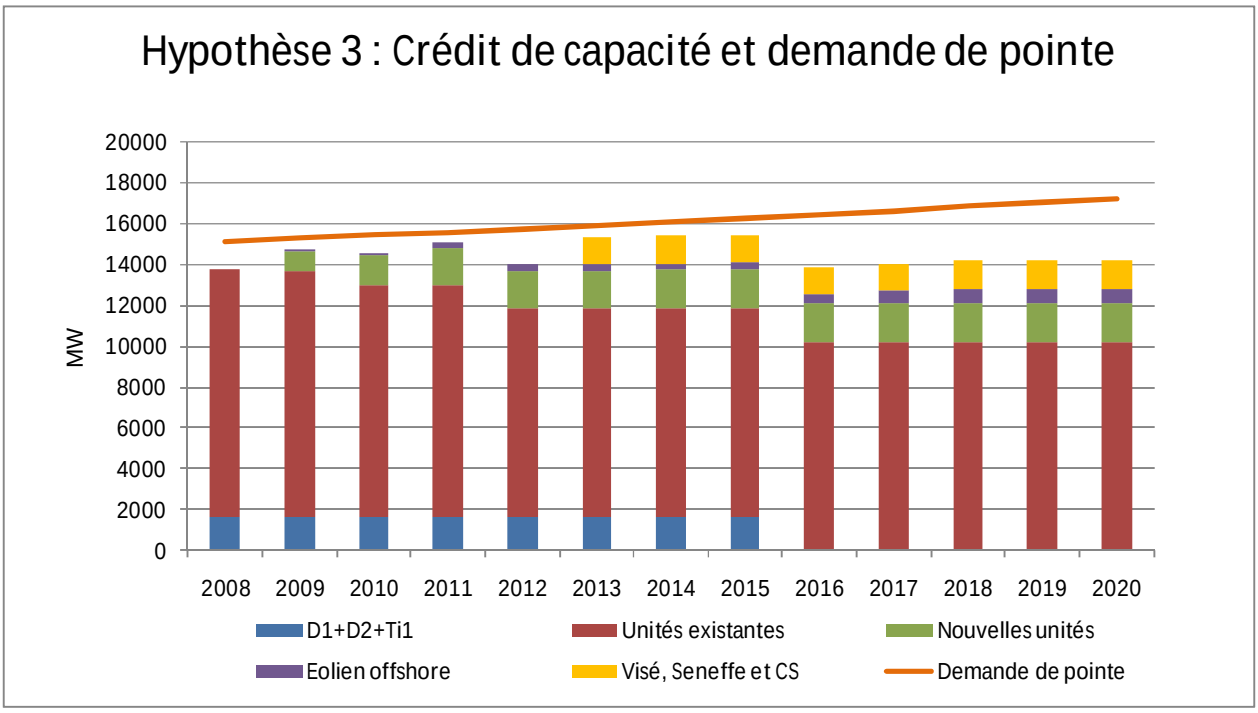
Capacité nominale (MW)	2008	2015	2016	2020
D1+D2+Ti1	1788	1830	0	0
Unités existantes	13665	11552	11552	11552
Nouvelles unités	0	2336	2336	2336
Eolien offshore	0	846	1286	2502
Visé, Seneffe et CS	0	1415	1415	1415
Total	15453	17978	16589	17805

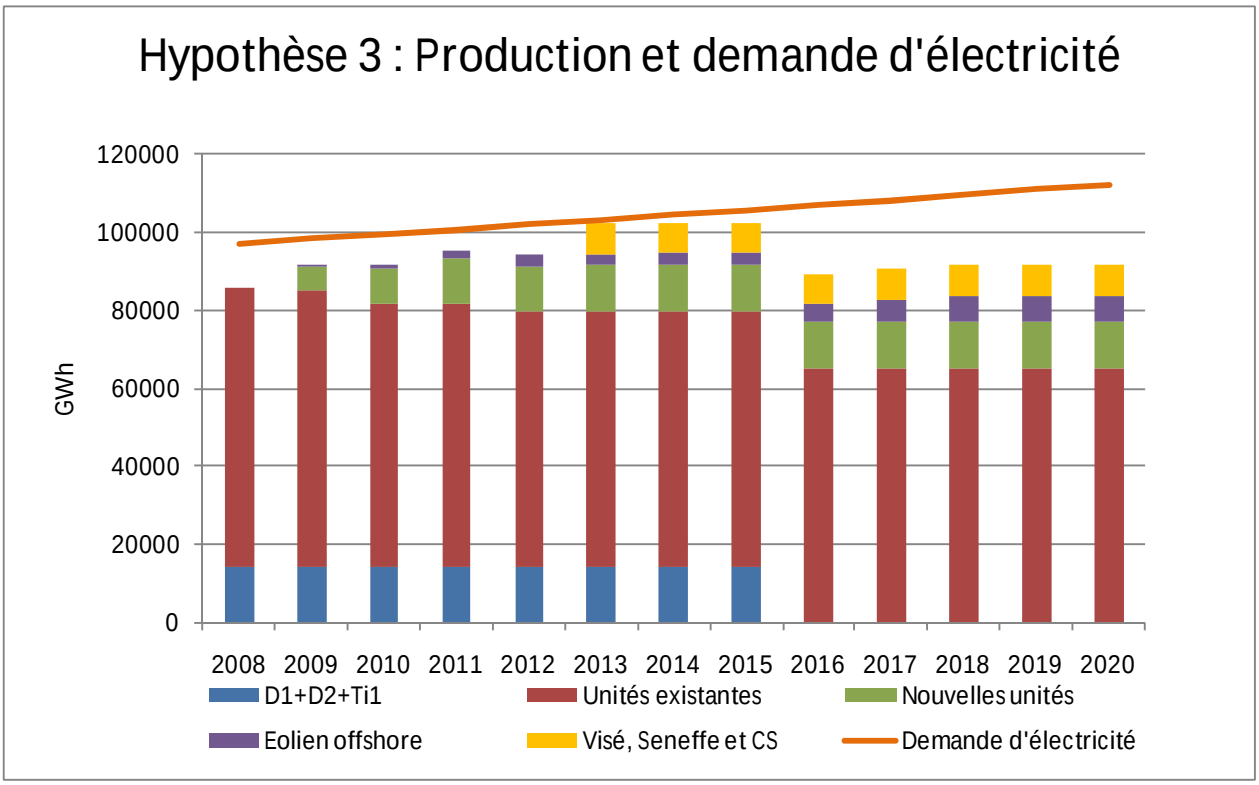
Crédit de capacité (MW)	2008	2015	2016	2020
D1+D2+Ti1	1609	1647	0	0
Unités existantes	12121	10184	10184	10184
Nouvelles unités	0	1910	1910	1910
Eolien offshore	0	338	480	751
Visé, Seneffe et CS	0	1316	1316	1316
Total	13730	15395	13890	14161

Production d'électricité (TWh)	2008	2015	2016	2020
D1+D2+Ti1	14	14	0	0
Unités existantes	71	65	65	65
Nouvelles unités	0	12	12	12
Eolien offshore	0	3	4	7
Visé, Seneffe et CS	0	8	8	8
Total	86	102	89	92

	2008	2015	2016	2020
Demande de pointe (MW)	15094	16285	16463	17196
Manque en MW TGV équivalent	1467	957	2767	3264
Demande d'électricité (TWh)	97	106	107	112
Manque en TWh	12	3	18	21




Hypothèse 3 : Crédit de capacité et demande de pointe
MW
20000
18000
16000
14000
12000
10000
8000
6000
4000
2000
0
2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017 2018 2019 2020
D1+D2+Ti1
Unités existantes
Nouvelles unités
Eolien offshore
Visé, Seneffe et CS
Demande de pointe


Hypothèse 3 : Production et demande d'électricité
GWh
120000
100000
80000
60000
40000
20000
0
2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017 2018 2019 2020
D1+D2+Ti1
Unités existantes
Nouvelles unités
Eolien offshore
Visé, Seneffe et CS
Demande d'électricité

Hypohèse 4

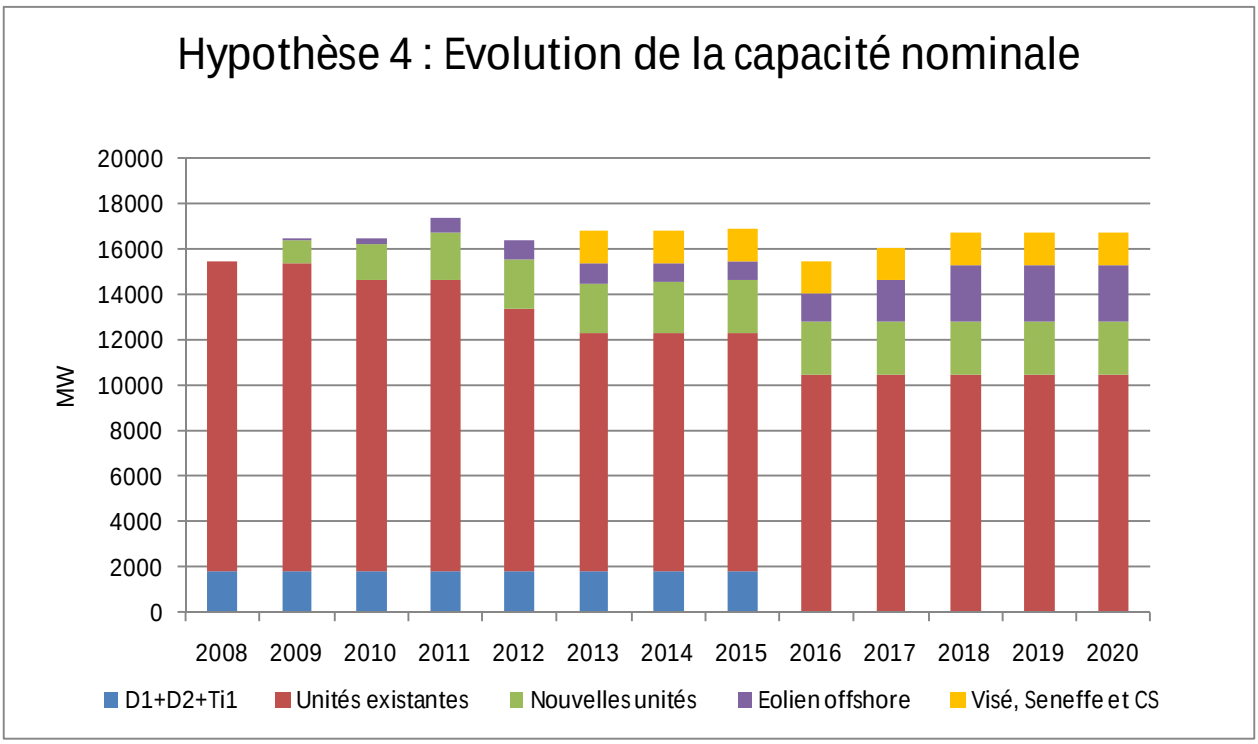
- mise hors service centrales nucléaires D1, D2, Ti1
- investissements décidés et probables
- mises hors service décidées, probables et possibles
- réalisation du projet Stevin et construction des parcs éoliens offshore connus

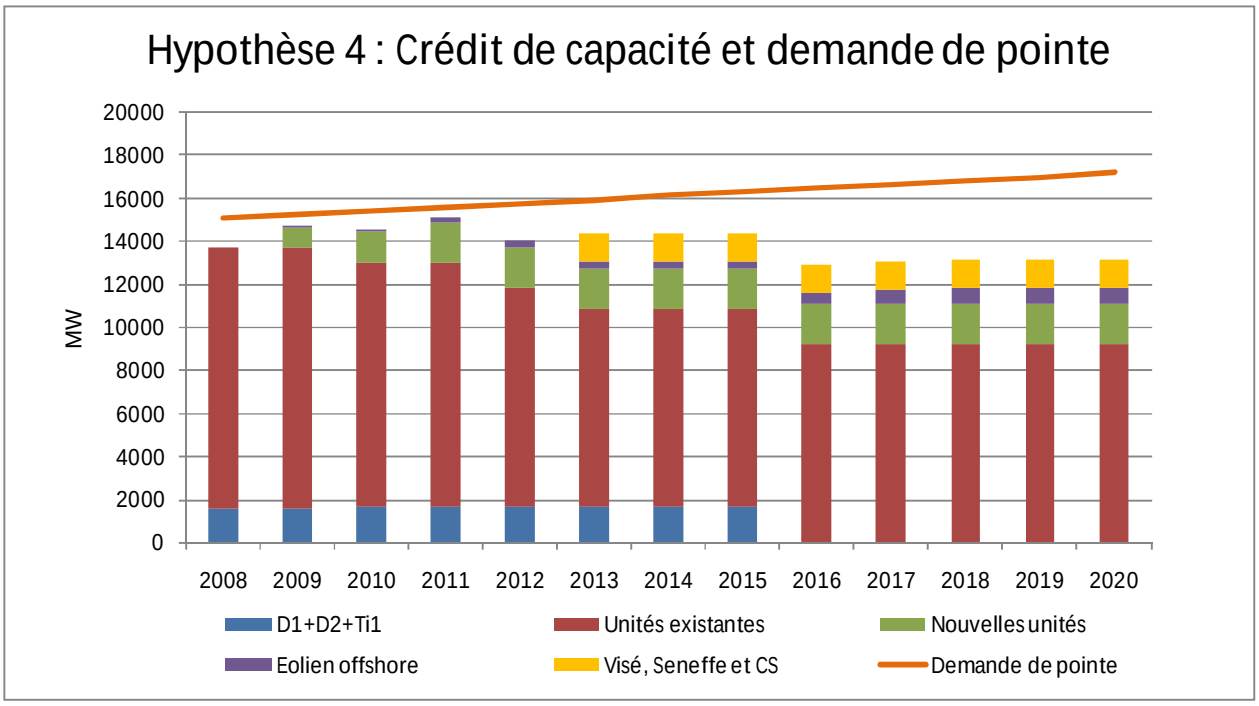
Capacité nominale (MW)	2008	2015	2016	2020
D1+D2+Ti1	1788	1830	0	0
Unités existantes	13665	10458	10458	10458
Nouvelles unités	0	2336	2336	2336
Eolien offshore	0	846	1286	2502
Visé, Seneffe et CS	0	1415	1415	1415
Total	15453	16884	15495	16711

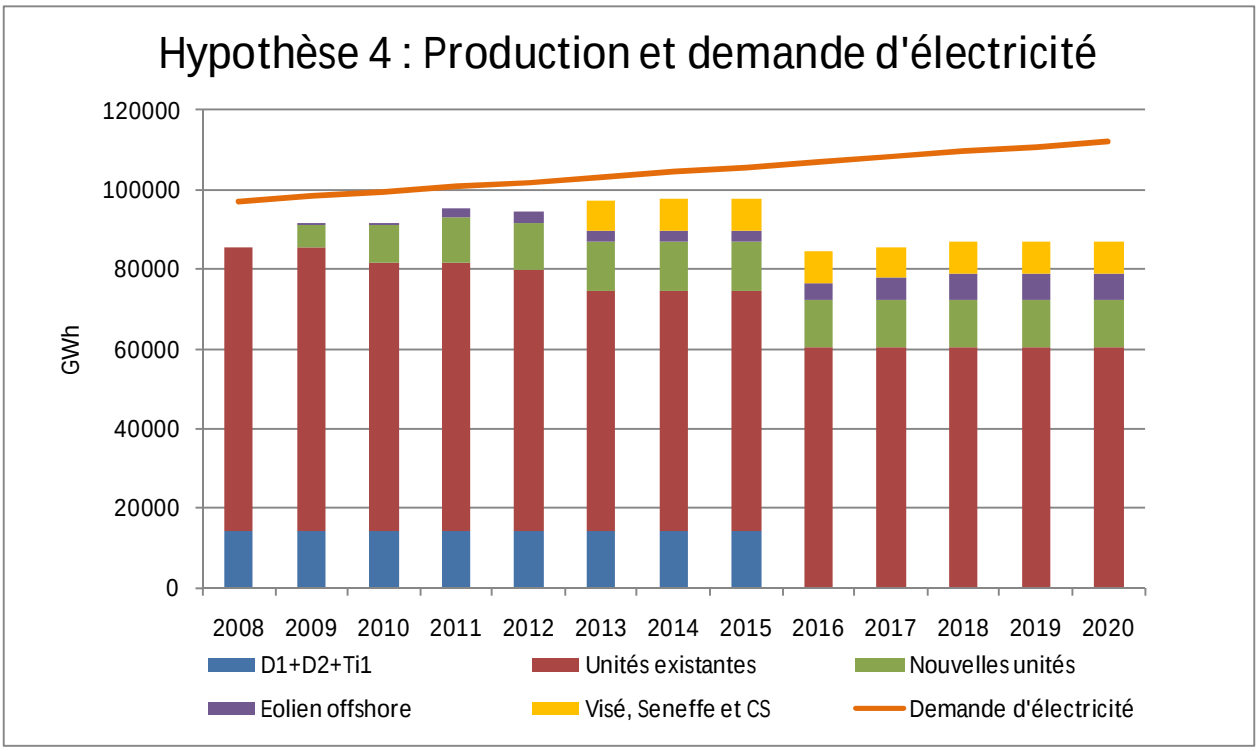
Crédit de capacité (MW)	2008	2015	2016	2020
D1+D2+Ti1	1609	1647	0	0
Unités existantes	12121	9215	9215	9215
Nouvelles unités	0	1910	1910	1910
Eolien offshore	0	338	480	751
Visé, Seneffe et CS	0	1316	1316	1316
Total	13730	14426	12920	13191

Production d'électricité (TWh)	2008	2015	2016	2020
D1+D2+Ti1	14	14	0	0
Unités existantes	71	60	60	60
Nouvelles unités	0	12	12	12
Eolien offshore	0	3	4	7
Visé, Seneffe et CS	0	8	8	8
Total	86	98	84	87

	2008	2015	2016	2020
Demande de pointe (MW)	15094	16285	16463	17196
Manque en MW TGV équivalent	1467	1999	3809	4306
Demande d'électricité (TWh)	97	106	107	112
Manque en TWh	12	8	23	25




Hypothèse 4 : Crédit de capacité et demande de pointe
MW
20000
18000
16000
14000
12000
10000
8000
6000
4000
2000
0
2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017 2018 2019 2020
D1+D2+Ti1
Unités existantes
Nouvelles unités
Eolien offshore
Visé, Seneffe et CS
Demande de pointe


Hypothèse 4 : Production et demande d'électricité
GWh
120000
100000
80000
60000
40000
20000
0
2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017 2018 2019 2020
D1+D2+Ti1
Unités existantes
Nouvelles unités
Eolien offshore
Visé, Seneffe et CS
Demande d'électricité

8. ANNEXE 5: STATUS AND PERSPECTIVES OF NUCLEAR REACTOR PRESSURE VESSEL LIFE EXTENSION UP TO 60 YEARS OPERATION IN BELGIUM

OPEN REPORT
SCK•CEN-BLG-1066

Status and Perspectives of Nuclear Reactor Pressure Vessel Life Extension up to 60 Years Operation in Belgium

E. Lucon, R. Chaouadi, M. Scibetta and E. van Walle

September, 2009

SMA/MCA
SCK•CEN
Boeretang 200
BE-2400 Mol
Belgium

© SCK•CEN
Studiecentrum voor Kernenergie
Centre d'étude de l'énergie Nucléaire
Boeretang 200
BE-2400 Mol
Belgium

Phone +32 14 33 21 11
Fax +32 14 31 50 21

http://www.sckcen.be

Contact:
Knowledge Centre
library@sckcen.be

		Date	Approval
Authors:	E. Lucon R. Chaouadi M. Scibetta E. van Walle	21/9/09 21/9/09 21/9/09 22/9/09	
Verified by:	G. Meskens	21/9/09	
Approved by:	E. van Walle	22/9/09	

RESTRICTED

All property rights and copyright are reserved. Any communication or reproduction of this document, and any communication or use of its content without explicit authorization is prohibited. Any infringement to this rule is illegal and entitles to claim damages from the infringer, without prejudice to any other right in case of granting a patent or registration in the field of intellectual property.
SCK•CEN, Studiecentrum voor Kernenergie/Centre d'Etude de l'Energie Nucléaire
Stichting van Openbaar Nut – Fondation d'Utilité Publique - Foundation of Public Utility
Registered Office: Avenue Herrmann Debroux 40 – BE-1160 BRUSSEL
Operational Office: Boeretang 200 – BE-2400 MOL

OPEN REPORT
SCK•CEN-BLG-1066

Status and Perspectives of Nuclear Reactor Pressure Vessel Life Extension up to 60 Years Operation in Belgium

E. Lucon, R. Chaouadi, M. Scibetta and E. van Walle

September, 2009
Status: Unclassified
ISSN 1379-2407

SMA/MCA
SCK•CEN
Boeretang 200
BE-2400 Mol
Belgium

86.

Table of contents

Executive summary 2
Keywords 2
Nomenclature 3
1 Introduction and Scope 7
1.1 References 8
2 Worldwide scenario with respect to NPP operation extension and license renewal 9
2.1 Introduction: current outlook of nuclear power energy in the world [2-1,2-2,2-3] 9
2.2 Situation of plant operation extension 9
2.2.1 United States [2-7] 10
2.2.2 France [2-9, 2-10] 10
2.2.3 Other European countries [2-12, 2-13] 11
2.2.4 Japan [2-17] 13
2.2.5 South Korea [2-18] 13
2.3 References 13
3 Similarities between US and Belgian units 15
3.1 Doel I (grid connection: 2/1975) 15
3.2 Doel II (grid connection: 12/1975) 15
3.3 Doel III (grid connection: 10/1982) 15
3.4 Doel IV (grid connection: 7/1985) 16
3.5 Tihange I (grid connection: 10/1975) 16
3.6 Tihange II (grid connection: 2/1983) 16
3.7 Tihange III (grid connection: 9/1985) 16
3.8 Summary 16
3.9 References 17
4 General principles of reactor pressure vessel surveillance 18
4.1 Introduction 18
4.2 Regulatory approach: "conventional" surveillance [4-1,4-2,4-3] 18
4.3 "Advanced" surveillance [4-7 to 4-15] 21
4.3.1 Load diagram approach [4-16] 22
4.3.2 Specimen reconstitution [4-17,4-18] 22
4.3.3 Direct fracture toughness measurements [4-19] 22
4.3.4 Modeling support 23
4.4 Concluding remarks 23
4.5 References 24
5 Overview of SCK•CEN expertise in the analysis of surveillance capsules and the assessment of RPV integrity 26
5.1 Belgian NPP's 26
5.2 Foreign NPP's 28
5.2.1 Spain 28
5.2.2 Switzerland 28
5.2.3 Argentina 28
5.2.4 Other foreign NPP's 29
5.3 Additional international expertise of SCK•CEN 30
5.4 References 31
6 Assessment of Belgian reactor pressure vessels 33
6.1 References 36
7 Conclusions 37
Additional general references on plant life management and extension 38

Executive summary

The GEMIX group is evaluating different energy policy options, including those that would require a modification of the 2003 Belgian Act, to allow extending the license of commercial Belgian Nuclear Power Plants. In this context, this document was prepared in support of the GEMIX report, in order to provide an expert opinion on the technical feasibility of extending the operating license of Belgian reactors beyond 40 years of operation.

The scope of this report is limited to a safety evaluation of the reactor pressure vessel (RPV) against neutron embrittlement, in the most severely irradiation region (beltline) and in the event of a pressurized thermal shock. The irreplaceable RPV is considered to be the most critical component for lifetime considerations of the nuclear power plant. However, an application for operation extension will also depend upon a number of additional considerations, including the technical assessment of other plant components, as well as non-technical arguments (e.g. political, environmental, economical, strategical...) that are outside the scope this report. In the hypothesis of a request for operation extension, it is the responsibility of the utilities to provide the safety authorities with an exhaustive dossier demonstrating that safe extended operation is guaranteed. The role of the safety authorities is to critically evaluate the safety dossier for eventually granting the operation extension.

Belgium is certainly not the only country in the world presently evaluating the possibility of extending the lifetime of its nuclear power plants. Indeed, this report gives a comprehensive overview of what is taking place in other countries worldwide with respect to operation extension. Moreover, a comparison is presented between Belgian reactors and similar US units that have been granted license extensions up to 60 years of operation by the American safety authorities. Among the 54 reactors that have already been granted a 60 license extension, 8 units present similarities with the Belgian plants.

Different concepts are needed to understand the regulatory aspects for the evaluation of RPV embrittlement. The assessment of reactor pressure vessel embrittlement is one of the expertise fields of SCK•CEN. All surveillance capsules that are used to monitor the vessel materials' degradation were tested at SCK•CEN. Moreover, beside the regulatory tests, for a number of years we have been applying the so-called "advanced surveillance" approach in order to better characterize the materials. Indeed, under the support of the utilities and of the Belgian government, advanced tools were developed at SCK•CEN not only to improve the physical understanding but also to enhance the safety assessment of the reactors. The analysis of all available Belgian surveillance data has also shown that the regulatory approach is often conservative, and additional safety margins can be identified.

Finally, although the RPV safety assessment can also be based on analytical embrittlement curves according to the legislation in force, by 2012 surveillance data corresponding to 60 or more years of operation will be available for all Belgian units (at the time of writing, such data are already available for Doel II). These are expected to confirm the favorable trends shown by our current regulatory analyses.

Keywords

GEMIX, nuclear power plant, license extension, reactor pressure vessel, embrittlement, safety assessment, surveillance program, advanced surveillance approach.

88.

Nomenclature/Glossary

AGR Advanced Gas-cooled Reactor
Second generation of British gas-cooled reactors, using graphite as the neutron moderator and carbon dioxide as coolant.

ASN Autorité de Sûreté Nucléaire (French Nuclear Safety Authority)

ARN Autoridad Regulatoria Nuclear (Argentinian Nuclear Safety Authority)

ART Adjusted Reference Temperature
Ductile-to-brittle transition temperature calculated by adding to the unirradiated value of RT_{NDT} (see), *the variation ΔRT_{NDT} caused by irradiation* (see) *and a margin term that accounts for experimental uncertainties.*

ASTM American Society for Testing and Materials (now ASTM International)
International standards organization that develops and publishes technical standards for a wide range of materials, products, systems, and services.

Beltline *In the reactor pressure vessel of a nuclear power plant, region which is nearest to the core, and therefore most heavily irradiated.*

BR2 Belgian Reactor 2
Material Testing Reactor located in Mol and operated by SCK•CEN.

BR3 Belgian Reactor 3
Located in Mol, it was the first PWR (pressurized water reactor) in Western Europe and it was also the first to be decommissioned.

BWR Boiling Water Reactor
Type of nuclear reactor where the heat produced by nuclear fission in the reactor core causes the cooling water to boil, producing steam, which is directly used to drive a turbine.

C1L/C2L *Denomination of the two base metals of the Tihange I unit*

Charpy test *It is a standardized high strain-rate (impact) test which determines the amount of energy absorbed by a material during fracture. This absorbed energy is a measure of a given material's toughness and acts as a tool to study temperature-dependent brittle-to-ductile transition. Test specimens are small bars, 55 mm long and with square cross section (10 mm × 10 mm), with a 2 mm-deep notch on one face. This test is included in the nuclear codes and regulations currently in force.*

CNEA Comisión Nacional de Energia Atómica
Argentinian governmental agency whose mission is the development and control of nuclear energy for peaceful purposes in Argentina.

CRIEPI Central Research Institute of Electric Power Industry
Comprehensive research organization for the electric utility industry in Japan.

CRP Coordinated Research Project
Research project, launched and financed by IAEA, that brings together research institutes in both developing and developed Member States to collaborate on the research topic of interest.

CSN Consejo de Seguridad Nuclear
Spanish Nuclear Safety Authority.

DOE Department of Energy (United States)

EDF Electricité de France
The main electricity generation and distribution company in France.

ENSI Swiss Federal Nuclear Safety Inspectorate

EPR European (or Evolutionary) Pressurized Reactor
Third generation pressurized water reactor, designed and developed mainly by Framatome (now Areva NP) and Electricité de France (EDF) in France, and Siemens AG in Germany.

EU European Union

IAEA International Atomic Energy Agency
International organization that seeks to promote the peaceful use of nuclear energy and to inhibit its use for military purposes.

INAP *Brazilian test reactor*

KAERI Korean Atomic Energy Research Institute
The sole professional research-oriented institute for atomic energy in South Korea.

KKL Kernkraftwerk Leibstadt
BWR reactor located in Leibstadt (Switzerland)

KKM Kernkraftwerk Mühleberg
BWR reactor located in Mühleberg (Switzerland)

KKP1 Kernkraftwerk Philippsburg/Rhine unit 1 (Germany)

KWO Kernkraftwerk Obrigheim (Germany)

LTO *Long Term Operation of nuclear power plants*

LWR Light Water Reactor
Nuclear power reactor type that uses light water (H_2O) as coolant and moderator; includes both PWR and BWR.

Magnox *Nuclear power reactor designed and is still in use in the United Kingdom. It was exported to other countries, both as a power plant, and, when operated accordingly, as a producer of plutonium for nuclear weapons. The name Magnox comes from the alloy used to clad the fuel rods inside the reactor.*

Master Curve *Analytical approach which allows analyzing a limited number of fracture toughness results, in order to derive the statistical distribution of the fracture toughness for a steel in the ductile-to-brittle transition region. It is presently standardized in the ASTM E1921 test standard.*

NA-SA Nucleoeléctrica Argentina S.A.
Argentinian government-owned company that manages the Atucha I and Embalse nuclear power plants and is responsible for the finalization of the Atucha II plant.

NPP *Nuclear Power Plant*

NRC National Regulatory Commission

US governmental commission that regulates commercial nuclear power plants and other non-military uses of nuclear materials, through licensing, inspection and enforcement of its requirements.

OECD Organization for Economic Co-operation and Development
International organization of 30 countries that accept the principles of representative democracy and free-market economy.

ORNL Oak Ridge National Laboratory
Multiprogram science and technology national laboratory managed for the United States Department of Energy by UT-Battelle.

PHWR Pressurized Heavy Water Reactor
Nuclear power reactor that uses heavy water (deuterium oxide D_2O) as its coolant and moderator. The heavy water coolant is kept under pressure in order to raise its boiling point, allowing it to be heated to higher temperatures without boiling, much as in a PWR.

PM1/PM2 *Denomination of the two base metals of Doel I and Doel II units*

PSR Periodic Safety Review
Systematic safety reassessment of a nuclear power plant, to assess the cumulative effects of plant ageing and plant modifications, operating experience, technical developments and siting aspects.

PTS Pressurized Thermal Shock
It is the shock experienced by a thick-walled vessel due to the combined stresses resulting from a rapid change of temperature (cooling) and/or pressure.

PWR Pressurized Water Reactor
Type of nuclear reactor where the primary coolant loop is superheated water under high pressure to prevent film boiling within the reactor.

R&D Research & Development

RBMK High Power Channel-type Reactor (in Russian)
Light water graphite-moderated nuclear power reactor built in the Soviet Union for use in nuclear power plants to produce nuclear power from nuclear fuel.

RPV Reactor Pressure Vessel
In a nuclear power plant, it contains the fuel and is made of thick steel plates or forgings that are welded together.

RT_{NDT} Reference Temperature for Nil Ductility Transition
For a steel, the ability to absorb energy during impact loading decreases with temperature. At a specific temperature, called RT_{NDT}, the ductility may suddenly decrease to almost zero and the material behaves in a fully brittle (fragile) manner.
In the unirradiated condition, RT_{NDT} is determined from impact (drop-weight and Charpy) test results. In the irradiated condition, RT_{NDT} is obtained by adding to the unirradiated value the variation of T_{41J} (ΔT_{41J}, see below) caused by irradiation.

ΔRT_{NDT} *Shift (variation) of the Reference Temperature for Nil Ductility Transition, caused by neutron irradiation*

RT_{To} *Alternative definition of RT_{NDT} (see), obtained by using direct fracture toughness measurements instead of Charpy impact test results*

SCK•CEN Studie Centrum voor Kernenergie / Centre d'Etudes Nucléaires
Belgian Nuclear Research Centre (http://www.sckcen.be)

STUK Radiation and Nuclear Safety Authority in Finland

T_0 *Temperature which corresponds to a fracture toughness reference level of 100 MPa√m, as determined using the Master Curve procedure*

ΔT_0 *Shift (variation) of the T_0 temperature, cause by neutron irradiation*

T_{41J} *Temperature which corresponds to an absorbed energy level of 41 J during Charpy impact testing. It is used for nuclear reactor pressure vessel steels, as an index of the transition from ductile to brittle behavior.*

ΔT_{41J} *Shift (variation), caused by neutron irradiation, of the temperature which corresponds to an absorbed energy level of 41 J during Charpy impact testing*

VVER-440 *Older type (before 1970) water-cooled, water-moderated energy reactor developed in the Soviet Union and used by Armenia, Bulgaria, China, Czech Republic, Finland, Hungary, India, Iran, Slovakia, Ukraine and the Russian Federation. (Also: WWER-440)*

VVER-1000 *Newer (after 1975) and larger type of VVER reactor. (Also: WWER-1000)*

1 Introduction and Scope

The objective of this report, prepared in support of the GEMIX group, is to provide an expert opinion on the technical viability of the reactor pressure vessels (RPV's) of the Belgian units for extended operation up to 60 years. It is important to emphasize that although safe operation of a Nuclear Power Plant (NPP) does not rely solely on this single component, the RPV is considered to be the most crucial component in the determination of the lifetime.

Historically, a 40 years license term for NPP's was selected by the American congress not on a technical basis but because this time period corresponds typically to the amortization period for an electrical power plant. Within the USA the 40 years license therefore represents the so-called end-of-life definition for the NPP [1-1].

In Belgium and in most European countries, end-of-life is not defined as such, and the license for plant exploitation is granted every time given for 10 years after being subjected to a Safety Assessment by the regulatory body [1-2]. As such, in the European perspective, the actual lifetime of the power plant can be potentially much higher than 40 years, on condition that safety can be guaranteed. This implies that all maintenance, parts replacement, periodic inspections, and any other required action are taken into account to ensure the safety of the plant.

As will be shown in this report, the development of an extended operation scheme for a nuclear power plant is a large project that is currently undertaken by several utilities around the world. Such projects, that have to meet the standards imposed by the safety authorities, generally include:

- a comprehensive evaluation of all components that can be potentially affected by ageing or obsolescence (including the RPV),
- the demonstration of the long-term safety of the nuclear power plant,
- the assessment of the impact of new requirements from the regulation,
- an investment plan including economical and social aspects.

In such projects, it is the role of the utilities to submit an exhaustive dossier to the safety authorities who have the responsibility to evaluate it and eventually grant extended operation.

In this report we focus on the integrity and safety assessment of the reactor pressure vessel, on account of the following three fundamental reasons.

- The vessel plays a major role in the safety of the plant as a confinement barrier and for ensuring the cooling of the core.
- It suffers degradation (embrittlement) due to neutron irradiation and thermal ageing. This degradation is monitored by means of a "surveillance program" (see Section 4) using mechanical specimens made of the vessel beltline[1] materials, that were inserted in the RPV when the reactor was put in operation.
- The replacement or damage recovery of the vessel is not feasible for technical and economic reasons, and therefore this component actually determines the life of the plant.

Indeed, the only part of the vessel that can be replaced is the vessel head (top cover). Although this part is not subjected to neutron embrittlement, stress corrosion problems have been reported and have led to its replacement (in Belgium for Tihange I and in the US for the Davis-Besse power plants, see [1-1]). These aspects should also be carefully considered for the Belgian NPP's, in the framework of extension of operation time, and a specific follow-up program for the Belgian vessel heads is in place.

In general, it should be stated that the operation extension is coupled to an investment plan which has to ensure the safety of the plant. Logically, the longer the extension period is expected to be, the more substantial the long-term investments will be.

[1] Materials from the most heavily irradiated region of the vessel (see also definition of "beltline" in the Nomenclature section on page 3).

Based on the previous considerations, it is clear that the operating life conditions of the plant are intrinsically linked to the justification of the use of the vessel.

More specifically, the aspect investigated in this report is the region of the RPV subject to the most intense neutron irradiation, the so-called "beltline", and in particular its safety in case of the most severe accidental condition, the Pressurized Thermal Shock (PTS). In this accidental scenario, cold water is injected in the core, which is located at the center of the RPV. This cools the vessel, while the pressure inside is maintained. The combined effect of internal pressure in the vessel containment, thermal stresses on postulated flaws and low temperatures in the RPV wall, combined with material degradation (embrittlement) due to long term neutron irradiation, could lead to the brittle rupture of the vessel [1-3]. This situation has to be avoided at all costs, and for this reason specific codes and regulations have been issued to deal with these circumstances.

In Section 2 we present an overview of the international situation on power plant operation extension. As will be shown, Belgium is not a particular case with respect to nuclear power plant operation extension. It is also interesting to identify some of the US units that are similar to Belgian reactors and examine their situation with respect to license renewal and extension; this will be treated in Section 3.

The basic principles of a surveillance program, which monitors the evolution of the material properties of the RPV, are outlined in Section 4.

Since SCK•CEN is very active in the domain of RPV integrity assessments, its internationally recognized expertise will be presented in Section 5.

Such expertise is available for our government as well as for our safety authorities, and is applied for an assessment of the Belgian reactor pressure vessels in Section 6.

Finally, conclusions are provided in Section 7.

1.1 References

[1-1] U.S. NRC, "Davis-Besse Reactor Pressure Vessel Head Degradation - Overview, Lessons Learned, and NRC Actions Based on Lessons Learned" (http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/nuregs/brochures/br0353/br0353r1.pdf).

[1-2] U.S. Nuclear Regulatory Commission, Office of the Inspector General, Semiannual Report to Congress, October 1, 2006 – March 31, 2007, NUREG-1415, Vol.19, No.2 (http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/nuregs/staff/sr1415/v19n2/sr1415v19n2.pdf)

[1-2] R. Gérard, "Survey of National Regulatory Requirements," AMES Report No.4, EUR 16305 EN, 1995, European Commission DG XI/C/2.

[1-3] Department of Energy Fundamentals Handbook, Material Science, "Pressurized Thermal Shock", MS-03, page 6, DOE-HDBK-1017/2-93. (http://www.tpub.com/content/doe/h1017v2/css/h1017v2_24.htm)

2 Worldwide scenario with respect to NPP operation extension and license renewal

2.1 Introduction: current outlook of nuclear power energy in the world [2-1,2-2,2-3]

In the world, there are currently 436 commercial nuclear power reactors operating in 30 countries, with a total capacity of 372 GW, providing about 15% of the world's electricity.

Sixteen countries depend on nuclear power for at least one quarter of their electricity. France gets around three quarters of its power from nuclear energy, while Belgium (58%), Hungary, Lithuania, Slovakia, South Korea, Sweden, Switzerland, Slovenia and Ukraine get one third or more. Japan, Germany and Finland get more than a quarter of their power from nuclear energy, while the USA gets almost one fifth.

As of 30 June 2009, 48 additional NPP's are in construction in 15 countries (13 of which in China, 8 in Russia and 6 in India) with an installed capacity of 42 GW. Additionally, some 16 countries with existing nuclear power programs have plans to build new power reactors (beyond those already under construction).

The International Atomic Energy Agency (IAEA) has significantly increased its projection of world nuclear generating capacity [2-4], anticipating now at least 70 new plants in the next 15 years, totaling 470 to 750 GW in place by 2030 - 27% to 103% more than actually operating in 2008. OECD estimates range up to 680 GW in 2030. The change is said to be based on specific plans and actions in a number of countries, including China, India, Russia, Finland and France, coupled with the changed outlook due to the Kyoto Protocol, available reserves in terms of fossil fuel and energy security. This would give nuclear power a 17% share in electricity production in 2020, with the fastest growth taking place in the Asian continent (China, India, South Korea, Japan).

In some countries, increased nuclear capacity is resulting from the uprating (i.e. increase of power) of existing plants: examples are several operating reactors in USA, Belgium, Sweden, Spain, Switzerland, Finland and Germany.

To date, 122 commercial power reactors have been retired from operation [2-5], based on economical, political or safety (technical) reasons. Many of these reactors are of very specific design, and cannot be directly compared with the Belgian units.

2.2 Situation of plant operation extension

The world's fleet of nuclear power plants is, on the average, more than 20 years old. Originally, most nuclear power plants had a nominal design lifetime not exceeding 40 years, but engineering assessments of many plants over the last decade have established that many can operate longer in a completely safe manner. The original 40-year term for reactor licenses was not imposed by limitations of nuclear technology, but rather determined by economic considerations. It can therefore be expected that many plants will be able to operate in excess of their design lives, provided that nuclear power plant operating companies demonstrate that the plant will operate safely, by analysis, trending, equipment and system upgrades, increased vigilance, testing and ageing management.

The technical and economic feasibility of replacing major reactor components, for example steam generators in Pressurized Water Reactors (PWR's) and pressure tubes in CANDU heavy water reactors, has been demonstrated [2-6]. However, if replacing the vessel became necessary, owners would have to weigh the project costs, including the time the reactor is out of service, against other generation options. Indeed, it could be more cost efficient to order a new reactor, and for this reason the RPV is considered irreplaceable: it represents the component that determines the lifetime of the whole plant. Other structures can be considered equally as critical as the RPV for its "survival", such as the concrete containment building or the loop piping. Moreover, in some cases seismic considerations (risks to the stability of the building and safety shut-down of the reactor in case of severe earthquakes,

as in the case of several Japanese plants) have justified the definitive closure and decommissioning of a plant.

The following subsections will briefly describe the status of NPP license renewal plans in different countries, with particular emphasis on the two cases which are most relevant to the Belgian situation: the United States (some reactors have identical or similar design as the Belgian units) and France (some Belgian RPV's were fabricated according to French specifications).

2.2.1 United States [2-7]

The USA has 104 nuclear power reactors distributed in 31 states and operated by 30 different power companies. Of these, 69 are Pressurized Water Reactors (PWR's) like the Belgian units and the remaining 35 Boiling Water Reactors (BWR's). In 2008, NPP's were responsible for almost 20% of the total energy generated. Of the 104 reactors, 69 are of PWR type and 35 of BWR type. They were all built between 1967 and 1990.

In 1974, the Nuclear Regulatory Commission (NRC) was established as a government agency responsible for the regulation of the nuclear industry, notably reactors, fuel cycle facilities, materials and wastes, as well as other civil uses of nuclear materials.

In March 2000, the NRC renewed the operating licenses of the two Calvert Cliffs units for an additional 20 years. As of June 2009, the NRC has extended from 40 to 60 years the licenses of 54 reactors, more than half of the US total. Currently, the NRC is examining license renewal application for 16 more units, while more than 15 additional applications are expected to be submitted by 2013. All or nearly all the operators of current reactors are expected to apply for 20-year extensions, by submitting to NRC general and technical information in compliance with specific prescriptions given in 10 CFR Part 54, "Requirements for Renewal of Operating Licenses for Nuclear Power Plants".

Recently, the NRC has launched a new oversight and assessment procedure for nuclear plants, yielding publicly-accessible information on the performance of plants in 19 key areas: 14 indicators on plant safety, 2 of radiation safety and 3 on security. Performance against each indicator is reported every three months on the NRC website (http://www.nrc.gov/) according to whether it is normal, attracting regulatory oversight, provoking regulatory action, or unacceptable (in which case the plant will probably be shut down).

Overall, the situation of the US nuclear fleet at the time of writing can be summarized as follows:

- 54 reactors have been granted 20-year license extension;
- 21 reactors are currently filed for license renewal;
- 23 reactors are expected to apply for license renewal.

Only 6 plants are currently expected to close down after 40 years of operation, without applying for license renewal, based on grounds of economical viability.

Currently, the Department of Energy (DOE), the NRC and industry are starting to consider what research needs to be conducted to determine the feasibility of keeping reactors operating beyond the 60 years timeframe ("life beyond 60"), for example up to 80 years operation [2-8]. Technical results of the research will indicate what the risks are for a reactor vessel of a given age, which would then trigger a policy decision on whether those margins are acceptable or not.

2.2.2 France [2-9, 2-10]

France has 59 nuclear reactors, all of PWR type like the Belgian units and operated by Electricité de France (EDF), with total capacity of over 63 GW, supplying 78% of the total electricity generated in the country.

96.

The present situation stems from the decision of the French government in 1974 (just after the first oil crisis) to expand rapidly the country's nuclear power capacity. This decision was taken in the context of France having substantial heavy engineering expertise but few indigenous energy resources. Nuclear energy, with the fuel cost being a relatively small part of the overall cost, made good sense in minimizing imports and achieving greater energy security.

In France there is no regulatory lifetime and a NPP can operate indefinitely, as long as all safety requirements are met. The National Safety Authority (ASN) can stop the operation of a reactor in case of danger to public safety or for protecting the environment.

French nuclear power plants were designed for an operating life of 40 years, that was considered the operating limit for critical (irreplaceable) components, such as the pressure vessel and the containment wall.

In the mid-90's, EDF launched, in collaboration with ASN, a project for the management of ageing phenomena concerning the reactors having reached their third 10-year inspection, or 30 years of operation.

For all 34 French reactors of the 900 MW class, which went into operation between 1977 and 1987, the periodic safety review (PSR) was launched in 2002 and concluded at the end of 2008; as a result, all the reactors had their lifetimes extended by 10 years beyond their third 10-year outage (30 years of operation). The oldest 18 will reach the 40-year mark between 2015 and 2020. EDF recently announced its plans for a further operation extension to 60 years [2-11].

The younger French reactors include 20 units of the 1300 MW class and 4 units of the 1500 MW class. In October 2006, ASN cleared the 1300 MW units to run for another 10 years, provided some modifications are made during their 20-year outages, which are planned in the period 2005-2014.

In France, 12 power reactors have been shut down and are being decommissioned. Among them, only the small prototype 305 MW Chooz-A unit was a PWR reactor. The remaining 11 were either Gas-Cooled Reactors (9), Gas-Cooled Heavy Water Reactors (1) or Fast Breeder Reactors (1).

2.2.3 Other European countries [2-12, 2-13]

In the *Czech Republic*, a 10-year extension to 40 years is under consideration for the four units of the Dukovany power station, which were commissioned between 1985 and 1987.

In *Finland*, the two units located in Loviisa have an expected operating lifetime of 50 years, though they were originally licensed for 30 years only. The Loviisa units are both of VVER-440 type (design typical of Eastern European reactors – not representative of Western-type units), which are known to suffer from material embrittlement problems due to neutron exposure in combination with high phosphorous content. They started operation in 1977 (Loviisa 1) and 1981 (Loviisa 2). A 20 year license extension was recommended by the Radiation and Nuclear Safety Authority (STUK) and granted in mid 2007, taking them to 2027 and 2030, subject to safety evaluation in 2015 and 2023.

The other two 870 MW reactors at Olkiluoto, which started up in 1979 and 1982, have had their license extended to 60 years, subject to safety evaluations every 10 years. In Olkiluoto, a third unit is currently under construction for a start-up in 2012; this will be a Generation III EPR reactor, which typically has a 60 year design lifetime.

Germany has 17 operating nuclear power plants, supplying about one quarter of the electricity. They came into commercial operation between 1975 and 1989. In October 1998, the coalition government changed the law to establish the eventual phasing out of nuclear power by closing all 17 reactors by 2021.

In May 2007, the International Energy Agency warned that Germany's decision to phase out nuclear power would limit its full potential to reduce carbon emissions "without a doubt." The agency urged the German government to reconsider the policy in the light of "adverse consequences".

Fuelling the dispute within the grand coalition government, a January 2007 report by Deutsche Bank warned that Germany will miss its carbon dioxide emission targets by a wide margin, face higher

electricity prices, suffer more blackouts and dramatically increase its dependence on gas imports from Russia as a result of its nuclear phase-out policy, if it is followed through. Meanwhile, the utilities expressed their intention to extend the lifetimes of all 17 reactors, first to 40 years and then individually seeking extensions to 60 years as in the USA.

Currently, life extension for nuclear plants hinges on whether Chancellor Angela Merkel's conservatives win a majority in the general elections which are due in September 2009.

In 2005, the Parliament of *Hungary* endorsed plans to extend the Paks 1-4 lifetimes by 20 years, up to 2032-37. License renewal is being sought accordingly. The four reactors, all of VVER-440 type, would have otherwise closed after 30 years [2-14,2-15].

The Netherlands have only one nuclear power plant in Borssele. It is a Siemens design plant, identical to many German reactors, it was connected to the grid in 1973 and supplies about 4% of the country's electricity. In 1994, the Dutch parliament voted to phase out the Borssele nuclear power plant by 2003. The government however ran into legal difficulties to implement that decision and in 2003, the ruling conservative government coalition moved the closure date back to 2013; in 2005 the phase-out decision was abandoned. Having been granted a license extension from 40 to 60 years, the reactor is now allowed to operate until 2034 on certain conditions: it would be maintained to the highest safety standards, and the stakeholders (Delta and Essent) agreed to invest EUR 250 million towards sustainable energy projects [2-16].

Russia, that currently has 31 operating reactors, is moving steadily forward with plans for a much expanded role of nuclear energy, doubling output by 2020. Nuclear electricity output has been rising strongly due to better performance of the nuclear plants, with capacity factors leaping from 56% to 76% 1998-2003 and then on to 79.5% in 2008. All current Russian reactors are of VVER-440 or VVER-1000 type, and are fundamentally different from typical Western-type LWR reactors.

Generally, Russian reactors are licensed for 30 years from first power. Late in 2000, plans were announced for operation extensions of twelve first-generation reactors of VVER-440 type, with an extension period between 15 to 25 years, necessitating major investment in refurbishing them. Many of these reactors have been thermally annealed, in order to recover at least part of the irradiation-induced embrittlement induced by the high phosphorous levels in the vessel materials. Generally, the VVER-440 and RBMK (light water graphite reactors) units will get 15-year life extensions and the nine VVER-1000 units 25 years. So far, 15-year extensions have been granted to Novovoronezh-3 & 4, Kursk-1, Kola-1 & 2 and Leningrad-1 & 2. Bilibino 1 & 2 have been given 5-year license extensions. Kola 3 & 4, Novovoronezh 5 and Beloyarsk 3 are next in line, together with six of the RBMK units.

In *Spain*, the license renewal for the Santa Maria de Garoña plant (in operation since 1968) came up for review in 2009. In June, the Nuclear Safety Council (CSN) recommended that a 10-year extension be granted up to 2019, stating that plant owner and operator Nuclenor had implemented a comprehensive work program to keep the 40-year old reactor fully serviceable. The Socialist government, that presently endorses a policy of closing down Spanish nuclear plants as early as possible, granted only a four-year license extension, up to 2013. In general, the commitment of the present government to the future of nuclear energy in Spain is still uncertain.

Sweden has 10 nuclear reactors, providing over 40% of its electricity. Earlier plans to shut down all Swedish reactors by 2010, largely in response to the Three Mile Island accident in the US, have been shelved as concerns for climate changes and security of supply grow. However, no extension to the 40-year operating lifetimes have been granted, and the reactors are due to close between 2012 and 2025. In February 2009, the Swedish coalition government announced plans to abolish the act banning construction of new nuclear reactors.

Switzerland has 5 operating nuclear power plants, that generate about 40% of its electricity. In 2003, by a two-thirds majority in a popular referendum, Swiss voters rejected two anti-nuclear proposals which were originally put forward in 1998, aimed at phasing out nuclear power by 2014.

The Swiss government announced early in 2007 that the existing five nuclear power reactors should be replaced in due course with new units. The currents units could close between 2019 and 2034, after an operational lifetime of 50 years.

The Nuclear Installations Inspectorate (NIL) of the *United Kingdom* granted in March 2009 the permission to run the Oldbury 1 plants for another two years; in December 2008, the Oldbury 2 plant was also approved to operate for another two years, instead of being closed down at the end of 2008. In June 2009, approval was granted to run the 1,000-MW Wylfa nuclear power station in Wales for at least nine months beyond its planned closure date of March 2010. It must be noted that the Oldbury and Wylfa reactors (4 units in total) are of Magnox type, that are cooled with CO_2, moderated with graphite, use natural (non-enriched) uranium as fuel and Magnox alloy (hence the name) as cladding. These reactors are therefore very different from the typical PWR reactor design of all the Belgian units.

British Energy's twin reactor Hartlepool power station, which began operation in 1984-85 and two Heysham 1 reactors, which opened in 1985-86, have been cleared by the safety regulator to run for another five years beyond their scheduled closure in 2014. These units are all of AGR type (advanced gas-cooled reactors using graphite as moderator), which is also significantly different from the PWR design of the Belgian reactors.

British Energy's new French owner EDF plans to decide by 2011 whether it wants to run the plants until 2019.

2.2.4 Japan [2-17]

As Japan has few natural resources of its own, it depends on imports for some 80% of its primary energy needs. The country's 53 reactors provide some 30% of the country's electricity and this is expected to increase to at least 40% by 2017. As at today, 3 units are under construction and 13 more are planned. Although detailed information about license renewal is not publicly available, it is known that several of the existing nuclear power plants are currently considering an extension of their operating lifetime up to 60 years or more.

2.2.5 South Korea [2-18]

In South Korea, the Ministry of Education, Science & Technology's third comprehensive nuclear energy development plan for 2007-11, projected that South Korea should develop its nuclear industry into one of the top five in the world, with about 60% of electricity from nuclear by 2035 (currently it's almost 40%). In the country's 2008 Energy Plan to 2030, the increase was quantified as ten or eleven new nuclear power units.

Currently, utilities are negotiating license renewals to extend 30-year operating lifetimes by ten years, starting with the oldest units (Kori-1 and Wolsong-1). This was successful for Kori-1, a Westinghouse type unit where a six-month upgrading and inspection outage in the second half of 2007 concluded a major refurbishment program and enabled its relicensing for a further ten years.

2.3 References

[2-1] http://www.world-nuclear.org/

[2-2] http://www.euronuclear.org/info/npp-ww.htm

[2-3] http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html

[2-4] " IAEA Revises Nuclear Power Projections Upward", Staff Report, 8 September 2009 (http://www.iaea.org/NewsCenter/News/2009/npprojections.html)

[2-5] http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html

[2-6] IAEA Nuclear Energy Series, "Heavy Component Replacement in Nuclear Power Plants: Experience and Guidelines", No. NP-T-3.2, International Atomic Energy Agency, Vienna, 2008 (http://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/Pub1337_web.pdf)

[2-7] http://www.world-nuclear.org/info/inf41.html

[2-8] Summary Report of the NRC/DOE Workshop on U.S. Nuclear Power Plant Life Extension Research and Development, "Life Beyond 60", February 19-21, 2008, Hyatt Regency, Bethesda, MD (http://sites.energetics.com/nrcdoefeb08/pdfs/Life%20After%2060%20Workshop%20Report.pdf).

[2-9] http://www.world-nuclear.org/info/default.aspx?id=330&terms=france

[2-10] Authorité de Surété Nucleaire, ASN "Dossier: La poursuite d'exploitation des centrales nucléaires", Coordinateur du dossier: Guilliaume Wack, 9 juin 2009 (http://www.asn.fr/sites/default/files/files/DOSSIER_CONTROLE_184_2.pdf).

[2-11] "EDF seeks 60-year lifetimes to boost revenues, postpone new reactors", Nucleonics Week, December 11, 2008.

[2-12] D. Fineren, "FACTBOX: European Nuclear Plant Life Extensions", 17 June 2009 (http://www.planetark.com/enviro-news/item/53381).

[2-13] http://www.world-nuclear.org/

[2-14] F.J. Blom, "Reactor pressure vessel embrittlement of NPP Borssele: Design lifetime and lifetime extension," Nuclear Engineering and Design, 237 (2007), pp. 2098-2104.

[2-15] T. Katona, A. Janosiné Biro, S. Ratkai, and A. Toth, "Lifetime-management and operational lifetime extension at Paks nuclear power plant," SMiRT-17, Paper #D02-2, 2003.

[2-16] O. Becker, H. Hirsh and A. Wenish, Paks NPP lifetime extension environmental impact assessment, Report to the Austrian government, Vienna, Ökologie Institut, (2006).

[2-15] http://www.world-nuclear.org/info/default.aspx?id=344&terms=japan

[2-16] http://www.world-nuclear.org/info/default.aspx?id=348&terms=south+korea

3 Similarities between US and Belgian units

Within the US fleet of nuclear reactors, we have identified several plants which bear substantial similarities to the 7 Belgian NPP's. Such commonalities were identified based on the following characteristics [3-1], listed in order of priority:

- chemical composition of the pressure vessel beltline materials, in terms of the alloying elements which most influence the sensitivity to radiation embrittlement (copper, nickel and phosphorous);
- plant age, as given by the date of grid connection;
- overall reactor design (Westinghouse, Framatome, Siemens etc).

Note that a similar exercise would have also been useful for the French reactors, considering the similarities with some of the most recent Belgian units. However, detailed and updated information on the French reactor fleet is not publicly available as in the case of the US plants.

3.1 Doel I (grid connection: 2/1975)

The base metals (PM1 and PM2) of Doel I are similar to those of three US reactors: R.E. Ginna, Turkey Point 3 and Prairie Island 2. These reactors are all from the late 60's (1969 – R.E. Ginna) or early 70's (1972 – Turkey Point 3 and 1974 – Prairie Island 2); for the third one, the vessel manufacturer is the same as for Doel I (Societé des Forges et Ateliers du Creusot). R.E. Ginna and Turkey Point 3 have been granted by NRC a 60y license renewal up to 2029 and 2032, respectively. For Prairie Island 2, license renewal has been requested in April 2008 and the application is under examination.

For the weld metal, similarities were identified with Sequoyah 2, which being relatively younger (1981) is currently licensed until 2021 and has not yet requested a license renewal from NRC.

All these US reactors share the same reactor design as Doel I (Westinghouse).

3.2 Doel II (grid connection: 12/1975)

The base metals (PM1 and PM2) of Doel II are similar to the base metal of Catawba 1 (grid connection in 1985). NRC granted this plant a 60y license renewal until 2043.

The low copper weld metal resembles that of Calvert Cliffs 1 (similar age also: grid connection in 1974), which was granted the 60y license renewal until 2034.

As far as the high copper weld metal is concerned, the closest match is Sequoyah 1, that started operation in 1980 and has not yet requested a license renewal.

Both Catawba 1 and Calvert Cliffs 1 have the same reactor design as Doel II (Westinghouse).

3.3 Doel III (grid connection: 10/1982)

The base metal has similar chemical composition to that of 5 US reactors, namely:

- Turkey Point 3 (grid connection: 1972)
- Kewaunee (grid connection: 1973)
- Point Beach 2 (grid connection: 1973)
- Turkey Point 4 (grid connection: 1973)
- Braidwood 2 (grid connection: 1988)

The first 4 have all been granted 60y license renewals by NRC, while the last one has not formulated an official request yet.

The weld metal of Doel III is similar to the one of Catawba 1, which has similar age (1985) and has been granted 60y license renewal until 2043.

3.4 Doel IV (grid connection: 7/1985)

The two base metals (core shell and transition ring) of Doel IV bear similarities to the base metals of Braidwood 1 (1987), Byron 1 (1985) and Byron 2 (1987). The three US units have not yet submitted an application for license renewal, and all share the same reactor design as Doel IV (Westinghouse).

The weld metal of Doel IV has no direct equivalent among the US reactors.

3.5 Tihange I (grid connection: 10/1975)

For the base metals C1L and C2L, the closest matches are R.E. Ginna (1969) and Prairie Island 2 (1974); the former has obtained the 60y license renewal, while an application for the latter was submitted to NRC in April 2008. The C1L material is also similar to the base metal of Turkey Point 3 (1972 – renewal granted until 2032), Turkey Point 4 (1973 – renewal granted until 2033), Point Beach 2 (1973 – renewal granted until 2033), Kewaunee (1973 – renewal requested in August 2008), and Braidwood 2 (1988 – renewal not requested yet).

The weld metal of Tihange I can be compared to that of Prairie Island 2 (1974 – renewal requested in April 2008) and North Anna 2 (1980 – license renewal granted until 2040).

3.6 Tihange II (grid connection: 2/1983)

The base metal of Tihange II can be compared with the base metal of 7 US reactors, namely:

- R.E. Ginna (1969): license renewed for 60y until 2029;
- Turkey Point 3 (1972): license renewed for 60y until 2032;
- Turkey Point 4 (1973): license renewed for 60y until 2033;
- Kewaunee (1973): 60y license renewal requested in August 2008;
- Point Beach 2 (1973): license renewed for 60y until 2033;
- Braidwood 2 (1988): no application submitted yet.

As far as the weld metal is concerned, similarities were found with Vogtle 1, which started operation in 1987 and was granted a license renewal for 60y until 2047.

3.7 Tihange III (grid connection: 9/1985)

We were unable to find any close match among the US reactors for either the base or the weld metals of Tihange III.

3.8 Summary

The overall situation is summarized in Table 1.

102.

Table 1 - Comparison between Belgian NPP's and similar US reactors.

Belgian unit	Grid connection	Beltline material	Similar US units	Grid connection	License status for US units
Doel I	02/1975	Base	Ginna	1969	60y license granted
			Turkey Point 3	1972	60y license granted
			Prairie Island 2	1974	60 y license requested (4/08)
		Weld	Sequoyah 2	1981	Renewal not requested yet
Doel II	12/1975	Base	Catawba 1	1985	60 y license granted
		Weld low Cu	Calvert Cliffs 1	1974	60 y license granted
		Weld high Cu	Sequoyah 1	1980	Renewal not requested yet
Doel III	10/1982	Base	Turkey Point 3	1972	60y license granted
			Turkey Point 4	1973	60y license granted
			Point Beach 2	1973	60y license granted
			Kewaunee	1973	60 y license requested (8/08)
			Braidwood 2	1988	Renewal not requested yet
		Weld	Catawba 1	1985	60 y license granted
Doel IV	07/1985	Base (core shell)	Braidwood 1	1987	Renewal not requested yet
			Byron 2	1987	Renewal not requested yet
		Base (trans.ring)	Byron 1	1985	Renewal not requested yet
			Braidwood 1	1987	Renewal not requested yet
Tihange I	10/1975	Base (C1L)	Ginna	1969	60y license granted
			Turkey Point 3	1972	60y license granted
			Turkey Point 4	1973	60y license granted
			Point Beach 2	1973	60y license granted
			Kewaunee	1973	60 y license requested (8/08)
			Prairie Island 2	1974	60 y license requested (4/08)
			Braidwood 2	1988	Renewal not requested yet
		Base (C2L)	Ginna	1969	60y license granted
			Prairie Island 2	1974	60 y license requested (4/08)
		Weld	Prairie Island 2	1974	60 y license requested (4/08)
			North Anna 2	1980	60 y license granted
Tihange II	2/1983	Base	Ginna	1969	60y license granted
			Turkey Point 3	1972	60y license granted
			Turkey Point 4	1973	60y license granted
			Point Beach 2	1973	60y license granted
			Kewaunee	1973	60 y license requested (8/08)
			Braidwood 2	1988	Renewal not requested yet
		Weld	Vogtle 1	1983	60 y license granted

Table 1 shows that, among the 54 US reactors that have already been granted for license renewal up to 60 years operation, eight units (Ginna, Turkey Point 3, Turkey Point 4, Point Beach 2, Calvert Cliffs 1, North Anna 2, Vogtle 1 and Catawba 1) are similar to the Belgian reactors.

3.9 References

[3-1] U.S. NRC, Reactor Vessel Integrity Database Version 2.0.1 (http://www.nrc.gov/reactors/operating/ops-experience/reactor-vessel-integrity/database-overview.html)

4 General principles of reactor pressure vessel surveillance

4.1 Introduction

The previous Sections presented an overview of the international situation with regard to operation extension of nuclear power plants and a comparison between Belgian reactors and similar US units.

It must be emphasized that one of the basic conditions for requesting and eventually being granted an extension of the operating license, is to demonstrate the safety of the reactor pressure vessel up to the projected lifetime.

The reactor pressure vessel surveillance program, which will be outlined in this Section, provides engineers, plant operators and safety authorities the necessary information about the future integrity of the pressure vessel by anticipating the evolution of the mechanical properties of the pressure vessel beltline materials as they change (and typically degrade) due to neutron exposure. This allows bringing into play in a timely fashion solutions for possible future problems, for example by adopting mitigation measures such as neutron fluence reduction. Reactor pressure vessel surveillance programs form a legal part of the safety evaluation of NPP's.

The "conventional" surveillance outlined in Section 4.2 consists in tests and measurements prescribed by the current codes and regulations in order to exclude brittle failure of the vessel even under the most severe accidental condition. This approach mainly reflects the state of scientific knowledge during the 70's and 80's, when the discipline of fracture mechanics was still in its prime. The "conventional" surveillance is part of the legislation currently in force.

The "advanced" surveillance approach addressed in Section 4.3 takes advantage of the most recent advances in the analysis and interpretation of mechanical test results, with specific emphasis on the direct measurement of the fracture toughness of the RPV beltline materials. The main advantage is that fracture toughness properties are not inferred from Charpy data, as in the case of the "conventional" approach.

These methodologies, although still not fully adopted by the current legislation, represent the direction that RPV integrity assessments will take in the years to come. As such, they have been consistently applied by SCK•CEN in the last decade in the analysis of surveillance capsules from all Belgian units.

Note that corrosion-related considerations are not addressed in this section.

4.2 Regulatory approach: "conventional" surveillance [4-1,4-2,4-3]

The surveillance program of a nuclear power plant consists of inserting capsules into the RPV, containing test specimens of the same materials (plate, forging, weld) used for the vessel, in order to monitor the materials' degradation under neutron exposure. Temperature and neutron flux monitors are also inserted in the capsules.

In order to anticipate any action that would become necessary, the capsules are inserted in a region closer to the core than the vessel wall itself. This way, the irradiation dose at the surveillance capsule position is substantially higher (generally by a factor of 2-3) than at the vessel wall and allows predicting material behavior and if needed anticipating mitigation measures. For instance, assuming an anticipation factor of 3, specimens contained a surveillance capsule extracted after 13 years in the reactor, would be representative of the mechanical behavior of the vessel beltline material after 39 years of reactor operation. The capsules are regularly retrieved and analyzed in order to follow up the materials' degradation.

104.

Surveillance capsules contain a number of Charpy impact specimens, as well as tensile specimens to be tested for measuring the materials' mechanical strength.

The Charpy impact test consists of testing at different temperatures small bars with a V-shaped notch on one side and plotting the absorbed energy (i.e. energy needed to break the specimen) as a function of test temperature.

At low temperatures, the fracture is brittle and therefore requires little energy; as temperature increases, the fracture changes from brittle to mixed ductile-brittle and finally fully ductile, with the absorbed energy increasing accordingly. A ductile-to-brittle transition temperature can thus be obtained, to be used to characterize the material's fracture resistance. However, this simple test does not allow a direct access to structural integrity parameters such as fracture toughness, but relies on empirical correlations with actual fracture toughness parameters. Note that the operating temperature of PWR's such as the Belgian units is in the range 285-300°C, which implies that the materials are operating in fully ductile conditions under normal operating conditions.

Under irradiation, the material becomes harder and the ductile-to-brittle transition temperature increases (the energy vs. temperature curve shifts to higher temperatures). It is essential to verify that this "new" transition temperature does not jeopardize the safe operation of the reactor and remains safely below a limiting value prescribed by the legislation.

Charpy specimen results are used to draw the so-called transition curve. An example is given in Figure 1, which shows the absorbed energy transition curve before and after irradiation.

Due to space limitations inside the pressure vessel, the surveillance capsules cannot contain large samples or a large number of test specimens. Therefore, the determination of the RT_{NDT}, the nil ductility transition reference temperature which indexes the material's fracture toughness curve before and after irradiation, is indirectly derived from the Charpy impact transition curve. The legislation, based on the analysis of a large database of experimental results [4-4], assumes that the shift of the Charpy impact transition curve at an absorbed energy level of 41 J (T_{41J}) is equal to the shift of the RT_{NDT} (Figure 2).

In other words, the fracture toughness of the RPV beltine materials is not measured directly, but inferred from existing lower bound curves (i.e. the most conservative curves) based on the values of RT_{NDT} after irradiation. These are obtained by adding to the values of RT_{NDT} for the unirradiated materials, the increase of T_{41J} measured on the irradiated materials by means of Charpy tests (as illustrated in Figure 2) [4-5].

The safety of the RPV, in case of PTS event, is ensured as long as RT_{NDT} remains below a limiting value prescribed by the applicable legislation (PTS screening limit, represented by the black curve in Figure 2) [4-6].

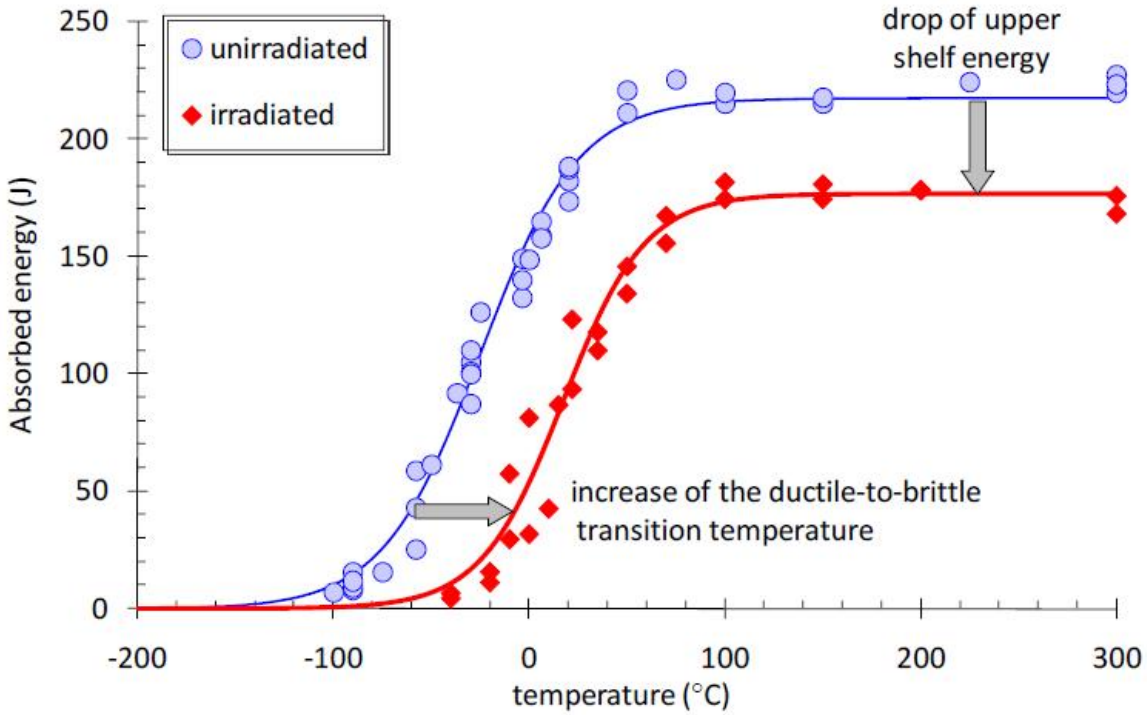


Figure 1 - Illustration of the effect of irradiation on the absorbed energy transition curve.

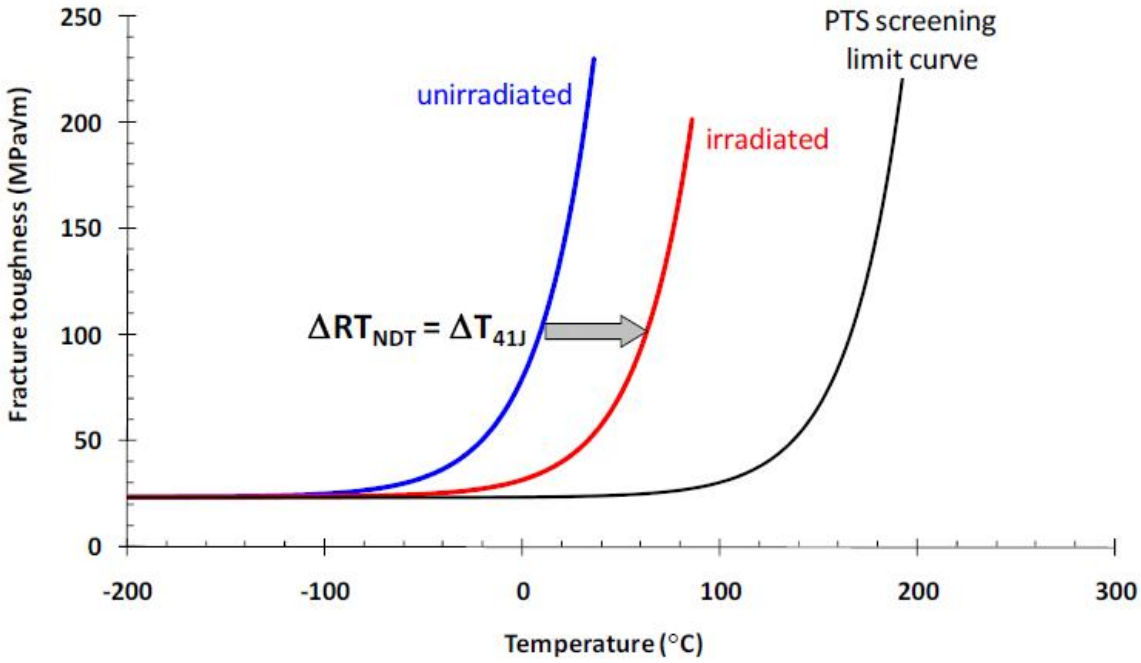


Figure 2 - Illustration of the effect of irradiation on the fracture toughness according to the current legislation. The limit curve given by the legislation, that corresponds to the PTS screening limit, is also shown.

106.

4.3 "Advanced" surveillance [4-7 to 4-15]

"Conventional" surveillance to monitor RPV degradation relies on knowledge and technology available at the time second generation NPP's entered operation (late 80's). As the safe exploitation of the reactor pressure vessel is a major concern in nuclear power plant life management and could be a limiting factor for extended operation, a large amount of research activities were undertaken worldwide to verify and improve the regulatory methodology.

Indeed, there is a worldwide effort towards improving nuclear safety regulations through the improvement of current understanding. Consequently, research and development should be pursued at a high scientific level in research institutes and regulatory bodies should be able to follow up the scientific developments.

In Belgium, the general philosophy of the utilities has always been to anticipate any potential problem and this is the reason why the regulatory surveillance program is nowadays on a regular basis coupled to additional investigations ("advanced" surveillance) to support the concept of "defense in depth". This approach has proven very effective in improving the quality of RPV assessments based on more physical principles, although it has not yet been adopted by the legislation currently in force.

SCK•CEN has contributed to and keeps actively participating in related R&D activities, ranging from fundamental to applied research. These techniques allow:

- generating additional data to consolidate the surveillance program (e.g. hardness, instrumented Charpy test, tensile test on miniature specimens and reconstitution);
- improving the understanding of RPV degradation mechanisms to complement embrittlement trend curves which are empirical models currently used in the regulation (e.g. microstructural investigations, micro-mechanical modeling and multi-scale modeling using computer simulation tools);
- directly measuring the fracture toughness of the material using small specimens, thus avoiding some of the empiricism entailed by the current regulation and relying on physically based data (such as the Master Curve technique, see Section 4.3.3 below).

This so-called "advanced" (or "enhanced") surveillance strategy was developed at SCK•CEN more than a decade ago to improve understanding of the materials' evolution under neutron irradiation, and has since been internationally acknowledged.

As a consequence, rather than limiting the test program to the regulatory requirements, additional tests are performed together with specific interpretation tools to achieve a better knowledge and quality control of all the available data. As a result, usually, the number of tensile tests is increased to cover a larger temperature range. Moreover, thanks to specimen reconstitution, additional samples are tested for fracture toughness evaluation. Finally, it is important to notice that a number of tools were developed to help understanding the relation between the various properties, which further enhanced the quality control of the various parameters. An extensive effort was also devoted to modeling irradiation effects to rationalize the experimental observations.

It should be emphasized that the "conventional" approach prescribed by the regulation is semi-empirical based and is intentionally associated to a high level of conservatism. The advanced surveillance program, which is based on a physics approach, provides a better insight on the surveillance results. Indeed, should the results of the "conventional" surveillance be non-conservative, the "advanced" approach would also demonstrate it.

Some aspects of the advanced surveillance approach which are bound to have a significant impact on the current and near-future developments of the legislation are described in the following subsections.

4.3.1 *Load diagram approach* [4-16]

One of the key mechanical tests used in the regulation is the Charpy impact test. However, the "simplified" approach adopted by the regulation in the framework of the "conventional" surveillance has sometimes proven to be inaccurate and therefore SCK•CEN has developed, under the partial sponsorship of Electrabel/Tractebel, physically-based tools allowing a better analysis and interpretation of the test results.

The load diagram approach takes benefit from the available instrumented Charpy data to build a consistent picture where tensile and instrumented Charpy information are combined in a single physically-based diagram. These tools do not only allow the extraction of additional information on the tested material but also provide a quality control method of the test results. Although the current regulation does not prescribe this type of analyses, this is nowadays performed for all Belgian capsules mainly as a support to the conventional approach.

Nowadays, Belgium is the only country worldwide where such an in-depth analysis of the experimental data with physically-based tools is available.

4.3.2 *Specimen reconstitution* [4-17,4-18]

The amount of available specimens in the surveillance capsules is usually limited. Therefore, in order to optimize material consumption, we developed at SCK•CEN a reconstitution technique that allows obtaining new test specimens from previously broken ones.

Reconstitution not only allows to increasing the number of Charpy specimens if needed, but more importantly to perform fracture toughness tests in order to directly measure the actual fracture toughness transition curve as well as the crack resistance curve under fully ductile conditions (see below).

4.3.3 *Direct fracture toughness measurements* [4-19]

Structural integrity calculations rely on parameters such as the fracture toughness of the material, i.e. the property which describes the ability of a material containing a crack to resist fracture.

For a given material, if the temperature dependence of the fracture toughness is known, one can determine the region of safe operation where the loading conditions are such that the structure remains below a "critical" level of toughness (i.e. at one temperature, the maximum value of loading that can be sustained before fracture occurs).

To determine such a curve, the specimen size that is required is too large to be inserted in a surveillance capsule. Consequently, according to the legislation, this curve is indirectly determined from testing Charpy impact specimens and then applying a semi-empirical procedure described in the regulatory codes.

However, advances in fracture toughness testing and evaluation allow nowadays establishing this curve directly, by measuring the fracture toughness as a function of temperature using small size specimens. Specific tools have been established and validated on a large experimental database, allowing to correlate between small-size samples and real structures and components.

Moreover, thanks to the reconstitution technology, fracture toughness samples can be manufactured using previously broken Charpy specimens. Such direct fracture toughness measurements on reconstituted Charpy specimens are routinely performed at SCK•CEN.

Once experimental results are obtained, the so-called Master Curve (MC) concept [4-20] allows the determination of the median toughness curve as a function of temperature, taking into account the inherent scatter which is typical of the ductile-to-brittle transition regime. This curve can be directly used in structural integrity calculations.

Not only these measurements provide a more direct determination of the ductile-to-brittle transition temperature, but it was also found that usually this approach provides additional safety margins with respect to the regulation limits (see also Figure 6 on page 35) [4-15].

An illustration is given in Figure 3 where it can be seen that often, both the initial RT_{NDT} and the shift of the transition curve can be overestimated. Note that, in the case of direct fracture toughness measurements, the temperature corresponding to a reference toughness level of 100 MPaVm is used as the equivalent of the Charpy-based reference temperature T_{41J}.

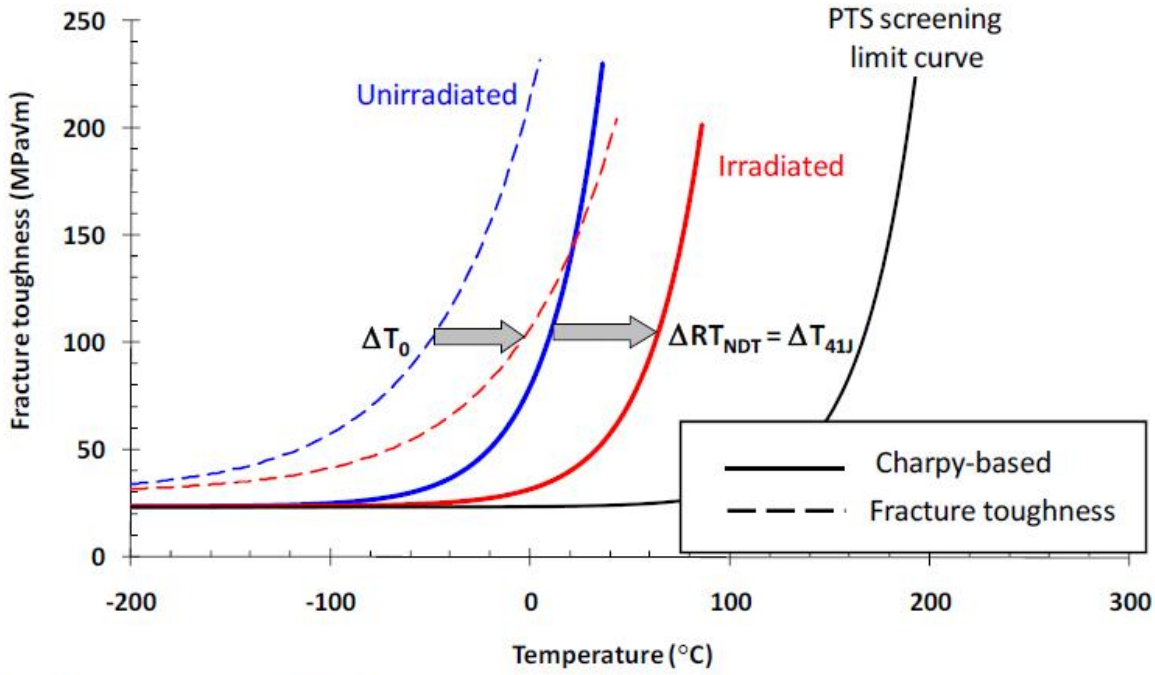


Figure 3 - Illustration of the effect of irradiation on the fracture toughness transition curve using the conventional (Charpy-based) and the advanced (fracture toughness) approach, showing the additional margin allowed by the latter.

4.3.4 Modeling support

Regardless of the available experimental data, it is important to verify that the effects of irradiation are well accounted for and that they do not deviate from trends that were obtained on similar materials.

The regulatory guides simple semi-empirical formulas to evaluate the expected embrittlement of vessel materials. The proposed formulas are all based on the regression of databases consisting of specific experimental data (US, French etc).

SCK•CEN has developed a model that relies on the physics and on our current understanding of radiation damage, therefore avoiding the use of empirical trend curves and with an extended application domain. The model also provides additional support to the obtainment and interpretation of experimental data and therefore contributes to the quality control of the results.

4.4 Concluding remarks

In Belgium, the application of both the "conventional" (legislation-based) and the "advanced" (research-based) surveillance to monitor RPV degradation provides a better insight in the phenomena associated with material embrittlement and offers furthermore a quality control tool for the

experimental data. The combination of all available information, usually not implemented in current practices, provides an integrated package with solid physical basis in view of a more accurate interpretation of the results.

4.5 References

[4-1] "Status of USA nuclear reactor pressure vessel surveillance for radiation effects," ASTM Special Technical Publication, STP 784, Lendell E. Steele, Ed., 1983.

[4-2] "Radiation embrittlement and surveillance of nuclear reactor pressure vessels: and International Study," ASTM Special Technical Publication, STP 819, Lendell E. Steele, Ed., 1983.

[4-3] "Radiation embrittlement of nuclear reactor pressure vessel steels: an International Review," ASTM Special Technical Publication, STP 1011, Lendell E. Steele, Ed., 1989.

[4-4] K. E. Stahlkopf, R. E. Smith, W. L. Server, and R. A. Wullaert, "Preliminary Results of a Program for Developing Fracture Toughness Data on Ferritic Nuclear Pressure Vessel Steels," ASTM Special Technical Publication, STP 601, pp. 291-311, 1976.

[4-5] W. L. Server, S. T. Rosinski, R. Lott, M. Kirk, C. Hoffmann, S. Byrne, and K. Yoon, "Application of Master Curve Fracture Toughness Methodology for Ferritic Steels," Electric Power Research Institute, TR-108390, Revision 1, May 1999.

[4-6] U.S. NRC, "Pressurized Thermal Shock (PTS) Rule," ,Title 10 of the Code of Federal Regulations, Section 50.61.

[4-7] A. Fabry, E. van Walle, R. Chaouadi, J.P. Wannijn, A. Verstrepen, J.-L. Puzzolante, T. Van Ransbeeck, , J. Van de Velde, and T. Petrova, "RPV Steel Embrittlement: Damage modeling and micromechanics in an engineering perspective," SCK•CEN Open Report BLG-649, 1993.

[4-8] A. Fabry, E. van Walle, J. Van de Velde, R. Chaouadi, J.-L. Puzzolante , T. Van Ransbeeck, and A. Verstrepen, "On the use of the instrumented Charpy-V impact signal for assessment of reactor pressure vessel steel embrittlement", proceedings of IGRDM-5, Santa Barbara, California, May 1-6, 1994.

[4-9] A. Fabry et al., "Enhancing the surveillance of LWR ferritic steel components", IAEA Specialists Meeting on Technology for Lifetime Management of Nuclear Power Plants, Tokyo, Japan, 15-17 November 1994, SCK•CEN Open Report BLG-666, 1994.

[4-10] A. Fabry, S. Bodart, P. de Bakker, R. Chaouadi, J.-L. Puzzolante, E. van Walle, J. Van de Velde, and R. Gérard, "BR2/CHIVAS Irradiation in Support of Enhanced Surveillance of Nuclear Reactor Pressure Vessels," IAEA Specialists Meeting on Irradiation Embrittlement and Mitigation, 23-26 October 1995, Espoo, Finland.

[4-11] A. Fabry et al., "Enhanced Surveillance of Nuclear Reactor Pressure Vessels," SCK•CEN Open Report BLG-668, 1995.

[4-12] A. Fabry, J. Van de Velde, J.-L. Puzzolante , T. Van Ransbeeck, A. Verstrepen, E. C. Biemiller, R. G. Carter, and T. Petrova, "Research to Understand the Embrittlement Behaviour of Yankee/BR3 surveillance plate and other outlier RPV steels," Effects of Radiation on Materials: 17th International Symposium, ASTM STP 1270, 1996.

[4-13] M. Scibetta, E. Lucon, R. Chaouadi, E. van Walle, and R. Gérard, "Use of Broken Charpy V-notch Specimens from a Surveillance Program for Fracture Toughness Determination," Journal of ASTM International, 3:2(2005).

[4-14] R. Gérard, R. Chaouadi, E. Lucon, M. Scibetta, and E. van Walle, "Enhanced surveillance of in-service degradation of the reactor pressure vessels of the Belgian nuclear units," proceeding of Fontevraud V International symposium: Contributions of Materials Investigation to the

Resolution of Problems Encountered in Pressurized Water Reactors, Fontevraud, 23-27 septembre 2002.

[4-15] E. Lucon, M. Scibetta, R. Chaouadi, E. van Walle, and R. Gérard, "Improved safety margins for Belgian nuclear power plants by the application of the Master Curve approach to RPV surveillance materials," International Journal of Pressure Vessels and Piping, 84:9 (2007), p. 536-544.

[4-16] R. Chaouadi, "Status Report on the Load Diagram Approach for Characterizing Reactor Pressure Vessel Steels," SCK•CEN Restricted Report R-3560, August 2001.

[4-17] E. van Walle, "Reconstitution: Where Do We Stand?," Effects of radiation on materials: 17th volume, ASTM STP 1270, 1996, pp. 415-439.

[4-18] E. van Walle, M. Scibetta, M. Valo , H.-W. Viehrig, H. Richter, T. Atkins, M. Wootton, E. Keim, L. Debarberis, and M. Horsten, "RESQUE: Reconstitution Techniques Qualification & Evaluation to Study Ageing Phenomena of Nuclear Pressure Vessel Materials," ASTM STP 1418, Small Specimen Test Techniques: Fourth Volume, 2002, pp. 409-425.

[4-19] IAEA Technical Reports Series No. 429, "Guidelines for Application of the Master Curve Approach to Reactor Pressure Vessel Integrity in Nuclear Power Plants," International Atomic Energy Agency, Vienna, 2005 (http://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/TRS429_web.pdf).

[4-20] D. McCabe, J. G. Merkle, and K. Wallin, "An Introduction to the Development and Use of the Master Curve Method,", ASTM International, 2005.

5 Overview of SCK•CEN expertise in the analysis of surveillance capsules and the assessment of RPV integrity

SCK•CEN, and more specifically the Institute of Nuclear Material Science, has a multi-decennial experience in the testing, analysis and interpretation of the surveillance capsules of all Belgian nuclear power plants and several foreign reactors. Additional contracts related to RPV integrity assessments were executed in the past for other countries and nuclear industries (Argentina, Brazil, South Korea, US, Switzerland, Germany).

Specific information is provided in the following subsections.

5.1 Belgian NPP's

In Belgium, there are 7 nuclear power reactor units in operation, 3 are located in Doel and 4 in Tihange.

From the RPV material point of view, but not only, one can classify the Belgian units as a function of their start-up time. Indeed, Doel-I, Doel-II and Tihange-I units were connected to the grid in the 70's (1975) while Doel-III (1982), Tihange-II (1983) and Tihange-III and Doel-IV (1985) were connected during the 80's.

With respect to the earlier units, the materials of the later generation reactors have largely benefitted from the knowledge that was available in the early/mid 80's on the mechanisms of irradiation damage, in particular the detrimental effect of copper (Cu) and phosphorous (P) on radiation embrittlement and the improved manufacturing techniques that allowed reducing the concentration of impurities. As a result, Cu and P contents were significantly reduced.

Note also that while the reactor design of Doel-I, Doel-II, Doel IV and Tihange-I is of the Westinghouse type, for Tihange-II, Tihange-III and Doel-III the design is of Framatome type. Therefore, although the Belgian nuclear legislation is based on the US codes and regulations, the applicable embrittlement models for all reactors, except Doel I and Doel II, are those prescribed by the French code [5-1].

For the Belgian units, the first surveillance report was issued by SCK•CEN in 1978, following the analysis of the first surveillance capsule of Doel I. Since then, SCK•CEN has authored 72 reports (all propriety of Electrabel/Tractebel) addressing the testing and analysis of surveillance capsules removed from the four units of Doel and the three units of Tihange, the last one at the time of writing issued in April 2009.

Further details are given in Table 2 below. Note that information concerning the retrieval of the forthcoming surveillance capsules, corresponding to irradiation times beyond 60 years, are also provided in the Table (in bold italics).

Table 2 - SCK•CEN reports published from 1978 to 2009 on Belgian NPP surveillance capsules.

Unit	Surveillance capsule	Retrieval date	Equivalent RPV irradiation time (y)	No. of SCK•CEN reports issued
Doel I	First	1977	5.12	4
	Second	1980	13.37	2
	Third	1989	25.73	2
	Fourth	1993	34.07	3
	Fifth©	2000	48.26	4
	Sixth	***2010***	***65.74***	-

Unit	Surveillance capsule	Retrieval date	Equivalent RPV irradiation time (y)	No. of SCK•CEN reports issued
Doel II	First	1977	5.19	3
	Second	1982	20.22	2
	Third	1982	11.28	1
	Fourth	1991	29.45	2
	Fifth	1996	41.41	4
	Sixth©	2008	72.69	2
Doel III	First	1986	11.75* - 8.39†	3
	Second	1988	18.97* - 14.41†	1
	Third	1996	47.22* - 32.82†	3
	Fourth	***2010***	***89.59* - 63.35†***	-
Doel IV	First	1989	11.72‡ - 9.72◊ - 17.08†	1
	Second	1994	23.56‡ - 19.91◊ - 32.85†	1
	Third©	2003	44.90‡ - 37.33◊ - 62.93†	4
	Fourth	***2011***	***72.28‡ - 60.00◊ - 101.52†***	-
Tihange I	First©	1979	4.2	6
	Second©	1985	12.3	3
	Third	1992	20.8	3
	Fourth©	2001	33.3	4
	Fifth©	2002	40.7	3
	Sixth	***2009***	***63.6***	-
Tihange II	First	1986	5.64* - 7.50†	2
	Second	1989	13.08* - 19.55†	2
	Third©	1997	38.41* - 55.15†	1
	Fourth	***2011***	***60.32* - 85.56†***	-
Tihange III	First	1988	6.16‡ - 5.08◊ - 8.26†	2
	Second	1995	22.47‡ - 15.87◊ - 35.53†	1
	Third©	2004	50.35‡ - 38.62◊ - 73.51†	3
	Fourth	***2012***	***85.50‡ - 67.23◊ - 121.58†***	-

LEGEND - * Base metal - † Weld metal - ‡ Core shell (base metal) - ◊ Transition ring (base metal).
© Surveillance capsules for which the advanced surveillance program has been executed.

Although the regulatory assessment of RPV integrity can be based only on the application of analytical embrittlement correlations and experimental data are not strictly required, nevertheless surveillance capsules corresponding to 60 years of operation will be tested by 2012 for every Belgian unit. Note that this is not the case for most US reactors, whose license renewal is or will be based on data extrapolation and application of trend curves.

A typical surveillance report includes a description of the capsule contents, dimensional controls of the mechanical specimens, results of the mechanical tests (hardness, tensile and Charpy impact), dosimetry measurements and calculations, comparisons with unirradiated materials and previous surveillance capsules.

Starting in 2002, for every Belgian surveillance capsule examined in the framework of the current legislation ("conventional" surveillance), an additional report has been issued containing additional advanced research to be eventually used for the safety assessment of the RPV, in a "defense-in-depth" perspective ("advanced" surveillance, see Section 4.3). 14 of the 72 reports mentioned in Table 2 fall into this category.

The contents of an "enhanced" surveillance report include additional tensile test results, in-depth analysis of the instrumented Charpy impact data ("Load Diagram approach") and fracture toughness test results.

On top of the 72 reports mentioned in Table 2, SCK•CEN issued seventeen additional reports for the Doel and Tihange reactors, concerning various investigations on the surveillance materials (mechanical and microstructural investigations, characterization of the unirradiated condition, revision of the dosimetry results etc).

Finally, six research reports have been produced detailing investigations conducted on the materials of BR3 (Belgian Reactor 3), which was the first PWR reactor in Western Europe (first criticality in 1962) and that was shut down in 1987 and subsequently decommissioned. In the case of BR3, SCK•CEN investigations based on direct fracture toughness measurements, performed after the closure of the reactor, demonstrated that large margins still existed before a real concern would be justified for the pressure vessel integrity.

5.2 Foreign NPP's

5.2.1 Spain

From 2002 to 2006, SCK•CEN tested and analyzed according to the current US legislation[2] surveillance capsules for several Spanish nuclear power plants (Almaraz, Ascò, Cofrentes, Santa Maria de Garoña, Vandellòs). In total, eleven reports (mechanical testing and dosimetry) have been published.

Additionally, SCK•CEN participated in the CUPRIVA program [5-2,5-3,5-4], in which surveillance materials from Santa Maria de Garoña and Ascò were used for reconstituting fracture toughness specimens, that were subsequently tested for an advanced assessment of the integrity of the reactor pressure vessels. Material was also irradiated in the BR2 test reactor in Mol.

In 2007, a study was conducted and documented in order to consolidate the surveillance program of Santa Maria de Garoña, the oldest Spanish power plant, in view of its license renewal (which was subsequently granted – see Section 2.2.3 on page 11).

5.2.2 Switzerland

In 2006 and 2009, SCK•CEN performed testing and analysis on the surveillance materials of the Swiss nuclear power station KKM (Kernkraftwerk Mühleberg), including an assessment of the KKM beltline materials based on the current legislation and on more advanced embrittlement models. The final report, which was accepted by the Swiss Safety Authorities (ENSI), is currently being used to support the request for license renewal of the Mühleberg plant.

At the time of writing, SCK•CEN has just been awarded the contract for the testing and analysis of three surveillance capsules from KKL, Kernkraft Leibstadt.

5.2.3 Argentina

The Argentinian pressurized heavy water reactor (PHWR) Atucha 1 entered commercial operation in 1974. In the framework of a Belgo-Argentinian Cooperation Agreement on Nuclear Safety and Plant Life Management, in 2002 SCK•CEN signed a collaboration agreement with the Argentinian National Atomic Energy Commission (CNEA) in support of the safety evaluation of the Atucha 1 vessel. The project was given the name TANGO.

An irradiation program in the BR2 reactor was carried out, aimed at confirming past results obtained by CNEA in the 90's from available surveillance sets, extending the available surveillance database and preparing future RPV surveillance beyond design life. In parallel, a study focusing on

[2] Like Belgium, Spain also follows the US legislation.

114.

possible spectrum and dose rate effects on the results of the TANGO experiment was conducted and reported. Finally, an intercomparison of neutron dosimetry measurements was jointly documented by CNEA and SCK•CEN.

The surveillance capsules of Atucha 1 were recognized to be non-representative of the actual irradiation conditions of the pressure vessel, due to the significantly different neutron energy spectrum. In 2006, SCK•CEN led an international team of experts from Belgium, Argentina, UK, US and Finland in a project denominated INTEGRITY. Its aim was to evaluate the results of complementary irradiation programs that had been performed in Germany, Belgium (BR2) and Finland using the beltline materials of Atucha 1. In the final report of the INTEGRITY project, an integrated analysis was presented of all the existing data with respect to the integrity assessment of the Atucha 1 pressure vessel at end-of-license conditions and beyond. The evaluations presented, which also covered possible spectrum and dose rate effects, showed that the integrity of the pressure vessel could be ensured for the limiting surveillance materials. The final report was accepted by the Argentinian Safety Authority (ARN).

A second PHWR reactor, Atucha 2, was ordered in 1979 and its construction started in 1981. However, due to lack of funds the works were suspended in 1994 with the plant 81% complete. Plans to complete the reactor were presented in 2003 to the government and in 2006 a strategic plan was announced which included completion of Atucha 2 by 2010.

In 2008, NA-SA (Nucleoeléctrica Argentina), who manages the Atucha NPP's, contracted SCK•CEN for setting up the surveillance program of Atucha 2, including the design and realization of a remote handling tool for the insertion and removal of the surveillance capsules at beltline position (the original surveillance program envisaged capsules located at the bottom of the vessel, in a non-representative position).

At the time of writing, the contract is in execution.

5.2.4 Other foreign NPP's

In 2001, SCK•CEN designed the surveillance program of the *Brazilian* test reactor INAP, in accordance with the current legislation at the time (ASTM E185-82) and including advanced surveillance concepts such as specimen reconstitution and fracture toughness testing. Within the same contract, SCK•CEN also characterized the mechanical properties (tensile, Charpy impact, fracture toughness, drop-weight and hardness) of the surveillance materials in the unirradiated condition.

In the late 90's, SCK•CEN provided training to personnel of the *Bulgarian* NPP of Koslodui, specifically on the topics of specimen reconstitution and mechanical testing. Part of the work was conducted in the framework of the EU-sponsored international project RESQUE, which was co-ordinated by SCK•CEN. Specific problems of the Koslodui six units that were addressed at the time were the unavailability of a surveillance program for the older units (available material was in the form of broken specimens machined from boat samples extracted from the vessels) and the non-representativity of the original location of the surveillance capsules, in terms of both irradiation temperature and neutron energy spectrum, for the newer units.

Fracture toughness specimens from the weld metal of the *South Korean* plant Kori 1 were reconstituted, prepared and tested at SCK•CEN in 2005/2006 in the framework of the life management of the plant, following a request of collaboration from KAERI (Korean Atomic Energy Research Institute). The activities performed at SCK•CEN significantly contributed to the granting of a license extension for the Kori-1 reactor (see Section 2.2.5 on page 13).

In recent years (2005-2009), SCK•CEN irradiated in BR2 and characterized materials from actual *American*[3] and *Japanese* operating reactors, in the framework of collaborative research programs with Oak Ridge National Laboratory (ORNL, *US*) and CRIEPI (*Japan*). All these programs have as ultimate goal the plant life management of several US and Japanese nuclear reactors.

In the course of the past 25 years, several reports and scientific papers have been published by SCK•CEN describing investigations conducted on pressure vessel materials of other international reactors, such as KKP1 (Kernkraftwerk Philippsburg) and KWO (Kernkraftwerk Obrigheim) in *Germany*, Yankee Rowe and Davis-Besse in the *US* (respectively decommissioned and in operation), Chooz-A in *France* (decommissioned) and Balakovo Unit 1 in *Russia* (in operation).

5.3 Additional international expertise of SCK•CEN

SCK•CEN has participated to several Co-ordinated Research Projects (CRP) established by the International Atomic Energy Agency (IAEA) in areas of common interest to a number of Member States [5-5]. More specifically, a leading role has been played by SCK•CEN in the following CRP's:

- CRP-3, "Optimizing of Reactor Pressure Vessel Surveillance Programmes and Their Analyses" (1984-1992),
- CRP-4, "Assuring Structural Integrity of Reactor Pressure Vessels" (1996-1999),
- CRP-8, "Master Curve Approach to Monitor Fracture Toughness of RPV Steels" (2004-2008),

as well as in the IAEA Round Robin Exercise on "WWER-440 RPV Weld Material Irradiation, Annealing and Re-Embrittlement" (1996-2004) [5-6].

SCK•CEN research activities related to the life management of nuclear power plants and more specifically to the integrity assessment of reactor pressure vessels, have also been conducted in the framework of numerous EU-sponsored international projects within the so-called Framework Programmes (FP), such as:

- FP4 (1994-1998) [5-7]: *Reconstitution Techniques Qualification and Evaluation* (RESQUE, where SCK•CEN played the role of coordinator) and *Relation between Different Measures of Exposure-Induced Shifts in Ductile-Brittle Transition Temperatures* (REFEREE);
- FP5 (1998-2002) [5-8]: *AMES Thematic Network on Ageing* (ATHENA) and *Fracture Mechanics Based Embrittlement Modelling* (FRAME);
- FP6 [5-9]: *Nuclear plant life prediction* (NULIFE, 2006-2012) and *Prediction of Irradiation Damage Effects on Reactor Components* (PERFECT, 2002-2006).

Within the current Framework Project (FP7, 2007-2013) [5-10], SCK•CEN contributes to the following projects:

- PERFORM-60 (*Prediction of the effects of radiation for reactor pressure vessel and in-core materials using multi-scale modelling - 60 years foreseen plant lifetime*)
  Relying on the existing PERFECT Roadmap, this 4-year collaborative project has mainly the objective of developing multi-scale tools aimed at predicting the combined effects of irradiation and corrosion on internals (austenitic stainless steels) and also improving existing ones on RPV (bainitic steels). The existing, predominantly empirical, approach can now be complemented and improved thanks to advanced tools. Indeed, continuous progress in physical understanding of radiation damage and in computer technology has made it possible to develop multi-scale numerical tools capable of

[3] None of which corresponds to any of the reactors which have been identified in Section 3 as similar to the Belgian units.

simulating the effects of neutron irradiation on mechanical and corrosion properties of reactor materials.

- LONGLIFE (*Treatment of long term irradiation embrittlement effects in RPV safety assessment*) This EU sponsored project aims at investigating RPV materials in terms of improved understanding and prediction of irradiation embrittlement effects connected with long term operation (LTO) up to 80 years. The overall objective is to enhance the knowledge on LTO phenomena relevant for European Light Water Reactors, to assess prediction tools, codes and standards including proposals for improvements, and to elaborate best practice guidelines for RPV irradiation surveillance. The proposed work will improve the RPV safety assessment of existing European LWR's under long-term operation conditions, also of Generation-III reactors under construction to support ageing management and plant operation extension.

At the time of writing, SCK•CEN is negotiating with NRC (Nuclear Regulatory Commission in the US) and Oak Ridge National Laboratory (ORNL) a research contract by the name of MISS-WIFE (*Development of Predictive Models of Irradiation Hardening in Western RPV Steels with a Focus on Flux Effects*). This project aims at developing a physically-based theoretical foundation for a model that describes the effects of various irradiation variables on the degree of hardening and embrittlement experienced by the steels that have been and will be used in the construction of light water PWR's in western countries, taking also possible flux effects into account and thereby enabling the confident use of test reactor data to predict embrittlement trends for power reactor conditions.

As well as regularly participating to international conferences, often as invited lecturers or session chairpersons, SCK•CEN members actively participate to the work of the American Society for Testing and Materials (ASTM) standardization committees [5-11].

Within subcommittee E10.02 on the *Behavior and Use of Nuclear Structural Materials*, we have been in charge of the latest two revisions (2002 and 2009) of the E636 standard, "Standard Guide for Conducting Supplemental Surveillance Tests for Nuclear Power Reactor Vessels". Significant contributions were also given to other relevant standards, such as:

- E185-02, "Standard Practice for Design of Surveillance Programs for Light-Water Moderated Nuclear Power Reactor Vessels";
- E900-02, "Standard Guide for Predicting Radiation-Induced Transition Temperature Shift in Reactor Vessel Materials";
- E1253-07, "Standard Guide for Reconstitution of Irradiated Charpy-Sized Specimens";
- E2215-02, "Standard Practice for Evaluation of Surveillance Capsules from Light-Water Moderated Nuclear Power Reactor Vessels".

Inside ASTM committees E28 (*Mechanical Testing*) and E08 (*Fracture and Fatigue*), SCK•CEN researchers contribute to the development and revision of numerous test standards, as well as holding the chairmanship or co-chairmanship of the subcommittees on Numerical Methods, Crack Arrest and Instrumented and Miniature Charpy Testing.

5.4 References

[5-1] R. Gérard, "Survey of National Regulatory Requirements," AMES Report No.4, EUR 16305 EN, 1995, European Commission DG XI/C/2.

[5-2] J. Martin, J.M Figueras, C. Mendoza, R. Vinyes, D. Ferreño, M. Scibetta, A. Ballesteros, and L. Francia, "Aplicación de la metodología de la curva patron a los programas de vigilancia de vasija", Revista SNE, 2005.

[5-3] D. Ferreño, I. Gorrochategui, M. Scibetta, R. Lacalle, E. van Walle, and F. Gutiérrez-Solana, "Structural Integrity of a NPP Using The Master Curve Approach," proceedings of ECF16, 16th European Conference on Fracture, Alexandroupolis (Greece), 3-7 July 2006.

[5-4] D. Ferreño, M. Scibetta, I. Gorrochategui, R. Lacalle, E. van Walle, and F. Gutiérrez-Solana, "Validation and application of the Master Curve and reconstitution techniques to a Spanish nuclear vessel," Engineering Fracture Mechanics (2009), doi:10.1016/j.engfracmech.2009.08.010 (in press).

[5-5] IAEA list of completed Coordinated Research Projects: http://www-crp.iaea.org/html/rifa-show-completedcrp.asp.

[5-6] http://www-crp.iaea.org/html/rifa-show-detail.asp?ProgCode=J46001.

[5-7] G. Van Goethem, , A. Zurita, J. Martin Bermejo, P. Lemaître, and H. Bischoff, "Main achievements of FP-4 research in reactor safety," Nuclear Engineering and Design, Volume 209, Issues 1-3, November 2001, pp 29-37.

[5-8] G. Van Goethem, , A. Zurita, P. Manolatos, J. Martin Bermejo, and S. Casalta, " EU research in "operational safety of existing installations" under the nuclear fission programme 1998–2002," Nuclear Engineering and Design, Volume 221, Issues 1-3, April 2003, pp 3-22.

[5-9] EU Sixth Framework Programme home page, http://cordis.europa.eu/fp6/dc/index.cfm?fuseaction=UserSite.FP6HomePage.

[5-10] EU Seventh Framework Programme home page, http://cordis.europa.eu/fp7/.

[5-11] http://www.astm.org/COMMIT/newcommit.html

6 Assessment of Belgian reactor pressure vessels

For historical reasons, all 28 surveillance capsules of the 7 Belgian reactors were tested at SCK•CEN. This has the advantage of having a well documented record of all tests in a single place and an additional expertise that is provided based on all additional tools that were developed for a more extensive evaluation of the materials properties and better quality assurance (see Section 4.3 on page 21).

The "conventional" surveillance can be used in the current regulatory context to evaluate the safety of the RPV under PTS accidental conditions. As the Belgian surveillance data can be considered reliable, the analysis presented here is based on actual surveillance test results and not on embrittlement correlations which depend on the chemistry of the investigated materials.

The US regulation applicable to Belgian units is based on the PTS screening criteria, which ensure sufficient safety against brittle failure of the vessel provided the projected RT_{NDT} remains below the PTS screening criteria. If this is not the case, the NPP needs to either shut down or to provide additional plant-specific analyses demonstrating additional safety margins against brittle rupture of the vessel.

It is important to emphasize that the PTS screening criterion is not, per se, a border separating no-failure from failure. Actually, this limit/curve was established using intentionally significant safety margins. As a result, the current regulation is associated to a significant degree of conservatism; in spite of this, as will be shown later, the Belgian units are well within these regulatory requirements.

The result of the analyses for the Belgian plants is presented in Figure 4 and Figure 5 for the first and second generation of Belgian NPP's respectively; the diagrams show the curves of ART (adjusted reference temperature, which includes a margin term related to experimental uncertainties), calculated according to the current legislation (Regulatory Guide 1.99 Rev.2) using the surveillance results obtained from all the base and weld metals of the Belgian reactors. Due to material degradation (embrittlement), ART increases with increasing years of operation, but in no circumstances data corresponding to 60 years of operation lie above the PTS screening criteria. Sufficient safety margins with respect to the regulatory limits (PTS screening criteria) exist for all Belgian NPP's, for both first () and second generation units. For the older units (Figure 4), the margins are in the worst case of the order of 30°C, while for the newer reactors (Figure 5) the margins are always larger than 100°C.

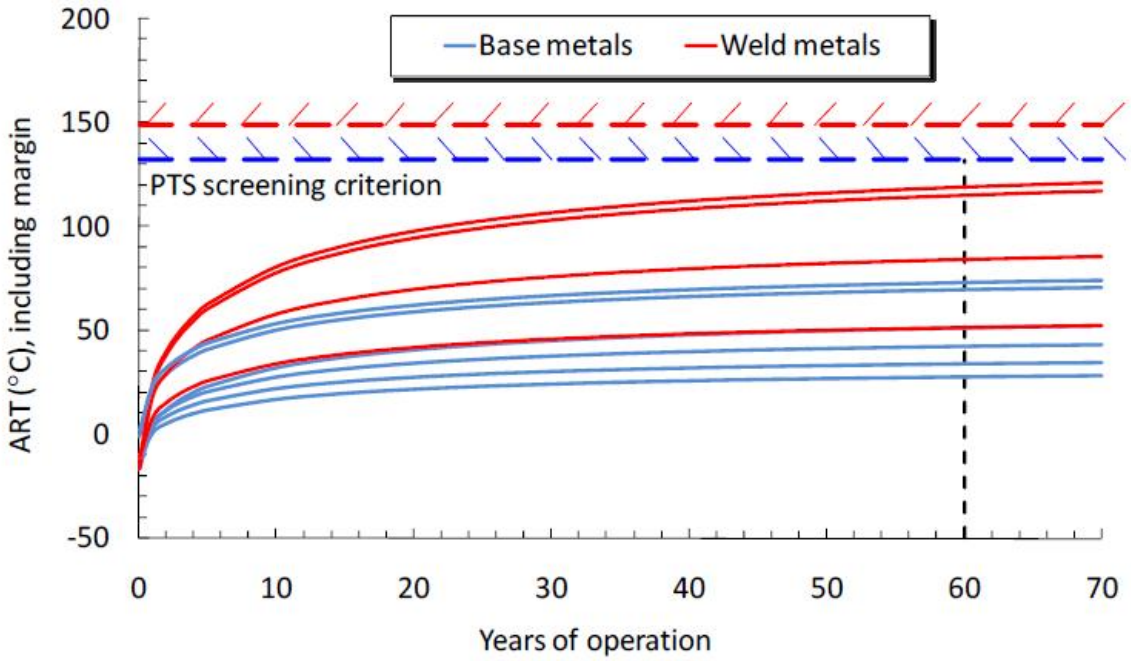


Figure 4 - Application of regulatory PTS screening criteria to materials from Doel I (two base and one weld metals), Doel II (two base and two weld metals) and Tihange I (two base and one weld metals). NOTE: curves should be compared to dashed lines of the same color (blue for base metals, red for weld metals).

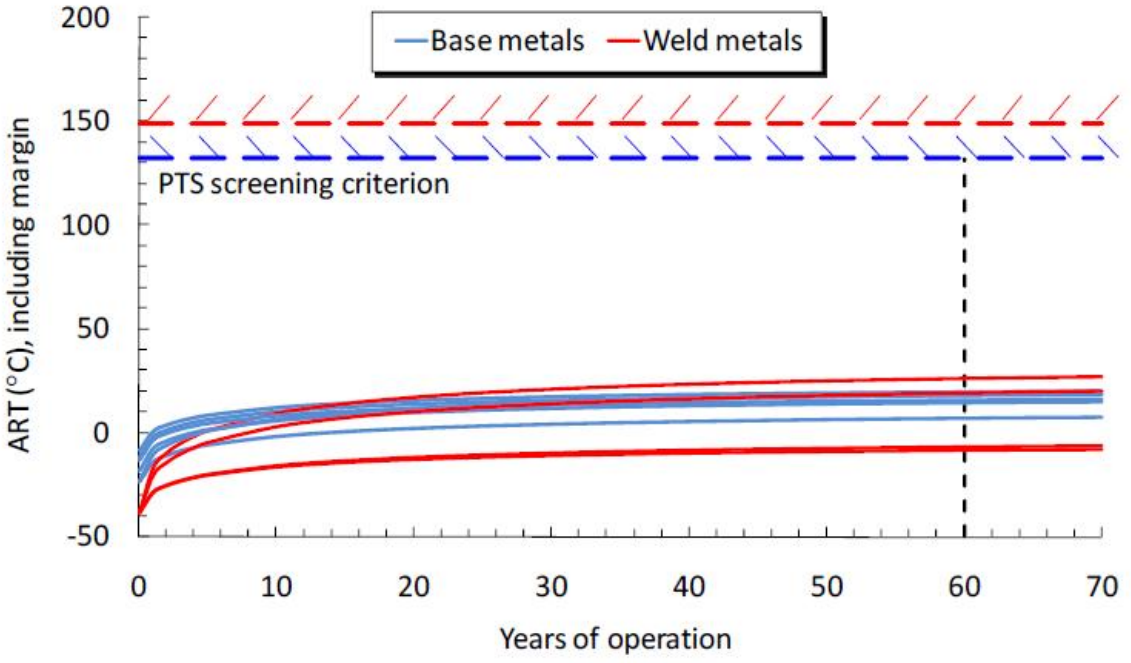


Figure 5 - Application of regulatory PTS screening criteria to materials from Doel III (one base and one weld metal), Doel IV (two base and one weld metals), Tihange II (one base and one weld metal) and Tihange III (two base and one weld metals). NOTE: curves should be compared to dashed lines of the same color (blue for base metals, red for weld metals).

120.

For some of the surveillance capsules (see Table 2 on page 26), fracture toughness tests were performed on reconstituted precracked Charpy specimens, in order to obtain direct values of the transition temperatures based on fracture toughness measurements (RT_{To}).

From Figure 6 it appears that in most cases, an additional safety margin is obtained with respect to the conventional, Charpy-based RT_{NDT} value: this is demonstrated by the fact that most data points in Figure 6 lie below the 1:1 line. It is important to emphasize here that while RT_{NDT} is obtained indirectly through a correlation using the Charpy impact data, RT_{To} is a direct and reliable measure of the transition temperature obtained from actual fracture mechanics tests in accordance with the Master Curve methodology.

It was also shown [6-1] that additional safety margins are larger for data points which correspond to first generation units (70's).

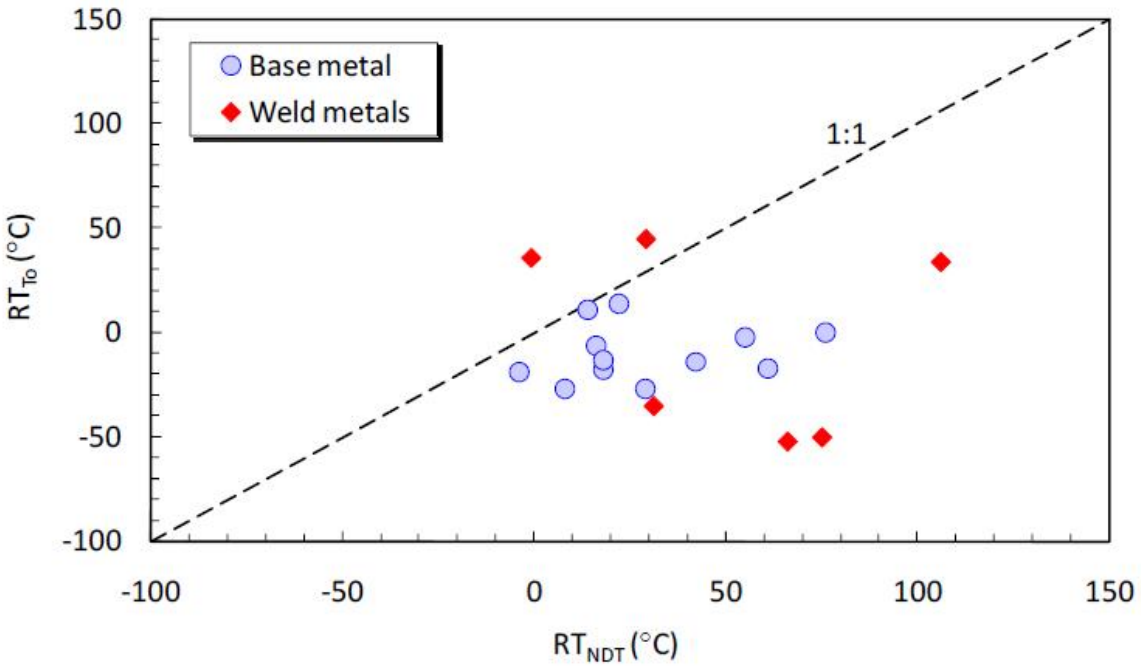


Figure 6 – Comparison between Charpy-based (RT_{NDT}) and fracture toughness-based (RT_{To}) RPV evaluation approach for several Belgian units.

Previous evaluation was performed within the current regulatory context. Although the change of the legislation is a slow process, the NRC in the US is actively working on updating the regulation related to RPV assessments. The impact of the proposed changes that are under current evaluation by the NRC have also been evaluated for the Belgian NPP's.

There are three aspects that can affect our evaluations.

(a) The use of the Master Curve on a plant-by-plant justification basis [6-2,6-3]. There is still a worldwide effort devoted to developing and extending the Master Curve concept, and future developments will certainly affect the procedure for the determination of the fracture toughness/temperature curve. As we have mentioned before, using direct fracture toughness measurements instead of the Charpy-based methodology can often reduce unjustified overconservatism.

(b) The change of the PTS screening criteria [6-4]. Current criteria are based on predominantly empirical assumptions and are extremely conservative. The change of the PTS screening criteria will also allow

deriving additional safety margins, as the generic safety assessment performed by the NRC in [6-4] demonstrates that, using more realistic hypotheses, the limits can be relaxed without reducing the safety level.

(c) The revision of the embrittlement correlations [6-5]. The embrittlement trend curves that are used today within the current regulations have shown their limitations. On one hand, they do not satisfactorily represent a number of experimental data (such as low copper steels or high neutron fluences). On the other hand, they often overestimate the actual embrittlement. A number of international studies are in progress to reduce such overconservatism and allow a more accurate evaluation of embrittlement and a reduction of the associated uncertainties. The effects of these new correlations were evaluated for the Belgian plants and were found not to substantially affect the safety margins [6-6].

It can therefore be stated that the possible changes in the current regulation that are under evaluation by the NRC, will provide additional safety margins for the Belgian NPP's.

6.1 References

[6-1] E. Lucon, M. Scibetta, R. Chaouadi, E. van Walle, and R. Gérard, "Improved safety margins for Belgian nuclear power plants by the application of the Master Curve approach to RPV surveillance materials," International Journal of Pressure Vessels and Piping, 84:9(2007), p. 536-544.

[6-2] American Society of Mechanical Engineers, ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Case N-629, "Use of Fracture Toughness Test Data to Establish Reference Temperature for Pressure Retaining Materials," Section XI, Division 1, approval date: May 7, 1999.

[6-3] W. L. Server, S. T. Rosinski, R. Lott, M. Kirk, C. Hoffmann, S. Byrne, and K. Yoon, "Application of Master Curve Fracture Toughness Methodology for Ferritic Steels," Electric Power Research Institute, TR-108390, Revision 1, May 1999.

[6-4] M. EriksonKirk et al., " Technical Basis for Revision of the Pressurized Thermal Shock (PTS) Screening Limit in the PTS Rule (10 CFR 50.61): Summary Report," NUREG-1806, August 2007.

[6-5] E.D. Eason, G.R. Odette, R.K. Nanstad, and T. Yamamoto, "A physically based correlation of irradiation-induced transition temperature shifts for RPV steels," Oak Ridge National Laboratory, ORNL/TM-2006/530, 2007 (http://www.osti.gov/bridge/servlets/purl/941022-QbnHQh/941022.pdf).

[6-6] E. Lucon, R. Chaouadi, M. Scibetta, and E. van Walle, SCK•CEN Restricted Report, in preparation, October 2009.

7 Conclusions

In this report, we aimed at providing the GEMIX working group a well-documented expert opinion on the technical feasibility of extending the operating license of Belgian nuclear power plants, based on the integrity and safety of the most fundamental and irreplaceable component: the reactor pressure vessel. Obviously, a full justification for plant life extension has to rely on a thorough safety assessment of all the components of the plant and not just the RPV.

The most important remarks emerging from our analyses can be summarized as follows.

- In the United States (where several reactors have identical or similar design to the Belgian units), 54 of the currently 104 operating reactors have already been granted an operating license extension from 40 to 60 years of operating, while 21 have already applied and 23 are expected to file an application in the coming years. US safety authorities (NRC) are also seriously considering the possibility of extending the lifetime of several reactors beyond 60 years (project "Life beyond 60"). In France (some of the Belgian RPV's were fabricated according to French specifications), all 34 plants of the 900 MW class have been granted a 10-year operation extension beyond 30 years. EDF has also announced plans to operate all 59 French reactors up to 60 years at least.
  Many other countries worldwide have seen, or are considering, an extension of the operating lifetime of some of their reactors.

- Among the fleet of US nuclear power plants, we have identified 16 reactors which are similar to the Belgian units. Among those, 8 have been granted a 60-year license extension, 2 have requested it and 6 (all relatively recent plants) are expected to apply for an extension in the coming years.

- At SCK•CEN, the evolution of the mechanical properties of the RPV beltline materials of the Belgian units is monitored both from a strictly regulatory point of view ("conventional" surveillance), and using advanced techniques and methodologies. To date, SCK•CEN has issued 72 technical reports on the analysis of the 28 surveillance capsules that have been extracted from the seven Belgian units. 17 additional reports have been written to detail supplementary investigations conducted on several materials from the Doel and Tihange reactors, as well as 6 documents concerning materials from the now-decommissioned BR3 unit. More confidential technical publications from SCK•CEN are available which address the characterization and integrity assessment of several foreign RPV's (Spain, Switzerland, Argentina, Brazil, Bulgaria, South Korea, etc). The advanced surveillance allows extracting additional information from test results and gaining more insight on the phenomena induced by neutron irradiation.

- Using the strictly regulatory approach based on the results of Charpy impact tests, we have shown that sufficiently safety margins exist with respect to the most severe accident scenario (pressurized thermal shock) for all the pressure vessels of the 7 Belgian nuclear power plants, and considering an operation extension to 60 years of service. A more advanced analytical approach, primarily based on direct fracture toughness measurements, as well as consideration of the current and near-future developments of the legislation, provide additional safety margins at the 60-year mark or even beyond.

As a final remark, we would like to note that, irrespective of the future energy scenario in our country and based on a number of strategic considerations, it will be important to have a strong safety regulatory body and to preserve the level of research and technical expertise which can assist all policy-making decisions in Belgium.

Additional general references on plant life management and extension

http://www.nrc.gov/reactors/operating/licensing/renewal/applications.html

U.S. NRC, "Standard Review Plan for Review of License Renewal Applications for Nuclear Power Plants," NUREG-1800, Revision 1, 2005 (http://adamswebsearch.nrc.gov/idmws/ViewDocByAccession.asp?AccessionNumber=ML052110007).

U.S. NRC, "Generic Aging Lessons Learned (GALL) Report," NUREG-1801, Revision 1, 2005 (http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/nuregs/staff/sr1801/r1/index.html).

Nuclear Energy Institute, "Industry guideline for implementing the requirements of 10 CFR Part 54 – The license renewal rule", NEI 95-10 Rev.3, 2001 (http://www.nrc.gov/reactors/operating/licensing/renewal/guidance/nei95-10rev3.pdf).

U.S. NRC, 10 CFR 54, "Requirements for renewal of operation licenses for nuclear power plants" (http://ecfr.gpoaccess.gov/cgi/t/text/text-idx?c=ecfr&sid=50009dbd2e9ae462ecff8bd029ebfb8e&rgn=div5&view=text&node=10:2.0.1.1.4&idno=10).

B.W. Doroshuk, M.E. Bowman, S.A. Henry, W.A. Pavinich, and M.E. Lapides, "Reactor pressure vessel life cycle management at the Calvert Cliffs nuclear power plant, " SMiRT-12, Paper D01/5, K. Kussmaul Ed., (1993), pp. 87-90.

T. Bloomer, R. Franovich, P.T. Kuo and S. Lee, "License renewal guidance documents,", SMiRT-16, Paper #1791, 2001.

R.K. Nanstad, R.E. Stoller, M.K. Miller and M.A. Sokolov, "In-service degradation and life extension of nuclear reactor vessels: Combining experiments and modeling", in Ageing Studies and Lifetime Extension of Materials, L.G. Mallinson, Ed., 2001, pp. 565-582.

"Jaczko stresses policy elements of decisions on 'life beyond 60'", Inside NRC, June 9, 2008, p. 5.

R. Szilard, P. Planchon and J. Busby, "The case for extended nuclear reactor operation," Journal of Materials 61/7 (2009), pp. 24-27.

T.R. Allen, and J.T. Busby, "Radiation damage concerns for extended light water reactor service," Journal of Materials, 61/7, 2009, pp. 29-34.

D.J. Naus, "The management of aging in nuclear power plant concrete structures," Journal of Materials, 61/7, 2009, pp. 35-41.

124.

9. ANNEXE 6: 2008 PERFORMANCE INDICATORS - WORLD ASSOCIATION OF NUCLEAR OPERATORS

WANO monitors five additional performance indicators: safety system performance, fuel reliability, chemistry performance, grid-related loss factor and contractor industrial safety accident rate. The first three indicators are defined in a manner that reflects differences in plant-specific designs, configurations, or operational practices. As a result, data can not be summarized across reactor types for inclusion in this report. The last two are new indicators. These indicators are available to WANO members in more detailed reports on the WANO Website.

Safety System Performance

The safety system performance indicator monitors the availability of three important standby safety systems at each plant. Safety systems that are maintained in a high state of readiness have a high probability of being capable of mitigating off-normal events.

Fuel Reliability

The fuel reliability indicator monitors progress in preventing defects in the metal cladding that surrounds fuel. Maintenance of fuel cladding integrity reduces radiological impact on plant operations and maintenance activities.

Chemistry Performance

The chemistry performance indicator provides an indication of progress in controlling chemical parameters to retard deterioration of key plant materials and components. These parameters are already being maintained within strict guidance developed by the industry.

Grid-Related Loss Factor

The grid-related loss factor is the percentage of maximum energy generation that a plant could not supply due to grid issues not under plant management control.

Contractor Industrial Safety Accident Rate

The contractor industrial safety accident rate tracks the number of accidents among contractors that result in lost work time, restricted work, or fatalities per 200,000 work-hours.

The WANO Performance Indicator Programme supports the exchange of operating experience information by collecting, trending and disseminating nuclear plant performance data in 11 key areas. The data is gathered for a set of quantitative indicators of plant performance. These indicators are intended principally for use as a management tool by nuclear operating organisations to monitor their own performance and progress, to set their own challenging goals for improvement, and to gain additional perspective on performance relative to that of other plants.

It is now widely recognised that a good set of overall performance indicators can provide a partial, but important and useful, measure of how well a nuclear plant is managed overall.

WANO published and distributed the first performance indicator report in April 1991. In 1993, reporting of data began for all reactor designs. Currently, 82 percent of the operating nuclear power plants report all eleven indicators.

It is expected that the use of WANO performance indicators will encourage emulation of the best industry performance. It should also further motivate the identification and exchange of good practices in nuclear plant operations.

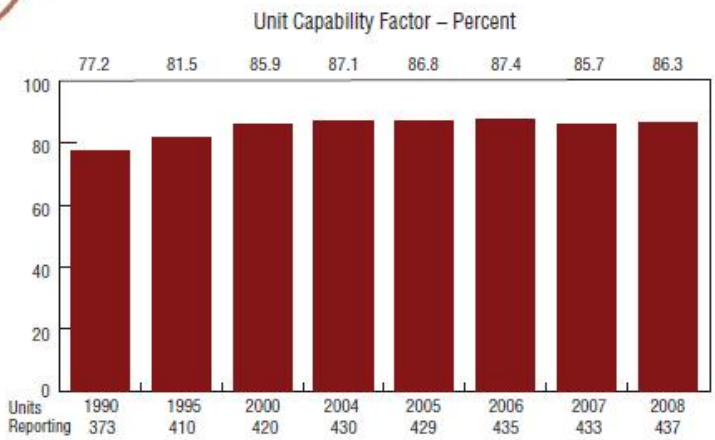
Notes: (1) The median of plant values is displayed for all indicators except unplanned automatic scrams per 7,000 hours critical, where the mean of plant values is shown, and industrial safety accident rate, which is an overall industry value (summation of plant values).

(2) Half of the plant values are above and half are below the displayed median values. The mean is the arithmetical average of the plant values. The median value is normally displayed rather than the mean value because the median value is less susceptible to influence of outliers and is therefore more representative of overall performance.

(3) Worldwide collection of data needed to calculate the forced loss rate indicator did not begin until 2001.

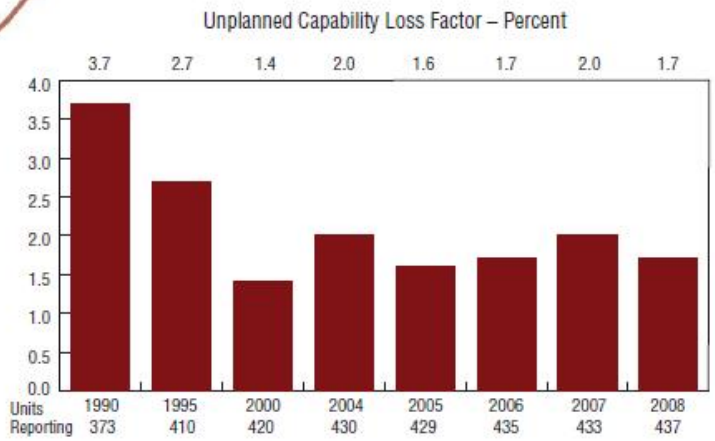
Unit Capability Factor

Unit capability factor is the percentage of maximum energy generation that a plant is capable of supplying to the electrical grid, limited only by factors within control of plant management. A high unit capability factor indicates effective plant programmes and practices to minimise unplanned energy losses and to optimise planned outages.



Unplanned Capability Loss Factor

The unplanned capability loss factor is the percentage of maximum energy generation that a plant is not capable of supplying to the electrical grid because of unplanned energy losses, such as unplanned shutdowns or outage extensions. A low value indicates important plant equipment is well maintained and reliably operated and there are few outage extensions.



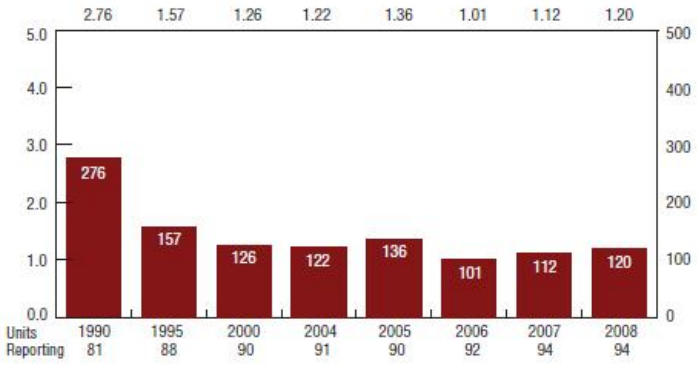
Forced Loss Rate

The forced loss rate is the percentage of energy generation during non-outage periods that a plant is not capable of supplying to the electrical grid because of unplanned energy losses, such as unplanned shutdown or load reductions. A low value indicates important plant equipment is well maintained and reliably operated. *(See Note 3.)*

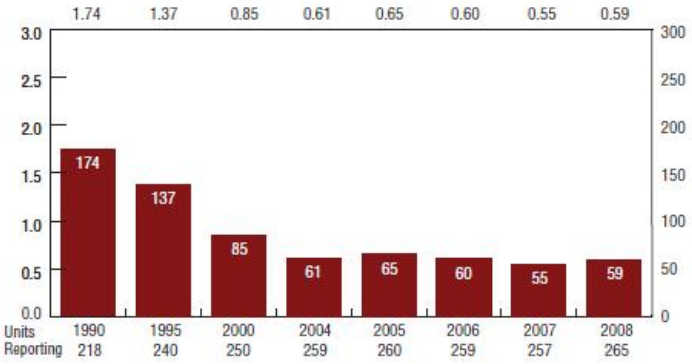
Collective Radiation Exposure

The collective radiation exposure indicator monitors the effectiveness of personnel radiation exposure controls for boiling water reactors (BWRs), pressurised water reactors (PWRs), pressurised heavy water reactors (PHWRs), light-water-cooled graphite reactors (LWCGRs), and gas-cooled reactors (GCRs). Low exposure indicates strong management attention to radiological protection.

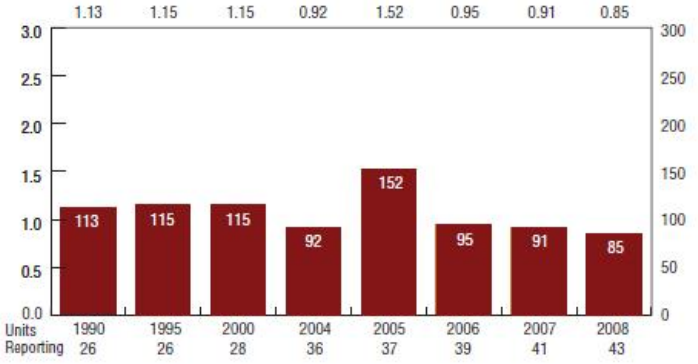
Collective Radiation Exposure (BWRs). Man-Sieverts per unit, Man-rem per unit



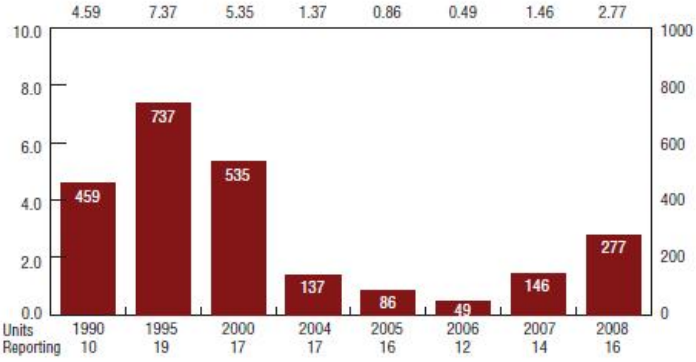
Collective Radiation Exposure (PWRs). Man-Sieverts per unit, Man-rem per unit



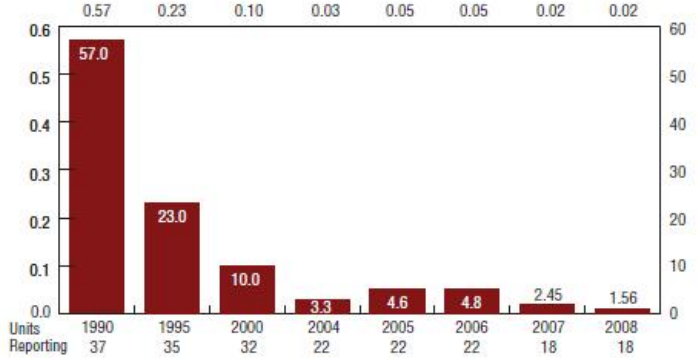
Collective Radiation Exposure (PHWRs). Man-Sieverts per unit, Man-rem per unit



Collective Radiation Exposure (LWCGRs). Man-Sieverts per unit, Man-rem per unit

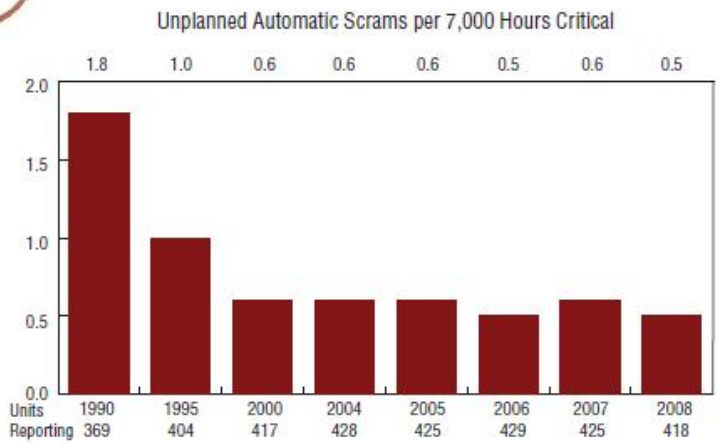


Collective Radiation Exposure (GCRs). Man-Sieverts per unit, Man-rem per unit



Unplanned Automatic Scrams per 7,000 Hours Critical

The unplanned automatic scrams per 7,000 hours critical indicator tracks the mean scram (automatic shutdown) rate for approximately one year (7,000 hours) of operation. Unplanned automatic scrams result in thermal and hydraulic transients that affect plant systems.



Industrial Safety Accident Rate

The industrial safety accident rate tracks the number of accidents among employees that result in lost work time, restricted work, or fatalities per 200,000 work-hours. The nuclear industry continues to provide one of the safest industrial work environments.

10. ANNEXE 7: ONDRAF - ACTUALISATION DES PRÉVISIONS DE VOLUMES DE DÉCHETS CONDITIONNÉS EN CAS DE PROLONGATION DE LA DURÉE DE VIE DES CENTRALES

ONDRAF
Organisme national des déchets radioactifs
et des matières fissiles enrichies

ONDRAF Avenue des Arts 14 1210 Bruxelles

Banque Nationale de Belgique
A l'attention de Monsieur Dufresne,
Conseiller de la direction
Bld. de Berlaimont, 40
1000 Bruxelles

vos références	nos références	personne à contacter	date
LD.009.DO	LF/MVL/2009-1029	Ludovic Froment 02/212.10.50	15/05/2009

Actualisation des prévisions de volumes de déchets conditionnés en cas de prolongation de la durée de vie des centrales

Cher Monsieur Dufresne,

En réponse à votre lettre, dont référence ci-dessus, nous vous prions de trouver, jointe à la présente, l'étude concernant le sujet sous rubrique et les données actualisées en la matière selon nos informations les plus récentes.

Vous en souhaitant bonne réception et restant à votre entière disposition pour tout renseignement complémentaire, nous vous prions d'agréer, Monsieur Dufresne, l'expression de nos salutations distinguées.

Jean-Paul Boyazis
Directeur Gestion prévisionnelle

Jean-Paul Minon
Directeur général

cc. : JPM-JPB-LF

Dep. DO	
Date IN :	26/05/09
Reg. DO :	040
OC.	

GENEX

tél. +32 2 212 10 11 fax +32 2 218 51 65 www.nirond.be
TVA BE 0222.116.241 RPM Bruxelles IBAN BE82 1454 0838 0668 BIC GEBABEBB
L'ONDRAF est un organisme public doté de la personnalité juridique.

Révision des prévisions de volumes de déchets conditionnés en cas de prolongation de la durée de vie des centrales électronucléaires et de l'éventuelle mise en service d'un réacteur de type EPR

20.05.2009

Dans le cadre de l'étude du mix énergétique pour la Belgique à moyen et long terme, le groupe GEMIX chargé de cette étude a demandé à l'ONDRAF d'actualiser les données relatives aux volumes de déchets radioactifs conditionnés dans les scénarios suivants :

- scénario de référence, i.e. 40 ans de service des réacteurs électronucléaires existants,
- prolongation de la vie des ces réacteurs de 10 et 20 ans respectivement,
- impact de la mise en service d'un éventuel réacteur de type EPR de 1.6 GWe.

Une première étude a été menée à cet effet par l'ONDRAF en 2007[1] et les résultats de celle-ci, repris dans « Commision energy 2030 (2007), Final report », p. 269 dont copie en annexe à la présente.

Sur base des inventaires prévisionnels les plus récents, ce tableau peut être actualisé de la manière suivante sur base des données disponibles à fin 2008 :

Waste category	Waste production until 2070 (various lifetimes of power plants)	40 years	50 years	60 years	EPR 1.6 GWe 60 years	In stock (end 2008)
A	7 power plants					
	Operating waste	13500	16800	20100	8850	
	Dismantling waste	35300	35300	35300	7350	
	Others					
	Operating waste	4600	4600	4600	-	
	Dismantling waste	16500	16500	16500	-	
	Total	69900	73200	76500	16200	13768
B	7 power plants					
	Operating waste	1200	1600	2000		
	Dismantling waste	900	900	900		
	Others					
	Operating waste	7500	7500	7500		
	Dismantling waste	1500	1500	1500		
	Total	11100	11500	11900	600	5333
C	If reprocessing resumes	600	750	900	300	70
	If reprocessing is abandoned	4500	5800	7000		
	Others	-	-	-		
	Dismantling	-	-	-		

All quantities in m3

Afin de faciliter la comparaison, la structure du tableau 2007 en annexe a été reproduite et les volumes ayant fait l'objet de révisions, placés sur fond gris. La catégorie B a toutefois été détaillée.

---

[1] Note ONDRAF 2007-0718 (herz. 2) du 20/06/2007 « Impact op het referentievolume geconditioneerd afval van een eventuele verlenging van de levensduur van de belgische kernreactors en de bouw van een EPR op belgisch grondgebied ».

Les modifications apportées appellent les explications ou commentaires suivants :

- Catégorie A (déchets pour dépôt définitif de surface) :
  - la légère diminution (300 m^3) des déchets de production courante (*7 power plants - Operating waste*) est due à une reclassification de certains déchets conditionnés vers la catégorie B.
  - l'estimation 2007 des volumes supplémentaires, pour ces mêmes déchets, par tranche de 10 ans de prolongation de la durée de vie est apparue légèrement sous-évaluée. Il semble préférable de tabler sur une production de 60 m^3 de déchets A par an et GWe installé. L'augmentation a de ce fait été portée à 3 300 m^3 par période de 10 ans supplémentaire.
  - la diminution de 300 m^3 des autres déchets A de production courante (*Others – Operating waste*) est, elle aussi, attribuable à une reclassification de certains colis existants vers la catégorie B.
  - l'évolution des volumes totaux résulte de la sommation des modifications explicitées ci-dessus.
- Catégorie B (déchets pour dépôt définitif géologique, non ou peu chauffants) :

  La révision à la hausse est ici significative et possède trois causes concourantes :
  - Comme exposé pour la catégorie A, certains déchets de cette catégorie ont été reclassés sous la catégorie B.
  - Certains déchets C ont également été reclassés sous la catégorie B. Il s'agit des déchets légèrement chauffants (déchets EUROCHEMIC pour 200 m^3, coques et embouts compactés issus du retraitement des combustibles pour 800 m^3), pour lesquels les dernières évolutions du concept de mise en dépôt géologique permettent de les assimiler aux déchets non ou peu chauffants.
  - Enfin, certains lots de déchets de catégorie B ont été ajoutés entre temps à l'inventaire prévisionnel.

  Par ailleurs, alors que le tableau 2007 ne prévoyait pas d'impact sur les volumes de catégorie B en cas de prolongation de la vie des centrales, un tel impact doit actuellement être pris en compte à raison de 400 m^3 par tranche de 10 ans :
  - 4 m^3 par an et GWe installé (déchets classés A précédemment), soit +/- 200 m^3,
  - 4 m^3 par an et GWe installé, soit +/- 200 m^3, de coques et embouts compactés issus du retraitement des combustibles, considérés comme déchets C auparavant[2].
- Catégorie C (déchets pour dépôt définitif géologique, chauffants) :
  - Hypothèse de la reprise du retraitement (*if reprocessing resumes*) :la diminution importante des volumes dans l'hypothèse du retraitement

[2] On note que ces 220 m^3 ne sont à prendre en compte que dans le cas du retraitement (voir déchets C).

des combustibles usés provient du fait que seuls les verres issus de ce retraitement sont désormais considérés comme déchets C, les 800 m^3 correspondant aux coques et embouts compactés étant maintenant classés « déchets B » comme exposé ci-avant. Par ailleurs, les prévisions concernant ces mêmes coques et embouts ont été revues à la baisse, passant de 1200 m^3 à 800 m^3, tandis que les prévisions concernant les verres s'établissent aujourd'hui à 600 m^3, contre 700 m^3 précédemment.

- Les quelques 200 m^3 de déchets EUROCHEMIC anciennement C on été également classés en catégorie B.
- Hypothèse du non retraitement (*if reprocessing is abandoned*): les mêmes volumes ont été pris en compte, diminués des 200 m^3 de déchets EUROCHEMIC.

- Ajout d'un réacteur EPR de 1.6 GWe :
  - la modification des volumes prévus de déchets B et C est également à attribuer au changement de catégorie des coques et embouts de retraitement des combustibles.
  - les prévisions en ce qui concerne les déchets A sont inchangées, aucun retour d'expérience industrielle n'étant encore disponible.
- Déchets en stock :
  - les volumes ont été mis à jour à fin 2008.
  - l'augmentation proportionnellement plus importante des déchets B par rapport aux déchets A est, elle aussi, due à une recatégorisation des déchets existants.
  - la diminution des déchets C est due au transfert des déchets EUROCHEMIC vers la catégorie B.

Annexe

Production forecast of conditioned radioactive waste of categories A, B and C until 2070 (end of the dismantling activities of all the existing and currently planned nuclear facilities), for various operating lifetimes of the existing nuclear power plants and in case of a possible construction of a European Pressurized Water Reactor (EPR), and conditioned waste volumes in stock at Belgoprocess at the end of 2005 (all in m³)

Waste category	Waste production until 2070 (various lifetimes of the power plants)		40 years	50 years	60 years	if 1 EPR (60 years)	Waste in stock
A	7 power plants						
	Operating waste		13800	16450	19100	+ 8850	
	Dismantling waste		35300	35300	35300	+ 7350	
	Others						
	Operating waste		4900	4900	4900	0	
	Dismantling waste		16500	16500	16500	0	
		Total:	70500	73200	75800	+ 16200	13495
B		Total:	8700	8700	8700	+ 300	3966
C	if reprocessing resumes	Total:	2100	2600	3000	+ 590	253
	if reprocessing is abandoned	Total:	4700	6000	7200	na	

Origin of A waste: production of electricity, production and use of radionuclides, research and dismantling.
Origin of B waste: fabrication of nuclear fuel, reprocessing of spent fuel and dismantling.
Origin of C waste: fission products from reprocessing, spent fuel and possible excess fissile materials.
Source: Commision energy 2030 (2007), Final report, p. 269

134.

11. ANNEXE 8: TARIFICATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET AFFECTATION DE LA RENTE NUCLÉAIRE: DEUX QUESTIONS LIÉES - JACQUES PERCEBOIS

Tarification de l'électricité et affectation de la rente nucléaire : deux questions liées

Jacques PERCEBOIS

L'ouverture à la concurrence des marchés électriques et l'interconnexion croissante des réseaux en Europe ont favorisé l'émergence d'un prix unique de l'électricité sur le marché de gros, du moins durant une grande partie de l'année et au niveau de certains pays (France, Allemagne, Belgique, Pays-Bas, Luxembourg). Comme les parcs de production sont très différenciés, certains opérateurs bénéficient d'une rente à certaines heures parce que leur coût de production est sensiblement inférieur au coût de la centrale marginale appelée sur le réseau et qui fait le prix du marché. C'est notamment le cas du nucléaire, en France comme en Belgique. Le fait de vendre le kWh nucléaire à un prix très supérieur à son coût marginal durant certaines heures (la pointe ou la semi-base) procure certes une rente mais cette rente sert à financer les coûts fixes du nucléaire puisque ceux-ci ne sont pas couverts lorsque le nucléaire est marginal et que le prix du marché de gros est calé sur les seuls coûts variables de ce nucléaire. Il y aura véritablement rente ou « windfall profits » si, au total, le prix moyen récupéré par kWh nucléaire est supérieur au coût complet (coûts fixes et coûts variables) du kWh nucléaire, y compris un taux normal de rentabilité du capital investi (WACC). Le fait de vendre le kWh à un prix élevé aux heures de pointe est non seulement justifié pour récupérer les coûts fixes et les coûts variables de la centrale de pointe mais il doit inciter les consommateurs à limiter leur consommation à un moment où l'électricité est produite avec des centrales thermiques coûteuses et polluantes. Il est donc légitime d'inclure en plus dans ce prix de pointe le coût de la tonne de CO_2, que cette tonne soit achetée sur un marché ou qu'elle soit taxée par l'Etat.

Deux débats sont aujourd'hui menés en Europe et ils sont liés : 1) Comment mesurer la rente nucléaire et que doit-on en faire ? Faut-il la taxer, la redistribuer ? 2) Faut-il maintenir une tarification fondée sur le « merit order » (tarification au coût marginal) ou doit-on mettre en œuvre une tarification progressive avec la quantité d'électricité consommée ? La lutte contre le réchauffement climatique conduit certains experts à considérer qu'un système progressif par tranches de consommation permettrait de réduire la demande d'électricité et serait de plus favorable aux couches les plus modestes de la population.

I Tarification de l'électricité fondée sur les coûts marginaux ou tarification progressive avec la quantité consommée ?

I La logique d'une tarification fondée sur les coûts marginaux : gestion optimale de la courbe de charge ?

L'électricité n'est pas un produit comme un autre ; elle ne stocke pas et de plus tous les kWh ne se valent pas : un kWh consommé aux heures creuses n'a pas la même valeur qu'un kWh consommé aux heures de pointe tout simplement parce que le coût de production de ces kWh n'est pas le même. Pour répondre à une demande aléatoire le producteur d'électricité va faire appel aux divers moyens de production dont il dispose en commençant, pour un parc donné de centrales, par les centrales dont le coût variable est le plus faible (en France ou en Belgique c'est l'hydraulique au fil de l'eau et le nucléaire, mais aussi l'éolien qui est prioritaire sur le réseau). Il appelle ensuite les centrales au charbon puis les centrales à gaz, voire au fuel, et fait éventuellement appel à de l'électricité importée pour l'extrême pointe, les réseaux européens étant fortement interconnectés. C'est la logique du « merit order ». De plus cette électricité est transportée et distribuée par un réseau coûteux à construire et à entretenir et la composante « réseau » du prix est fixée par le régulateur dans le cadre d'un marché libéralisé car elle correspond à l'activité d'un « monopole naturel ». Pour un consommateur domestique cette partie « péage » d'accès au réseau représente entre 40 et 50% du prix HT. La partie « production de kWh » est recouvrée par un tarif de type binomial : une partie fixe (l'abonnement qui dépend de la puissance souscrite) et une partie variable qui dépend de la quantité de kWh consommée. Tout consommateur souscrit une puissance en kW et utilise plus ou moins cette

puissance souscrite en consommant des kWh. Mais pour le producteur 6 kWh vendus à un consommateur qui a souscrit 1 kW de puissance qu'il utilise durant 6 heures n'a pas la même signification, en termes de contraintes et de coût, que 6 kWh vendus à un consommateur qui a souscrit une puissance de 2 kW qu'il utilise durant 3 heures… Il faut prévoir plus de puissance disponible dans le second cas. La logique économique requiert d'établir les tarifs en fonction du coût marginal de production c'est-à-dire du coût variable de l'équipement marginal (le dernier équipement appelé). Tous les kWh vendus à ce moment-là sont vendus à un prix qui couvre ce coût marginal. Lorsqu'aux heures les plus chargées de l'année, EDF vend le kWh nucléaire au prix, sensiblement plus élevé, du kWh de la turbine à gaz, l'entreprise récupère une rente mais cette rente n'est pas indue car elle sert à financer les coûts fixes du kWh nucléaire. Lorsque le nucléaire est la centrale qui fait le prix (c'est alors l'équipement marginal) le prix du kWh est aligné sur les seuls coûts variables de cette centrale nucléaire et il faut récupérer les coûts fixes au moment où le prix est élevé et aligné sur le coût marginal de la turbine à gaz. En réalité on démontre facilement qu'aux heures de pointe le prix du kWh doit couvrir plus que le coût marginal (coût variable) de la turbine à gaz ; il doit également couvrir les coûts fixes de cette turbine à gaz. C'est la logique de l'optimum économique et les tarifs doivent donc être différenciés en fonction des périodes et des heures (différenciation horo-saisonnière, cf. W. Varoquaux 1996). En d'autres termes on doit faire payer les seuls coûts variables de l'équipement marginal aux heures creuses (ceux de la centrale nucléaire en base, ceux de la centrale au charbon en semi base) et faire payer les coûts variables et les coûts fixes de la centrale marginale (une turbine à gaz ou une centrale au fuel) aux heures de pointe, du moins si le parc est optimal.

Prenons un exemple et raisonnons hors coûts de transport-distribution (et hors taxes). Supposons que le parc de production soit composé de deux types de centrales exclusivement : des centrales nucléaires pour la base et des turbines à gaz (TAG) pour la pointe. Soit (0,H) la période de pointe et (H,T) la période de base (T vaut 8760 heures). Soit a le coût fixe unitaire du kW nucléaire, b le coût fixe unitaire du kW « TAG » ; soit f le coût variable par heure de fonctionnement du kW nucléaire et g le coût variable par heure de fonctionnement du kW TAG. Le prix de revient du kWh nucléaire est de la forme $y = a + fh$ et celui du kWh TAG de la forme $z = b + gh$, où h est le nombre d'heures d'utilisation. On démontre que $y = z$ pour $h = H = (a – b) / (g – f)$ (différence des coûts fixes sur différence des coûts variables). Le nucléaire est l'équipement marginal aux heures creuses (H,T) et la TAG l'équipement qui fait le prix aux heures de pointe (0,H) puisqu'elle est alors l'équipement marginal. Le système optimal de tarification consiste à récupérer une recette égale à $f(T –H)$ par kW appelé aux heures creuses et à $b + gH$ par kW appelé aux heures de pointe. On voit facilement dans ce cas que la recette totale récupérée pour 1 kW nucléaire appelé toute l'année (0,T) est égale à : $f(T - H) + b + gH$ soit, en remplaçant H par sa valeur donnée ci-dessus, $a + fT$ ce qui couvre tout à la fois les coûts fixes et les coûts variables de la centrale nucléaire. Si, aux heures de pointe, le prix était fixé de telle sorte que la recette ne couvre que le coût variable de la TAG soit gH on ne récupèrerait pas l'intégralité des coûts fixes. Le fait de vendre le kWh nucléaire à un prix qui permet de récupérer $b+ gH$ par kW nucléaire appelé sur la période (0,H) ne constitue pas une rente indue, c'est le moyen de couvrir les coûts fixes du nucléaire. En revanche si, pour une raison quelconque, le prix du marché conduit à une recette supérieure à $b + gH$ aux heures de pointe, il y a rente qui peut être soit une rente de rareté si la capacité disponible est insuffisante pour satisfaire toute la demande soit une rente de monopole ou d'oligopole si le prix est manipulé et résulte d'un « pouvoir de marché » des opérateurs présents sur le marché. C'est au régulateur de vérifier qu'un tel pouvoir de marché n'existe pas et au Conseil de la concurrence de prendre les sanctions nécessaires.

La libéralisation du marché de l'électricité et l'interconnexion croissante des réseaux en Europe font que le prix de l'électricité est maintenant fixé sur un marché commun à plusieurs pays (France, Allemagne, Belgique, Pays-Bas…). Si le marché français de l'électricité fonctionnait en autarcie, le nucléaire français serait marginal 50% du temps. Du fait des interconnexions il n'est marginal donc « price maker » que 20 à 25% du temps ; c'est souvent une centrale au charbon ou une centrale à gaz qui est l'équipement marginal et qui du coup qui fait le prix en Europe. Cette centrale est souvent allemande, en particulier aux heures de pointe quand la France est importatrice nette d'électricité, en provenance d'Allemagne principalement. Rappelons qu'en 2008 la France a importé près de trois fois plus d'électricité d'Allemagne qu'elle n'en a exporté en Allemagne. C'est parce que les autres pays européens n'ont pas investi assez dans le nucléaire que le nucléaire n'est pas marginal une plus grande partie du temps en Europe. Du coup le prix aux heures chargées de l'année est trop souvent calé sur le coût d'une centrale thermique, plus élevé que celui d'une centrale nucléaire, surtout si l'on tient compte du prix de la tonne de CO_2, et cela conduit à faire bénéficier le nucléaire français d'une rente de rareté. Cette rente de rareté correspond à la différence entre le prix du kWh observé sur le marché et le coût complet du kWh nucléaire. D'où le débat actuel concernant l'affectation de cette rente : faut-il la récupérer via une taxe qui pourrait être redistribuée aux consommateurs ou affectée à la modernisation des réseaux ? Faut-il la partager entre tous les fournisseurs d'électricité ? Le rapport

Champsaur (2009) préconise plutôt la seconde solution, avec toutefois des conditions assez restrictives.

En France la pointe (1000 heures) c'est environ 100 TWh sur plus de 500 consommés et l'hyper-pointe (les 400 heures les plus chargées de l'année) de l'ordre de 40à 50 TWh. Les émissions de CO_2 des 400 heures de base produisent environ 15 millions de tonnes de CO_2 tandis que les 100 TWh de la pointe génèrent à eux seuls plus de 15 millions de tonnes de CO_2 .La gestion de la pointe électrique soulève donc plusieurs problèmes :

- la pointe est coûteuse pour le consommateur puisque le prix est aligné sur le coût d'une centrale thermique (souvent allemande), coût du CO_2 compris
- la pointe est particulièrement génératrice d'émissions de CO_2 puisque le combustible utilisé pour produire l'électricité est soit du gaz soit du fuel soit du charbon
- la pointe est potentiellement porteuse de risques puisqu'on est au seuil de la défaillance ; pour un électricien un kWh non desservi a un coût social très nettement supérieur au coût du dernier kWh produit. Il est donc nécessaire d'investir dans des équipements qui ne seront peut-être jamais sollicités mais qui permettent de réduire la probabilité de défaillance des producteurs d'électricité. Pour éviter la défaillance un producteur sera d'ailleurs disposé à payer très cher un kWh importé

Réduire la demande de pointe c'est donc réduire les émissions de CO2 et économiser des investissements de précaution. Inciter les consommateurs à s'effacer aux heures de pointe est en général une bonne chose à condition que ces consommateurs ne fassent pas appel à des groupes électrogènes qui consomment du diesel polluant. Réduire la pointe c'est aussi réduire la rente de rareté du nucléaire puisque le prix d'équilibre aura tendance à baisser sur le marché si la demande diminue.

II Les solutions pour faire face à la pointe

Pour faire face à la pointe électrique quatre solutions sont généralement utilisées simultanément mais à des degrés divers selon les systèmes électriques et il faut sans doute utiliser tous ces leviers simultanément :

1) **L'accroissement des moyens de pointe** ; ces investissements sont généralement coûteux car ils ne sont utilisés que quelques heures par an et de plus rappelons-le, ils génèrent beaucoup de gaz à effet de serre (du CO2 en particulier) car ce sont le plus souvent des turbines à combustion (gaz ou fuel oil). Du point de vue environnemental on a donc intérêt à recourir le moins possible à de tels moyens. En économie libéralisée un problème se pose avec plus d'acuité qu'il ne se posait auparavant lorsque les opérateurs étaient des monopoles publics : c'est le problème de l'incitation à investir dans des capacités de pointe. Les investisseurs n'ont pas la garantie que leur équipement sera appelé ce qui crée une incertitude sur la rentabilité du capital investi. Certains opérateurs peuvent avoir en outre intérêt à faire de la rétention de capacité pour faire monter le prix de l'électricité sur le marché de gros aux heures de pointe lorsqu'on est en concurrence et ils sont alors récompensés de leur comportement non vertueux. Dans le meilleur des cas il existe un problème de « free riding » chacun considérant qu'il n'est pas responsable de l'équilibre aux heures de pointe et s'en remettant à ses concurrents pour assurer l'équilibre du réseau qui est alors considéré comme un « bien collectif ». D'où la nécessité de prévoir un « fournisseur en dernier ressort » (c'est généralement l'opérateur historique) ou de mettre en place un système qui rémunère correctement la capacité de pointe même si elle n'est pas appelée sur le réseau, rémunération indépendante du prix d'équilibre observé sur le marché (système observé sur le pool anglais au début de la libéralisation, sous forme de LOLP, Loss of Load Probability). Certains auteurs considèrent que la gestion de la pointe est de fait un « service public » et qu'en conséquence c'est le GRT (Gestionnaire du Réseau de Transport) qui devrait investir dans ces moyens de pointe. On peut aussi mettre en place des pénalités à l'égard des opérateurs qui n'ont pas investi suffisamment.

2) **Une différenciation horo-saisonnière et incitative des tarifs d'électricité** qui permette tout à la fois de rémunérer correctement les investisseurs dans les moyens de pointe et qui incite les consommateurs à réduire leur demande durant ces heures les plus chargées de l'année. Le problème tient au fait que l'élasticité-prix de la demande d'électricité est souvent faible en valeur absolue car, aux heures de pointe, ce sont souvent des usages

captifs de l'électricité qui sont en cause (éclairage et appareils électroménagers). La tarification au coût marginal telle que rappelée ci-dessus est de nature à envoyer un bon signal au consommateur final en lui indiquant qu'aux heures de pointe l'électricité est coûteuse et qu'en conséquence il doit tout faire pour reporter sa consommation aux heures creuses. C'est d'autant plus vrai que le prix de l'électricité incorpore en pointe le prix de la tonne de CO_2 puisque l'électricité produite est en général une électricité thermique. Que la tonne de CO_2 soit attribuée gratuitement ou pas le prix de l'électricité doit comptabiliser le prix du CO_2 observé sur le marché puisque si cette électricité n'avait pas été produite l'opérateur aurait pu vendre ce CO_2 sur le marché du carbone, ce qui est une aubaine pour lui et un avantage pour la collectivité. Ce qui s'échange sur le marché du CO_2 ce ne sont pas des droits à polluer mais de la pollution évitée, puisque le quota total de CO_2 est donné. Une bonne tarification suppose tout à la fois que le niveau des prix de l'électricité soit correct et que la structure des tarifs soit elle aussi représentative des coûts marginaux.

3) **La constitution d'un portefeuille de clients effaçables** ; chaque opérateur (producteur ou fournisseur d'électricité) a intérêt à disposer d'un portefeuille de clients qui acceptent, moyennant finance, de ne pas venir sur le réseau aux heures de pointe. C'est le cas avec le tarif EJP dit « effacement jours de pointe » ou avec le tarif « tempo » d'EDF. En contrepartie d'un avantage le reste de l'année (tarifs plus bas) le client acceptera de ne pas consommer d'électricité durant les 400 heures les plus chargées de l'année (18h par jour durant 22 jours sélectionnés par le producteur en fonction de la météo le plus souvent ; c'est le système de la « pointe mobile ») et ce système permet d'économiser du capital puisque l'opérateur n'est pas obligé d'investir durant ces heures de pointe ou d'extrême pointe. C'est un système « win-win », sous réserve que le tarif de pointe soit aligné sur le vrai coût de l'électricité de pointe. En cas de non respect de cet engagement une pénalité, très coûteuse, est infligée au consommateur. Le système a fait ses preuves et il est efficace au moins pour les industriels et les ménages qui disposent de solutions alternatives aux heures de pointe (équipements bi-énergies, chauffage au bois). L'interruptibilité volontaire des clients peut aussi leur permettre comme en Angleterre de vendre sur le marché l'électricité qu'ils n'ont pas consommée.

4) **Le recours à des « compteurs communicants » (smart meters)** qui devrait permettre d'indiquer en temps réel au consommateur le nombre de kWh consommé par chaque équipement et l'inciter à en rationaliser l'usage ; ces compteurs envoient de l'information à l'utilisateur et l'incitent à programmer ses équipements en fonction des périodes tarifaires, à couper son chauffage voire son lave-linge ou son réfrigérateur aux heures où l'électricité est chère par exemple. Le consommateur saura quelle a été sa consommation d'électricité les jours précédents. Ces compteurs envoient également de l'information au gestionnaire du réseau et celui-ci peut le cas échéant déconnecter momentanément (quelques minutes) certains appareils chez l'utilisateur au cas où il rencontrerait des difficultés pour satisfaire la demande. Cela devrait également permettre au fournisseur de mieux adapter son offre à chaque client en fonction de son profil de consommation .Un protocole précis doit toutefois être instauré pour éviter que certaines informations confidentielles soient utilisées à des fins commerciales ou que le GRT impose à l'utilisateur des choix que celui-ci ne ratifie pas. La compagnie électrique italienne ENEL a implanté de tels compteurs à grande échelle (28 millions) en Italie et ceux-ci se sont révélés efficaces surtout pour lutter contre la fraude. EDF doit remplacer d'ci 2020 les 35 millions de compteurs de France et environ 300000 sont sur le point d'être implantés dans deux opérations-pilote, à Lyon et à Tours en 2010. Le coût de ces nouveaux compteurs a été estimé à 4 milliards d'euros sur 10 ans selon ERDF mais l'économie réalisée devrait être bien supérieure. On estime qu'un tel système serait de nature à faire faire 10% d'économies aux consommateurs…

Les difficultés pratiques

La mise en œuvre d'une politique cherchant tout à la fois à promouvoir la MDE, à taxer le CO_2, à imposer des normes drastiques pour les bâtiments et les appareils utilisateurs d'énergie, à pratiquer la « vérité des prix » de l'électricité (donc des prix élevés aux heures de pointe), à inciter au développement de moyens de pointe efficaces pour éviter la défaillance et les stratégies de manipulation des prix, et à encourager l'effacement des consommateurs aux heures les plus chargées

de l'année, semble aujourd'hui admise par tous et seul le dosage entre ces divers instruments peut varier selon les pays et les époques. Il n'en reste pas moins vrai qu'un certain nombre d'obstacles existent, qu'il ne faut pas sous-estimer.

1) **La première difficulté est liée à l'élasticité-prix de la demande d'énergie**, celle de l'électricité en particulier ; d'autres critères que le prix semblent jouer un rôle important dans le choix du chauffage domestique par exemple. Dans l'industrie l'élasticité-prix ne semble pas non plus très forte si l'on s'appuie sur des données françaises portant sur les dix dernières années (enquêtes du CEREN).
2) **La seconde difficulté tient au fait que pour de nombreux usages de l'électricité on est dans le domaine des consommations diffuses**, qui sont celles de millions d'agents dont le comportement n'est pas toujours rationnel, faute d'information ou de sensibilisation à certains problèmes. C'est le cas dans le résidentiel-tertiaire en particulier. Le développement de nouvelles technologies, comme les « compteurs intelligents », devra s'accompagner de campagnes d'explication si l'on veut que ces technologies soient utilisées à bon escient.
3) **La troisième difficulté tient à l'existence d'effets pervers potentiels** auxquels il convient de penser avant de choisir une stratégie. On peut citer « l'effet de rattrapage » qui met en évidence le fait que l'on observe une surconsommation d'électricité à la fin de la période de pointe. On peut aussi citer « l'effet de rebond » qui incite les particuliers, dont la facture d'électricité a baissé suite à des actions de maîtrise de l'énergie, à consommer davantage d'électricité pour d'autres usages. On peut citer enfin « l'effet d'aubaine » qui consiste par exemple à accorder des tarifs préférentiels à des consommateurs qui ne sont pas présents aux heures de pointe non par choix mais par nature…

III Une solution alternative : des tarifs progressifs ?

Certains auteurs se demandent si une tarification progressive donc fondée sur un prix croissant avec la quantité d'électricité consommée ne serait pas plus efficace pour réduire la demande de pointe. La tarification au coût marginal favoriserait les gros consommateurs, ceux qui consomment beaucoup en base au moment où le prix de l'électricité est faible, et du coup elle conduirait à un certain gaspillage. Il faudrait inverser la tendance et pénaliser les gros consommateurs en instaurant des tarifs croissants avec la quantité consommée. Ce système existe déjà: c'est le cas au Japon et en Californie. La première tranche de consommation correspond à des usages captifs de base et de première nécessité (éclairage et cuisine) et son prix est faible ; la seconde tranche correspond à des usages plus nobles (équipements électroménagers) et son prix est plus élevé ; la troisième tranche correspond à un usage « chauffage » en hiver et « climatisation » en été, et son prix est très élevé ; les ménages qui acquièrent ces équipements sont en général des ménages à fort revenu donc susceptibles de payer un prix élevé. On peut maintenir un tarif binôme avec un forfait fixe qui dépende de la puissance souscrite (cela permet de couvrir des coûts fixes) et on y ajoute un prix unitaire qui varie selon les tranches de consommation, A titre d'exemple Tokyo Electric Power Corporation appliquait en 2008 un prix unitaire de 0,13 euro par kWh pour la première tranche (inférieure à 120 kWh par mois), de 0,17 euro par kWh pour la tranche comprise entre 120 et 300 kWh par mois et un prix de 0,18 euro par kWh pour la tranche supérieure à 300 kWh. On peut en outre concevoir que les tranches ne soient pas les mêmes durant toute l'année et varient parfois suivant le jour de la semaine. Le système n'est pas optimal, parce qu'il n'y a aucune raison de penser que la tranche la plus élevée de consommation coïncide avec les heures de pointe, loin s'en faut. Une tarification à taux progressif par tranches n'est pas « cost reflective » car c'est souvent la première tranche qui coïncide avec la pointe et les dernières tranches peuvent très bien coïncider avec des heures creuses (cf. la climatisation peut dans certains cas « remplir » les creux de demande en été et de ce fait permettre un meilleur facteur de charge des centrales).

II Evaluation et affectation de la « rente nucléaire »

La Commission de Bruxelles a engagé deux procédures contre la France, l'une pour non transposition intégrale des directives, l'autre pour aide d'Etat. Les tarifs réglementés pour le secteur industriel (comme d'ailleurs pour le secteur domestique) sont considérés comme subventionnés par la Commission de Bruxelles et cela constitue une aide d'Etat puisqu' EDF est une entreprise publique. Ces tarifs ne reflètent pas les prix de marché et cela conduit selon elle à fausser la concurrence, notamment dans le domaine industriel. La Commission de Bruxelles demande donc l'abolition des tarifs réglementés et le remplacement par des prix de marché (prix librement négociés entre opérateurs). Le problème tient au fait qu'en France plus de 90% de l'électricité produite est d'origine nucléaire et hydraulique et que de ce fait son coût est largement indépendant du prix des combustibles fossiles (pétrole, gaz ou charbon). Comment dès lors faire bénéficier le consommateur français de cet avantage tout en respectant les directives européennes ? Deux solutions sont a priori exclues : le maintien en l'état du système actuel de tarifs réglementés « en aval », d'une part, la libéralisation totale de tous les prix qui reviendrait à aligner les prix français de l'électricité sur les prix du marché européen, y compris en base, pour tous les clients, d'autre part.

I Les enjeux

Les concurrents d'EDF ne peuvent pas rivaliser avec EDF, du moins en base et en semi-base, car ils ne peuvent pas aujourd'hui produire de l'électricité en France à un coût proche du nucléaire historique (qui est en grande partie amorti). Ils peuvent soit construire des centrales thermiques classiques soit se « sourcer » sur le marché libre. En période de pointe la concurrence existe (les prix sont d'ailleurs parfois insuffisamment incitatifs pour conduire les opérateurs à investir en moyens de pointe) mais elle très difficile en base du fait de l'avantage comparatif dont bénéficie EDF.

Investir à grande échelle dans du nucléaire du type PWR ne se justifie pas en France aujourd'hui (seuls deux EPR sont programmés mais ils ne seront pas opérationnels avant plusieurs années et leur coût est estimé à 55 euros par MWh, un niveau nettement supérieur aux tarifs réglementés industriels et au TARTAM, de l'ordre de 30 ou 40 euros le MWh selon les cas ; il s'agit de prix hors coûts liés aux péages de transport et distribution et hors taxes). Le prix payé par le consommateur français n'a aucune raison d'être aujourd'hui aligné sur le coût de l'EPR car l'EPR ne constitue pas l'équipement marginal du parc français ; ce sera le cas lorsque le renouvellement du parc se fera à grande échelle en France.

Si on veut éviter de voir demain une directive imposer un seuil à la part de marché de l'opérateur historique sur son marché national (ce qui a été fait en Italie et ce qui conduirait à démanteler EDF) il faut que la concurrence puisse s'exercer c'est à dire que les concurrents d'EDF puissent "jouer à armes égales"... EDF gagne des parts de marché en Europe mais ses concurrents sont bloqués en France...

Du fait des interconnexions européennes et du refus de certains pays de construire plus de nucléaire (qui est le moyen de production le plus compétitif) le nucléaire français bénéficie d'une "rente de rareté" qui correspond à la différence entre le prix du marché européen et le coût complet de ce nucléaire historique. Du coup le prix du marché européen qui détermine le prix des contrats signés par les consommateurs qui ont fait jouer l'éligibilité est sensiblement supérieur au prix réglementé français qui reste aligné sur le coût de production du mix « nucléaire-hydraulique ». Les concurrents d'EDF qui s'approvisionnent sur le marché ne peuvent donc pas gagner de parts de marché en France (on parle d'un « effet de ciseaux »)

En conséquence il faut permettre aux concurrents d'EDF d'accéder à ce nucléaire historique qui doit être considéré plus ou moins comme une « essential facility » (il a été construit dans un contexte où EDF avait le monopole). Le caractère « d'essential facility » implique que c'est un avantage qui tient à des décisions prises ou imposées dans un contexte réglementaire différent. Certaines entreprises dans les industries de réseaux (énergie, télécoms) se plaignent de devoir supporter des coûts liés à des décisions qui leur ont été imposées dans le passé par le régulateur ou l'Etat et elles demandent une compensation financière. On parle alors de « sunk costs » ou « stranded costs ». On peut faire le parallèle et considérer qu'il y a parfois des « sunk profits » ou « stranded profits » qui doivent donner lieu à compensation négative. Comme il n'est pas question d'obliger EDF à rétrocéder une partie de ses centrales nucléaires et que le mécanisme des VPP n'a pas donné de résultats probants (le prix des enchères a été aligné sur le prix du marché, voire au-dessus) la seule solution est de fixer un « tarif réglementé objectif » d'accès à ce nucléaire, de taxer cette rente ou de la transférer à un organisme neutre.

II Les solutions possibles

Trois solutions sont en réalité possibles pour rétablir une saine compétition (la Commission CHAMPSAUR propose les deux premières et suggère néanmoins d'opter plutôt pour la seconde) :

1) **taxer le nucléaire historique** (ce qui revient à élever le coût d'EDF en tant que fournisseur pour le situer au niveau de celui de ses concurrents les plus compétitifs) et utiliser la "rente nucléaire" ainsi récupérée 1) soit pour financer des infrastructures, par exemple la modernisation et l'enfouissement des réseaux de distribution d'électricité, 2) soit pour la redistribuer au consommateur final français par le biais d'une sorte de CSPE négative (on redonne au consommateur ce qu'il a payé dans le passé, en partie du moins); mais on se méfie un peu de l'Etat, qui risque de ne pas affecter cette rente à ces usages et de la verser dans le pot commun (dans un contexte de fort déficit budgétaire le risque est élevé)

2) permettre aux concurrents d'EDF d'accéder au nucléaire historique (on abaisse cette fois leur coût moyen de « sourcing ») sur la base d'un prix régulé qui serait fixé par une commission indépendante (la CRE probablement). [38] Le prix régulé d'accès à ce nucléaire historique doit correspondre au coût économique du nucléaire (et non pas refléter les seuls coûts comptables) ce qui signifie qu'il doit tenir compte de l'inflation, des coûts de prolongement de la durée de vie des centrales (coûts dits de jouvence) et des frais actuels d'exploitation... A terme ce coût économique doit rejoindre en tendance le coût en développement du nucléaire c'est à dire le coût de production du nouveau nucléaire (l'EPR) [39]. Mais attention: l'accès à ce nucléaire historique est limité dans le temps et dans l'espace:
   - **dans le temps** dans la mesure où le coût en développement du nucléaire sera demain celui de l'EPR qui servira alors de référence au prix du marché si la parc est optimal ; il faut donc prévoir une période transitoire en attendant le redémarrage à grande échelle des investissements dans le nucléaire ;
   - **dans l'espace** dans la mesure où les concurrents d'EDF n'auront accès à ce nucléaire historique que dans la limite de leur portefeuille de clients en France (portefeuille actuel et prévisible); pas question de donner un droit d'accès illimité et d'ouvrir cette possibilité aux concurrents sur les autres marchés européens. Ce système ne vaut que pour les clients français déjà détenus ou à venir des "entrants" sur le marché français... Dans la mesure où tous les opérateurs auront le même coût de départ (grâce au tarif réglementé de sourcing "en amont") la concurrence pourra jouer et alors "que le meilleur gagne !". La concurrence portera pour l'essentiel sur la marge du fournisseur (les coûts d'accès aux réseaux étant les mêmes pour tous).Il y a donc disparition des tarifs réglementés « en aval » pour les clients industriels (y compris le TARTAM) mais existence d'un tarif réglementé « amont » pour les concurrents d'EDF. Au final EDF ne devrait perdre que 10 à 15% de part de marché dans les prochaines années avec un tel système. Mais il faut regarder les parts de marché récupérées par EDF dans le reste de l'Europe.

   La Commission CHAMPSAUR propose en outre de maintenir des tarifs réglementés pour les clients domestiques et les petits industriels (à définir) sous réserve que ces tarifs reflètent bien les coûts. Ces clients n'ont en effet pas les mêmes possibilités de faire jouer la concurrence. Un tel système existe dans d'autres pays européens et on peut considérer que des tarifs réglementés pour le secteur domestique et les PME, au nom du service public, sont « euro-compatibles ». A noter que les concurrents d'EDF en France pourront dès lors proposer, eux aussi, des tarifs réglementés aux particuliers, à condition que ces tarifs réglementés « en aval » soient bien calés sur les coûts économiques. Elle propose aussi de généraliser la réversibilité au niveau de l'éligibilité de tous les consommateurs.

---

[38] Dans le contexte belge, cette commission nommée par l'Etat pourrait comprendre des représentants de la CREG, du Ministère, de l'opérateur historique et de la profession plus généralement, ainsi que la Banque Nationale de Belgique et quelques personnalités qualifiées. L'objectif est d'obtenir un consensus sur les méthodes de calcul de cette rente et sur la mise en œuvre et le suivi du système.

[39] Dans le contexte belge, ce coût économique doit rejoindre en tendance le coût complet de la technologie de remplacement.

Les clients accepteront plus facilement d'opter pour des contrats en offre de marché s'ils ont la garantie qu'en cas de forte déconnexion entre le prix du marché et le tarif réglementé ils pourront revenir à ce tarif réglementé plus avantageux....

3) mettre en place un « acheteur unique » pour le kWh nucléaire ; c'est un système proche du système proposé par la Commission Champsaur mais au lieu de vendre directement le kWh nucléaire aux concurrents d'EDF on le vend à un intermédiaire qui le revend aux divers opérateurs ; la question est de savoir si une telle structure (qui pourrait devenir bureaucratique si on n'y prend pas garde, surtout si son statut est public) ne risque pas d'introduire des coûts de transaction supplémentaires… [40]

III Les difficultés de mise en œuvre dans le cas des solutions b) ou c)

- La détermination de ces "tarifs réglementés en amont" ne sera pas simple... Il faut notamment définir les "coûts économiques" qui sont supérieurs aux seuls coûts comptables…
- Dans la mesure où l'accès au nucléaire historique est limité aux concurrents d'EDF présents en France la Commission de Bruxelles peut y voir une « clause de destination » laquelle est contraire au droit européen (discrimination).
- Il importe de tenir compte du portefeuille actuel mais aussi prévisible de clients que détiennent les concurrents d'EDF ; le système doit être dynamique mais il faut s'assurer que les entrants ne surestiment pas leur part de marché ; les coûts de contrôle risquent donc d'être élevés.
- Certains industriels voudraient pouvoir avoir accès directement au « prix réglementé amont » ; ce n'est pas possible car ce prix est réservé aux fournisseurs d'électricité et à eux seuls.
- La période transitoire de ce système peut être longue (il faut attendre le redémarrage à grande échelle du nucléaire en France pour que le « prix réglementé amont » soit calé sur le coût de production du kWh issu de l'EPR et cela peut prendre 10 ans...); Bruxelles peut considérer cette période transitoire comme excessive…
- Créer un « acheteur unique « pour le nucléaire peut donner l'impression que l'on procède à une nationalisation rampante du nucléaire, surtout si cet acheteur unique est de statut public. Ce système induira également un phénomène de « double marge » puisqu'en tant qu'intermédiaire l'acheteur unique se fera rémunérer et demandera une rentabilité normale de son capital investi, même si celui-ci reste modeste. Il y aura en outre des « coûts de transaction » supplémentaires. La difficulté sera contournée et ces inconvénients évités si on opte pour un « acheteur unique soft » de statut mixte (privé/public) tel que mentionné ci-dessus.

Jacques PERCEBOIS
Professeur à l'Université Montpellier I
Directeur du CREDEN

[40] Dans le contexte belge, une solution serait de mettre en place un « acheteur unique soft » (public/privé) donc une structure souple qui serait composée de représentants du vendeur, des acheteurs et du régulateur CREG, du Ministère, et de la BNB. Il fixerait le prix tout en organisant les transactions. Une telle structure souple est en pratique un système assez proche du système précédent (solution b) prévoyant une commission indépendante chargée de proposer le prix régulé amont).

12. ANNEXE 9: RÉPONSES AUX QUESTIONS

Réponses aux questions

1 QUESTIONS DU CFDD-CCE..... 144
1.1 Monsieur Daniel Van Daele (FGTB et président actuel de la CREG)..... 144
1.2 Monsieur Olivier van der Maren (FEB)..... 145
1.3 Monsieur Schoonacker - Luminus/SPE..... 146
1.4 Madame Viviane Illegems - Elia..... 147
1.5 Madame Els Brouwers - Essenscia..... 147
1.6 Monsieur Jan Vande Putte – Greenpeace..... 147
1.7 Madame Detand – Electrabel..... 147
1.8 Monsieur Decrop - CSC..... 147
1.9 Monsieur Bram Claeys – Bond Beter Leefmilieu..... 148
1.10 Monsieur Jan Van de Putte - Greenpeace..... 148
1.11 Monsieur Van Nuffel - Electrabel..... 148
1.12 Monsieur Decrop – CSC..... 149
1.13 Monsieur Van Ypersele – président du GIEC et membre du CFD..... 149

2 QUESTIONS DE LA CSC.....149

3 QUESTIONS DE LA FGTB..... 152

4 QUESTIONS / REMARQUES DE LA FEB SUR LE RAPPORT PROVISOIRE DU GROUPE GEMIX155

5 QUESTIONS INTER-ENVIRONNEMENT WALLONIE..... 160

6 QUESTIONS BOND BETER LEEFMILIEU.....160

7 REMARQUE DU VLAAMS OVERLEG DUURZAME ONTWIKKELING..... 166

144.

1. QUESTIONS DU CFDD-CCE

Questions posées et remarques formulées par les personnes présentes lors de la présentation du rapport provisoire du groupe d'experts sur le mix énergétique idéal de la Belgique « GEMIX » par Monsieur Luc Dufresne (Banque Nationale de Belgique), président du GEMIX. Présentation commune au Conseil central de l'Economie et au Conseil fédéral de Développement durable le 8 juillet 2009.

1.1. Monsieur Daniel Van Daele (FGTB et président actuel de la CREG)

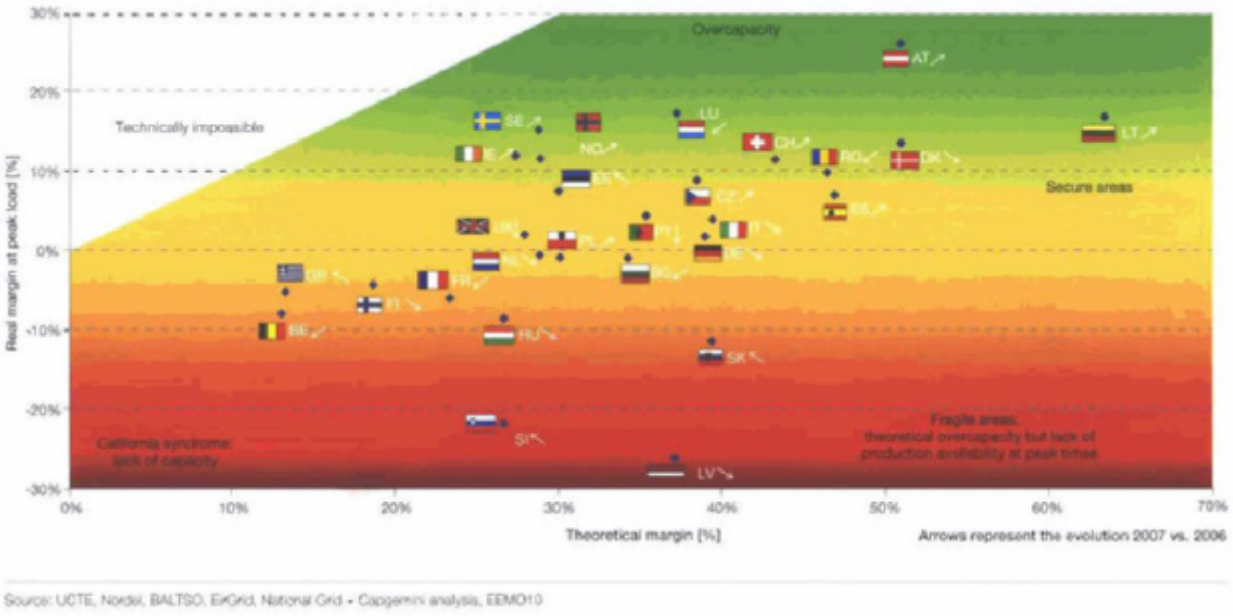
1) Pourquoi ne pas avoir développé une quatrième option qui consiste à fermer Doel 1, 2 et Tihange 1 pour des rasions potentielles de sécurité, et à prendre des mesures de réduction d'énergie et à faire le point dans 5-10 ans. Cf. avis CCE (fourchette FGTB – fermeture Doel 1 et 2 et point sur la sécurité – plaidoyer en faveur d'une évaluation scientifique de la sécurité de centrales nucléaires susmentionnées).

   Nous n'avons pas envisagé cette 4ème option pour les raisons suivantes:
   - *un élément incontournable dans l'évaluation scientifique sur les possibilités de prolongement de l'exploitation opérationnelle des réacteurs de n'importe quel type est le vieillissement de l'acier de la cuve. Le SCK-CEN de Mol a procédé et procède toujours à des évaluations sur les cuves des réacteurs belges et dès à présent, ils sont déjà en mesure de confirmer que l'acier des cuves des réacteurs Doel 1, 2 et Tihange 1 satisfait aux normes les plus sévères pour une durée d'exploitation certes d'au moins 60 ans, voire plus. Les données pour autres réacteurs seront complétées en 2012 mais dès à présent les résultats intermédiaires confortent ce constat. En annexe au rapport définitif GEMIX se trouvera un document élaboré par le SCK-CEN qui indiquera aussi que des conclusions similaires ont été obtenues à l'étranger;*
   - *le SCK-CEN a également signalé que la législation en matière de la sécurité de la cuve a toujours été conservatrice (avec des exigences très élevées) et que l'évolution des connaissances démontre que les matériaux peuvent résister à des contraintes nettement plus élevées qu'estimé initialement.*

   Il va de soi que d'autres éléments viennent en ligne de compte en matière de sécurité des centrales nucléaires tels que la résistance des enceintes, le câblage, la disponibilité de pièces de rechange, le maintien des compétences techniques et scientifiques, et la continuation des efforts de R&D en matière nucléaire.

2) Selon les chiffres de la CREG, la compensation se fait à l'horizon 2015 avec +3000 MWh => il y a moyen de compenser facilement la fermeture des centrales nucléaires susmentionnées (1891 MWh sont déjà "dans les cartons").

   Dans le rapport final sera mise en annexe une liste exhaustive des projets officiels, ceux effectivement en construction ou décidés, ainsi que de toutes les centrales (non seulement nucléaires) qui seront mises à l'arrêt. De cette liste et des études existantes, il ressort que ces projets officiels ne compensent pas le remplacement de l'ensemble des capacités mises à l'arrêt d'ici 2016. Il ne faut pas perdre de vue que c'est la courbe de charge qui dicte la composition de l'éventail des investissements: un MW de pointe n'est pas égal à un MW de base. Il faut également noter qu'au jour d'aujourd'hui, le Belgique est déjà en manque de capacité par rapport aux pays avoisinants.



3) Know how: créer une filière de formation sur le démantèlement nucléaire et exporter notre connaissance en la matière.

   Cette filière existe déjà au centre de Mol qui forme également des spécialistes étrangers, et a une réputation mondiale. Au total, le SCK-CEN emploie 650 personnes.

   Concernant l'opérateur belge et au vu de son intégration dans un groupe international, il n'y a aucune certitude que ces compétences dans le domaine nucléaire resteront en Belgique, compte tenu des besoins dans ce domaine à l'échelle mondiale.

   L'expertise nucléaire est caractérisée par le fait qu'au quotidien, l'expérience opérationnelle ne fait qu'augmenter et permet de mieux préparer la phase ultérieure de démantèlement.

4) Monsieur Van Daele regrette l'absence d'un représentant du gouvernement car celui-ci lie le budget de l'Etat et la sortie du nucléaire.

1.2. Monsieur Olivier van der Maren (FEB)

1) Au point 2.5.3, on dit qu'il faudra une approche plus volontariste et normative pour combler les imperfections des mécanismes de marché. Mais plus haut dans le rapport provisoire, on parle du mécanisme des prix qui a un impact sur la demande. Quid du rapport entre les deux ?

   Le mécanisme des prix sera à lui seul sans doute insuffisant pour obtenir une maîtrise significative de la demande et son effet ne peut qu'être renforcé par une approche volontariste et normative. Il ne faut pas perdre de vue que le mécanisme des prix est un instrument disponible pour les secteurs ETS, ce qui n'est pas actuellement le cas pour les non-ETS.

2) La biomasse: il convient d'indiquer dans le rapport des chiffres pour les importations de biomasse.

   Dans la mesure du possible, des chiffres seront ajoutés au sein du rapport final.

3) Soutien aux renouvelables: effet des courbes d'apprentissage sur les coûts des renouvelables. De quels coûts s'agit-il? Coûts de subsides (addition certificats verts) ? Si oui, alors la courbe d'apprentissage a peu d'impact, mais s'il s'agit des coûts globaux, alors cela en a. Il faudrait préciser cela dans le rapport.

   Aucun subside n'intervient dans l'élaboration des courbes d'apprentissage qui ne concernent que l'investissement.

4) Redistribution uniquement pour les particuliers ou aussi pour l'industrie ?

   Il est clairement prôné que cette redistribution doit bénéficier à tous les consommateurs, tant particuliers qu'industriels. Le groupe GEMIX a néanmoins tenu à attirer l'attention sur les effets différenciés selon le type de redistribution sans porter de jugement sur celle-ci.

5) Analyse SWOT: inconvénients: si on maintient le nucléaire, il n'y a pas d'incitation aux renouvelables. C'est dû au prix, mais cela dépend aussi des aspects normatifs, des politiques. La carbon value[41] a été traduite en termes non financiers. Il faudrait bien le préciser également. Dans la liste des avantages: Il convient de préciser également qu'il s'agit aussi d'une question de sécurité d'approvisionnement (à ajouter pour recadrer).

   Le rapport provisoire ne tire pas cette conclusion (voir page 16 - alinéa 4). Au contraire, il indique clairement qu'il n'y a pas de lien entre nucléaire et RES pour la simple raison que le pourcentage de RES est imposé par le paquet Energie-Climat, hormis le constat que même sans cette imposition, l'option nucléaire n'influence que très faiblement la part des RES dans les résultats des études considérées.

   Dans le rapport définitif, il sera ajouté l'avantage du nucléaire en termes de sécurité d'approvisionnement (voir supra).

1.3. Monsieur Schoonacker - Luminus/SPE

1) Préoccupation concernant l'importation de biomasse à grande échelle. Il faut peut-être valoriser la production locale près de la source. On met l'accent sur les émissions de CO_2, mais il y a des émissions polluantes autres que le CO_2 (surtout NO_X) qui sont produites lors de la combustion de la biomasse et qui peuvent augmenter fortement les prix de production, surtout pour les petites productions. Il faudrait intégrer dans le rapport l'impact de ces polluants sur le prix de production.

   Dans la mesure du possible, des chiffres seront ajoutés au sein du rapport final.

2) Capacités de Back up nécessaires car il y a des intermittences. Ces capacités produisent aussi des émissions et ont aussi un coût.

   Les capacités de back up requises du fait de l'intermittence de certaines sources RES sont prises en compte dans le calcul des capacités requises.

3) Obtention d'autorisation: il faut énormément de patience, de temps et d'énergie pour construire une centrale. Exemple. Il faut 6 ans pour construire une éolienne. Or, l'objectif 2020 devra être atteint en 2020 !

---

41 *La renewable value entre aussi en ligne de compte.*

1.4. Madame Viviane Illegems - Elia

En raison du fait que des investissements sérieux seront nécessaires pour les renouvelables, il se peut qu'il n'y aura pas une baisse du prix suivant la courbe d'apprentissage pour la connexion au réseau des renouvelables.

1.5. Madame Els Brouwers - Essenscia

Idem question Olivier Van Der Maren (FEB): Les options B et C ont comme inconvénients: prix plus bas = pas d'incitants pour les renouvelables et l'avantage de la rente nucléaire = moins d'incitant pour les nouveaux opérateurs. N'y a-t-il pas contradiction ?

Le rapport ne stipule nullement que le prix plus bas signifierait un moindre stimulant. Le problème pour les nouveaux opérateurs se pose uniquement si on ne capte pas la rente.

1.6. Monsieur Jan van de Putte – Greenpeace

Cette étude est basée sur des études précédentes (dont des études datant de 2003).

Question du niveau de connaissance qu'ont les autorités, en Belgique, sur le secteur énergétique, des statistiques réelles et actuelles de la consommation.

1.7. Madame Detand – Electrabel

Choix des scénarios: une nouvelle centrale nucléaire n'est pas envisagée car 1) loi de sortie du nucléaire et 2) coûts trop élevés ! Arguments non convaincants car l'offshore coûte très cher.

1.8. Monsieur Decrop - CSC

1) Il est dommage que les entités fédérées soient absentes de la Commission GEMIX car l'énergie est notamment une compétence régionale.
   A-t-on pris en compte les plans régionaux ?
   Luc Dufresne: Le rapport Econotec (de quel rapport s'agit-il ?) + le plan wallon pour la maîtrise durable de l'énergie ont été pris en compte.
   Dans le rapport définitif on mentionnera l'évaluation faite par EUFORES sur la situation belge connue à fin 2008.
   Le Président de GEMIX a mentionné le rapport PMDE commandité par la Région wallonne auprès d'Econotec - IBAM - ICEDD présenté en mai 2009.

2) Il aurait été intéressant de faire un benchmarking avec les autres pays, qui sont confrontés aux mêmes défis que la Belgique, à savoir la sortie du nucléaire, parfois aussi remise en cause.

   Comment les expériences étrangères (Ex. Allemagne, Angleterre) ont-elles été intégrées dans le rapport ?

   Dans le rapport définitif, une synthèse de la situation à l'étranger sera présentée en annexe, synthèse élaborée par les spécialistes du SCK-CEN.

3) Déception par rapport à ses attentes quant à une approche « Demand side management », il s'agit d'une compilation d'études existantes, il n'y a pas eu d'étude nouvelle sur les secteurs, sur les potentiels dans les différents secteurs et sur la manière de les réaliser.
   Conformément à l'AR, la mission était de faire une synthèse des études citées dans l'AR, éventuellement étayées par d'autres documents jugés pertinents par les membres de GEMIX

1.9. Monsieur Bram Claeys – Bond Beter Leefmilieu

1) Importation de la biomasse: est-ce une bonne chose? Il faut tenir en compte l'indépendance énergétique, mais également faire attention à la provenance durable ou non de la biomasse. La plupart de notre énergie est importée. Donc pourquoi le rapport est-il frileux quant à l'importation de la biomasse ?
   Dans le rapport définitif des éléments de réponses seront apportés dans la mesure du possible.
   Préoccupation quant à l'objectif de 10% de renouvelables dans le transport en 2020. Or le transport est une des façons les plus stupides d'utiliser la biomasse, en termes d'efficacité énergétique, de santé publique, de pollution de l'air etc. Le rapport pourrait-il mettre en lumière les avantages d'utiliser la biomasse pour d'autres usages que le transport ?
   Dans le rapport définitif des éléments de réponses seront apportés dans la mesure du possible.

2) Selon le rapport provisoire GEMIX, la prolongation des centrales nucléaires est possible, réalisable. Est-il possible de développer la méthodologie et l'argumentation scientifique à la base de cette allégation ?
   Voir supra (étude de benchmarking).

1.10. Monsieur Jan van de Putte - Greenpeace

Le seul document rendu public pour la Commission 2030 est une note rédigée par Monsieur van Waele (??) et du professeur Streydio (??) sur l'impact des rayons neutrons sur de reactorvat (la cuve du réacteur) [note des Secrétariats: voir sans doute Note contributive pour la Commission Energie 2030. "Les solutions énergétiques d'origine nucléaire en Belgique. Elément-clé d'un mix énergétique." J.-M. Streydio, P. Tonon, P. Klees??].
Il s'agit du document "Vessel issues that contribute to nuclear power plant life management" élaboré par le Prof. E. van Walle du SCK-CEN (Annexe 3 à la note contributive préparée pour CE2030 par les auteurs cités ci-dessous).

Il faut aussi voir la résistance de la cuve, du métal etc. Aucun document n'affirme qu'un réacteur nucléaire peut durer plus de 40 ans En France, en Suède et en Allemagne, on remarque qu'il y a toujours de plus en plus d'incidents.
Si incident il y a, aucun ne concerne la cuve. Par ailleurs, les statistiques ne montrent pas une augmentation de la fréquence des incidents. (voir référence AEN-AIEA).

1.11. Monsieur Van Nuffel - Electrabel

1) Deux constats corrects du rapport GEMIX qui sont importants et qui concernent le fonctionnement du marché de l'électricité: 1) déconnexion possible entre investissements effectués par des opérateurs privés, le mix souhaité par les autorités publiques et leur réalisation effective ; 2) problématique des investissements en capacité de pointe
   Le « Pacte d'Investissement » proposé par la FEBEG pour que le climat propice aux investissements soit créé. Propose un benchmarking pour s'assurer que les investissements soient réalisés. Nous sommes dans un marché supranational. Il faut veiller à ce que les capacités soient assurées lors d'un pic.

1.12 Monsieur Decrop – CSC

1) Le nucléaire est-il considéré, dans les options B et C, comme une technologie de transition ou bien une technologie à prolonger au-delà de 2030 ?

Aussi longtemps qu'on ne parle pas de nouvelle centrale, la prolongation peut effectivement être considérée comme une option de transition.

1.13 Monsieur Van Ypersele – président du GIEC et membre du CFDD

1) Au niveau européen, l'objectif de diminution est en fait 30% en 2020. Ne faudrait-il pas une étude qui prenne en en compte cette objectif ?

Le WP 21-08 considère également des scénarios où les émissions des GES doivent être réduites de 30% au niveau européen en 2020. Dans ce cas, le marché des quotas d'émissions sera élargi à l'ensemble des pays qui souscriront à des objectifs de réduction, ce qui aura pour effet de diminuer le prix du carbone et dès lors d'augmenter le recours aux instruments de flexibilité (marché ETS, CDM, JI) dans la réalisation de l'objectif national. L'estimation de ce prix du carbone étant comparable à celle du scénario 20/20, l'impact sur le système énergétique belge est du même ordre de grandeur.

Les résultats dans les différents graphiques 20/20 et 30/20 étant quasiment nuls, le label 20/20 sera ôté dans les légendes, et ce constat sera repris dans le rapport final.

2. QUESTIONS DE LA CSC

Le rapport intermédiaire laisse une **impression de trop peu**. Alors que l'on pouvait s'attendre à un rapport équivalent en qualité à la Commission Energie 2030, tout en étant plus critique par rapport à la filière nucléaire, le rapport est une simple compilation d'études existantes qui se basent toutes sur le même modèle PRIMES. Ce résultat est sans doute lié au manque de moyens accordés par le Ministre au groupe GEMIX.

Il convient de rappeler qu'il s'agit:

- *d'un rapport provisoire;*
- *d'une synthèse qui conformément à l'AR, se base uniquement sur des études existantes (néanmoins le groupe GEMIX a parfois fait appel à des études supplémentaires);*
- *et qu'on peut constater que la plupart de ces études se basent sur le même modèle PRIMES (aussi utilisé par la Commission européenne). Ce modèle apprécié ou non, sert de référence.*

Le rapport est particulièrement léger et décevant sur les points suivants:

- une analyse fine de la maîtrise de la demande d'énergie et du potentiel d'utilisation rationnelle de l'énergie.
  L'analyse fine est hors mandat et sa réalisation est largement de la compétence des Régions. Pour ce qui concerne le niveau fédéral, le GEMIX ne peut que souligner l'importance d'une politique fiscale cohérente en ces domaines ainsi que la normalisation des produits (label).

- Les stratégies à mettre en place pour les filières énergétiques hors électricité, principalement la chaleur, le transport et les utilisations process. Et ce alors que l'électricité ne représente qu'environ 20% de notre consommation énergétique finale.
  Il ne faut pas oublier que ne représentant que 20% de notre consommation, la maîtrise des émissions de GES y est plus aisément gérable vu la concentration des équipements.

- Une analyse fine du potentiel des sources d'énergie renouvelables et de cogénération, notamment sur base des études existantes dans les 3 Régions ainsi que des expériences étrangères (réseaux de chaleur en Allemagne et dans les pays scandinaves, potentiel éolien dans des régions densément peuplées, potentiel bois-énergie à l'échelle globale, etc.).
  GEMIX estime que les potentiels ont été suffisamment étudiés et identifiés et que ce sont entre autres les résultats de ces études qui ont conduit à l'objectif de 13% de RES à l'horizon 2020 pour la Belgique.

- L'absence d'argumentation développée pour la prolongation des centrales nucléaires de 20 ans pour Tihange 2 et 3 et Doel 3 et 4. Peut-on encore parler de technologie de transition si on prolonge les centrales actuelles jusqu'en 2045 ?

  Aussi longtemps qu'on ne parle pas de nouvelle centrale, la prolongation peut effectivement être considérée comme une option de transition. L'absence de recommandations concrètes sur les moyens de récupérer la rente nucléaire (taxe sur le combustible ? obligations d'investissement ?).
  Une annexe rappellera les différentes conceptions de la rente et des pistes d'utilisation possibles. Quant au choix de l'utilisation de cette rente, c'est de la compétence des pouvoirs publics.

- L'absence d'analyse financière comparée entre les investissements de jouvence à réaliser dans les réacteurs existants et des investissements équivalents dans d'autres filières (renouvelables, smart grids, etc.).
  Les investissements nécessaires au déploiement des RES et des smart grids sont indépendants des investissements de jouvence dans le nucléaire. Il en a été tenu compte implicitement dans les études analysées.

- Aucune analyse ni aucun chiffre sur l'emploi: nombre d'emplois générés par les différentes filières et intensités en emplois comparées, qualifications et formations requises pour un éventuel glissement des emplois d'une filière à une autre, qualité des emplois créés et dialogue social.
  Cette analyse sort du cadre de la mission GEMIX. Il serait toutefois intéressant d'y consacrer des travaux de recherche à l'avenir.

Le rapport intermédiaire apporte des éclairages intéressants sur les points suivants:

- Les investissements considérables nécessaires dans les réseaux pour les adapter aux nouveaux enjeux énergétiques.
- Les problèmes liés à la libéralisation du marché, concernant le manque d'investissements en capacités de pointe et de réserve.
- Les informations sur les déchets nucléaires supplémentaires générés en cas de prolongation des centrales existantes.
- Les projections sur le développement potentiel de la filière automobile électrique et son implication sur la consommation d'électricité.

La CSC propose concrètement que le rapport final GEMIX contienne les points suivants:

- Une étude sur le potentiel d'utilisation rationnelle de l'énergie, consistant au moins en une actualisation de l'étude de 2003 du *Fraunhofer Institute* et une analyse des plans régionaux sur le sujet. Il faut également des recommandations concrètes sur les moyens à mettre en œuvre pour atteindre les objectifs découlant de l'étude (par exemple, système de certificats blancs à la française).
  Cette analyse sort du cadre de la mission GEMIX. Il serait toutefois intéressant d'y consacrer des travaux de recherche à l'avenir.
  L'établissement d'un plan national d'URE exigeant une collaboration étroite entre les différents niveaux de pouvoirs est une étape absolument indispensable (recommandation de l'AIE et constat de l'étude EUFORES).
  http://www.energy-efficiency-watch.org/index.php?id=49
  http://www.energy-efficiency-watch.org/fileadmin/eew_documents/Documents/Results/EEW_-_Final_Report_July_2009.pdf

- Une étude approfondie de l'impact de la sortie progressive du nucléaire telle que prévue par la loi, sur le coût moyen, marginal et le prix de l'électricité sur le marché de gros, ainsi que son éventuelle répercussion sur le prix final aux consommateurs industriels et résidentiels. Une étude doit également être menée sur les appels d'offre comme alternative au manque d'investissements pour compenser la sortie du nucléaire. Les impacts sur l'emploi (nombre, intensité au kWh, qualité) devraient être mesurés.
  Cette analyse sort du cadre de la mission GEMIX. Il serait toutefois intéressant d'y consacrer des analyses complémentaires à l'avenir.

- Un scénario supplémentaire où l'on considère le nucléaire existant comme une technologie de transition: (i) fermeture des 3 premières centrales (2 GW cumulés) et prolongation des 4 autres centrales (4 GW cumulés) de respectivement 5 et 10 ans ; (ii) prolongation des 7 réacteurs de 5 ou 10 ans. Même analyse approfondie qu'au point ci-dessus + une analyse de l'affectation de la rente à des projets d'investissement propre (étude de faisabilité, mécanismes, etc.).

  Scénario (i) : nous n'avons pas envisagé cette 4ème option pour les raisons suivantes:
  - *un élément incontournable dans l'évaluation scientifique sur les possibilités de prolongement de l'exploitation opérationnelle des réacteurs de n'importe quel type est le vieillissement de l'acier de la cuve. Le SCK-CEN de Mol a procédé et procède toujours à des évaluations sur les cuves des réacteurs belges et dès à présent, ils sont déjà en mesure de confirmer que l'acier des cuves des réacteurs Doel 1, 2 et Tihange 1 satisfait aux normes les plus sévères pour une durée d'exploitation certes d'au moins 60 ans, voire plus. Les données pour autres réacteurs seront complétées en 2012 mais dès à présent les résultats intermédiaires confortent ce constat. En annexe au rapport définitif GEMIX se trouvera un document élaboré par le SCK-CEN qui indiquera aussi que des conclusions similaires ont été obtenues à l'étranger;*
  - *le SCK-CEN a également signalé que la législation en matière de la sécurité de la cuve a toujours été conservatrice (avec des exigences très élevées) et que l'évolution des connaissances démontre que les matériaux peuvent résister à des contraintes nettement plus élevées qu'estimé initialement.*

  Il va de soi que d'autres éléments viennent en ligne de compte en matière de sécurité des centrales nucléaires tels que la résistance des enceintes, le câblage, la disponibilité de pièces de rechange, le maintien des compétences techniques et scientifiques, et la continuation des efforts de R&D en matière nucléaire.

  Scénario (ii) cette analyse sera effectuée pour le rapport final, à l'exclusion d'une prolongation de 5 ans qui n'est pas rentable du point de vue économique.

- État de la situation en matière de know-how dans le secteur nucléaire: évolution du nombre d'ingénieurs nucléaires formés, inventaire des rotations de main-d'œuvre dans le secteur nucléaire, nombre de techniciens de production/maintenance *vs* techniciens chargés du démantèlement, capacité d'exportation du know-how belge.
  Sauf pour ce qui concerne la filière de démantèlement qui resterait éventuellement "belge", les opérateurs ne raisonnent plus en terme de pays, mais en terme de marché "relevant"/pertinent - ces indicateurs ont-ils encore un sens à un niveau belge ? Les ingénieurs nucléaires formés en Belgique seront utilisés là où la société en a besoin.

- Une étude comparative avec d'autres pays étrangers des systèmes de sécurisation des réacteurs des vieilles centrales nucléaires (celles construites avant 1980): types d'investissement de jouvence, rapports des autorités de contrôle et recommandations, know-how, etc.
  Dans le rapport définitif, une synthèse de la situation à l'étranger sera présentée en annexe, synthèse élaborée par les spécialistes du SCK-CEN.

- Une étude comparative internationale (en se basant notamment sur les études de l'AIE, de l'IPCC et de la FAO) sur le potentiel de la biomasse durable pour l'approvisionnement en énergie. Une analyse coût-efficacité et SWOT des différentes filières d'utilisation de la biomasse (bois-énergie, biocarburants, etc.). Des recommandations pour garantir la durabilité et la fiabilité de la filière d'approvisionnement (certification, type de transport).
  Ces analyses sortent du cadre de la mission. Des références seront ajoutées au sein du rapport final.

- Un état des lieux des différentes technologies actuelles et à venir, autant pour les économies d'énergie que pour la production d'énergie, assorti d'un échéancier montrant à quel stade on est (recherche fondamentale, appliquée, développement, prototypes, lancement, commercialisation) ainsi que les coûts y associés de même que la position des acteurs belges dans chacune de ces technologies.
  Ces analyses sortent du cadre de la mission. Des références seront ajoutées au sein du rapport final (p.ex. l'étude Mc Kinsey).

3. QUESTIONS DE LA FGTB

Comme convenu lors de la présentation du rapport provisoire le 8 juillet, veuillez trouver ci-dessous quelques questions (3) auxquelles la FGTB souhaiterait avoir une réponse.

1. Il nous semblerait tout d'abord utile de disposer d'un tableau mis à jour reprenant les projets autorisés/en voie de l'être/probables/possibles de production d'énergie. Ce tableau devrait mentionner pour chacun de ces projets la puissance en MW, le taux d'utilisation en moyenne et la production en TWH sur laquelle on peut compter en conséquence. Il devrait également indiquer également quels outils de production fonctionneraient en pointe et/ou en base. Enfin, ce tableau devrait mettre en regard les besoins attendus en base et en pointe pour voir les gaps, dans l'hypothèse BAU et dans une hypothèse de maîtrise de la demande d'électricité.
   Serait-il possible de nous fournir un tel tableau ? Il nous semble qu'un tel tableau est un préalable indispensable à toute prise de décision.
   Données à fournir par la CREG.

2. En ce qui concerne le scénario A, nous souhaiterions avoir quelques éclaircissements:
   Quelle serait la consommation d'électricité si des efforts importants de maîtrise de la demande étaient réalisés ?
   Si des efforts importants de maîtrise de la demande finale d'énergie étaient réalisés (-15% en 2020 par rapport à la baseline) - hypothèse sur laquelle se basent les scénarios « option A, B et C » sur le graphique 3 p.26 – la demande finale d'électricité est évaluée à 93 TWh.

   Quelle serait la part de renouvelable électricité dans la consommation d'énergie dans ce scénario A ? Dans le rapport provisoire, le graphique 3 (pg 26) démontre, pour ce scénario A, environ 32 TWH de nucléaire, 40 TWH de gaz, mais rien pour la part de renouvelable électricité.
   Dans le scénario A, ces 93 TWh sont répartis de la manière suivante : 17 TWh de RES, 31 TWh de nucléaire, 39 TWh de fossile (charbon-gaz-pétrole) et 5 TWh d'importations.
   Quelque 18% de la production d'électricité serait assuré à partir de RES.

   Plus loin dans le rapport (page 34) il est écrit qu'une fourchette de 15 à 17 TWH est cohérente. En ce qui concerne la partie électricité de la cogénération, le graphique 9 (pg 36) semble dire que l'on pourrait compter sur 15 TWH. Les importations seraient elles de l'ordre de 5 TWH (graphique 10 p. 37). Par conséquent on arriverait à une totale de 109 TWH (32 TWH nucléaire + 40 TWH gaz + 17 TWH renouvelables + 15 TWH cogénération + 5 TWH importations)
   Attention, l'électricité produite dans les unités de cogénération n'est pas à additionner aux chiffres ci-dessus. Elle est répartie dans les catégories RES (pour la cogénération à partir de biomasse) et fossile (pour la cogénération à partir de gaz naturel).

   Pour rappel, dans le scénario « Tobback », avec 30% de mesures additionnelles en 2020, la consommation d'électricité serait d'environ 104 TWH (dont 5 TWH importés).
   15 TWH de cogénération de qualité est il un chiffre réaliste ?
   En effet, dans le scénario « Tobback/ -30% GES en 2020 avec mesures additionnelles », la demande finale d'électricité est de 99 TWh.
   Les 15 TWh électriques sont d'abord déterminés par la demande de vapeur. Il convient de noter qu'il s'agit de tout type de cogénération et pas seulement de la cogénération de qualité (cf. § au-dessus du graphique 9 - page 36).

   Avec une telle structure du parc de production d'électricité, aurait-on assez en base et assez en pointe (= cette structure du parc serait-elle suffisante pour répondre aux besoins, en supposant que des mesures soient prises pour que la consommation d'électricité en 2020 n'excède pas 105 ou 110 TWH) ?
   La structure du parc de production d'électricité est déterminée sur la base de la courbe de charge i.e. profil de la demande.

   Pouvez-vous donc nous apporter des précisions sur ces éléments et nous faire part de votre point de vue sur ces éléments en regard du scénario « Tobback » ?
   Il n'est pas possible de comparer de manière précise les scénarios A et "Tobback" dans la mesure où ils reposent sur des hypothèses différentes (prix internationaux des combustibles, politiques et mesures prises en compte, objectifs de réduction des GES, contrainte sur le développement des RES, etc). Néanmoins, il nous semble logique que la demande finale d'électricité soit plus basse dans le scénario A que dans le scénario "Tobback" car ce dernier ne tient pas compte d'une contrainte sur le développement des RES qui a pour effet de modérer les substitutions électricité/énergies fossiles dans les secteurs de la demande finale (cf. rapport Tobback et WP 21-08).

3. Enfin, nous voudrions également avoir des précisions relatives aux déclarations de monsieur Dufresne (pg 7 du PV) sur le fait que « la différence entre -20% et -30% se joue en termes de mécanismes de flexibilité ». Pourquoi ne pas réaliser les 10% en plus en Belgique ? N'est-ce pas une question essentiellement de volonté politique ?

   Le WP 21-08 considère également des scénarios où les émissions des GES doivent être réduites de 30% au niveau européen en 2020. Dans ce cas, le marché des quotas d'émissions sera élargi à l'ensemble des pays qui souscriront à des objectifs de réduction, ce qui aura pour effet de diminuer le prix du carbone et dès lors d'augmenter le recours aux instruments de flexibilité (marché ETS, CDM, JI) dans la réalisation de l'objectif national. L'estimation de ce prix du carbone étant comparable à celle du scénario 20/20, l'impact sur le système énergétique belge est du même ordre de grandeur.

   Les résultats dans les différents graphiques 20/20 et 30/20 étant quasiment nuls, le label 20/20 sera ôté dans les légendes, et ce constat sera repris dans le rapport final.

4. QUESTIONS / REMARQUES DE LA FEB SUR LE RAPPORT PROVISOIRE DU GROUPE GEMIX

4.1. Remarques générales

La FEB apprécie la **mise en avant** d'une série d'éléments dans le rapport provisoire, notamment ceux relatifs :

- à la grille d'analyse autour des 3 objectifs : sécurité d'approvisionnement, compétitivité et protection de l'environnement/climat. Cependant, l'analyse du volet compétitivité n'est pas suffisamment développée. Le rapport "prospectif" devrait au moins tenter de définir des ordres de grandeur des coûts des kWh électriques produits selon les différentes filières ;
- aux impacts d'une sortie du nucléaire sur l'infrastructure de Fluxys;
- aux implications pour le réseau électrique d'une plus grande part de SER ;
- à la "non-compétition" entre la prolongation du nucléaire et le développement des énergies renouvelables;
- aux conditions à un prolongement éventuel de la durée d'exploitation des centrales nucléaires (sûreté, déchets, non-prolifération et provisions) ;
- à la nécessité de prendre une décision sans tarder ;
- à l'importance d'une politique et d'actions en faveur de l'efficacité énergétique / la gestion de la demande ;
- à l'intérêt des accords de branche comme outil permettant de continuer l'amélioration de l'efficience énergétique des secteurs industriels ;
- à la problématique des unités de pointe … et à l'incertitude quant à leur rentabilité ;
- à la problématique des capacités de réserve ;
- à la venue de la voiture électrique dans le paysage énergétique.

4.1.1. Nouvelle centrale nucléaire pas envisagée (scénario D) : Pourquoi ?

L'objectif de ce rapport est de présenter une analyse et évolution possible de la demande et du mixte énergétique. Dès lors, pourquoi ne pas avoir envisagé un scénario D intégrant la construction d'une nouvelle centrale nucléaire ? En effet, une analyse SWOT de ce scénario aurait permis de mettre en avant les avantages et inconvénients d'une telle option en termes de compétitivité, de sécurité d'approvisionnement et d'environnement/climat. Il est regrettable d'écarter cette piste ou même d'analyser cette option lorsqu'on parle de mix idéal. La raison invoquée pour ne pas envisager cette option, à savoir le fait que cela "remet en question la loi de sortie du nucléaire", n'est pas pertinente. Il en est en effet de même pour les options B et C présentées.

La FEB suggère dès lors de prendre en considération un scénario D envisageant la construction d'une nouvelle centrale (au minimum en remplacement de Doel 1 & 2 et Tihange 1 au cas où celles-ci fermeraient après une prolongation de 10 ans).

En effet, un tel scénario permettrait :

- de maintenir en Belgique d'une part une véritable diversification de nos vecteurs et sources géographiques d'approvisionnement et d'autre part un degré limité de dépendance énergétique au niveau géopolitique et vis-à-vis des énergies fossiles (plus spécialement notre dépendance croissante par rapport au gaz). Ceci contribuerait donc à notre sécurité d'approvisionnement ;
- de continuer à disposer d'unités de production d'électricité non émettrices de CO_2 à moyen et long terme ;
- d'assurer une capacité de production suffisante et de réduire notre dépendance vis-à-vis de l'importation d'électricité ;
- de garder un know-how nucléaire et le potentiel de R&D nécessaire à la gestion future des déchets.

Seul un scénario de prolongement est compatible avec la législation existante (loi de 2003).

156.

En outre, il n'y a pas de retour d'expérience sur des réacteurs de 3ème génération pour lesquels il est de fait, impossible de faire une évaluation économique.

4.1.2. Analyse SWOT

Nucléaire et efficacité énergétique : pas de liens

Dans l'analyse SWOT, la prolongation de l'option nucléaire est présentée comme négative quant à son impact sur le prix, car elle ne pousse pas ce dernier à la hausse et n'incite donc pas aux économies d'énergie.

Dans les inconvénients (pages 19 et 20 du rapport provisoire), il est mentionné qu'il ressort de l'analyse que la prolongation mènerait à une moindre incitation à l'URE. Ceci n'est valable que si les prix du marché reflètent les coûts de production (hypothèse sous-jacente aux études sous rubrique); ce qui n'est pas toujours le cas.

Sur base de cette vision, nous nous étonnons de ne pas retrouver dans les aspects positifs à la prolongation de l'option nucléaire des prix plus bas – en base du moins. A l'inverse, ceci devrait être mentionné comme un désavantage dans le cas d'un phasing-out.

Nous allons mentionner ceci dans le rapport final en insistant sur le fait que ceci n'est vrai que lorsque le prix de marché reflète bien les coûts de production.

L'incitation à plus d'efficacité énergétique des acteurs via les prix doit être abordée de manière indépendante du choix du mix énergétique.

Ceci est aussi notre propos dans le rapport provisoire.

Ce point devrait dès lors sortir de l'analyse SWOT. En effet, si un gouvernement souhaite mener une politique d'efficacité énergétique, il ne doit pas le faire au détriment du coût de production de l'électricité (en interdisant certaines options technologiques compétitives).

Ceci n'a jamais été suggéré par la Commission GEMIX.

Toutes les nouvelles contraintes écologiques, et notamment les nouveaux objectifs du Plan Climat, donneront lieu à des hausses de coûts significatives et inciteront ainsi à plus d'efficacité énergétique. Quant aux industries intensives en énergie, le poids du coût énergétique pèse tellement dans leur facture totale que l'efficience énergétique est recherchée en tant que telle, car constitue un moyen d'acquérir un avantage compétitif par rapport à ses concurrents.

Dans le cas du scénario A : il faudrait lier la hausse du coût moyen du kWh à l'objectif de compétitivité de nos entreprises. Une hausse de coût par rapport aux autres pays (surtout aux pays qui gardent le nucléaire) engendre une perte de compétitivité, voire des délocalisations. **Bref, nous estimons qu'il faut lier le coût du kWh au critère de compétitivité et non pas à l'efficacité énergétique.**

Le propos de la Commission GEMIX n'a jamais été de lier coût du kWh et efficacité énergétique.

Dans le cas des options B et C, les avantages de diversification et d'une moins grande dépendance énergétique devraient être repris. Dans l'option C, l'avantage "rente nucléaire perçue 20 ans de plus" n'apparaît plus, alors qu'il est présent dans l'option B.

Cet oubli sera corrigé dans la version finale du rapport.

Finalement, le "risque de décourager l'arrivée de nouveaux entrants sans reconfiguration du marché de gros (rente)" dépend fortement de cette rente et de sa forme (financière ou autre). Peut-on présager à ce stade de ce qu'elle sera ? Aura-t-elle ou pas un impact sur le marché ?

Ceci sort du cadre de la mission du GEMIX.

4.1.3. Biomasse

Il serait intéressant que le rapport évalue les besoins en biomasse ainsi que la proportion de biomasse importée.

Dans la mesure du possible, des chiffres seront ajoutés au sein du rapport final.

Dans ce cadre, les experts pourraient appeler à la création d'un observatoire de la biomasse identifiant les flux de biomasse en Belgique. Les différents stakeholders du Printemps de l'Environnement l'ont d'ailleurs appelé de leurs vœux.

Il serait en effet intéressant de mieux appréhender les flux de biomasse nécessaires pour couvrir les besoins du système énergétique.

4.1.4. Vision sur les interconnexions

Le rapport fait très peu (pas) référence à la nécessité d'intégrer le marché belge (électrique) aux marchés voisins (marché du Centre-Ouest). Sans nullement remettre en question l'absolue nécessité d'améliorer le climat d'investissement dans notre pays et d'attirer les investissements, une meilleure intégration permettrait :

- d'élargir l'étendue du marché et de mieux faire jouer la concurrence entre les acteurs de ces marchés ;
- d'apporter un plus haut niveau de sécurité d'approvisionnement, notamment lors des pics (sous certaines conditions telles que celles évoquées dans le rapport).
- de mieux valoriser les avantages comparatifs et les économies d'échelle.

Le rapport devrait mettre ce point en avant ainsi qu'attirer l'attention sur notre manque de capacité.

Le GEMIX a clairement mis l'accent sur la nécessité d'investissement dans le réseau HT entre autres en vue de mieux incorporer les énergies intermittentes et de mieux intégrer les marchés européens (§2.9.1 du rapport provisoire).

4.1.5. Perspective 2050

Le rapport devrait intégrer des tendances jusqu'en 2050 tant au niveau de la demande que de l'offre — notamment électrique —, offrant ainsi une perspective à plus long terme et identifiant les défis des moyens de production à cet horizon de temps. Ces tendances considéreraient les évolutions au niveau des transports (électrification) et des réseaux.

La seule étude mentionnées dans l'AR et abordant cet horizon est l'étude "Tobback". Une autre étude est l'étude DLR. Toutes deux sont basées sur la méthode du backcasting qui ne contient pas d'analyse économique. Compte tenu des contraintes d'émissions de GES et les coûts associés, des incertitudes sur les développements technologiques à cet horizon de temps, le groupe GEMIX prône l'extrême prudence quant à l'identification d'un mix énergétique idéal à cet horizon.

4.2. Aspects spécifiques

4.2.1. Contexte mondial (p 1 et 2 + 10)

Lorsque le contexte mondial est abordé, l'incertitude géopolitique de certaines sources d'énergie devrait être mise en avant. Ainsi, à la croissance des prix des énergies fossiles et à la lutte contre les changements climatiques viennent se rajouter les risques liés à la dépendance énergétique de certains pays moins "stables". Il serait intéressant de mettre en avant l'intérêt de la diversité du mix énergétique et les risques qui seraient liés au « tout au gaz ».

158.

pp.12 (point 2.6.2.) : *« L'évolution des besoins en gaz naturel est fortement influencée par le futur de la filière nucléaire, sans que toutefois une ruée vers ce combustible ne se produise, étant donné les objectifs à atteindre en matière d'énergies renouvelables »*. Il s'agit de nuancer cette affirmation vu que les centrales nucléaires assurent actuellement 54% de la production d'électricité, alors que les énergies renouvelables ne représenteront en 2020 que 19% selon l'étude.

Ce point sera plus élaboré dans la version finale du rapport.

4.2.2. Prix, approche volontariste et norme (p 2 + 11)
"Dans un fonctionnement de marché parfait, un prix du CO_2 stable et pénalisant les énergies fossiles inciterait à une réduction de la demande par le mécanisme de prix. Dans la réalité, une approche volontariste et normative sera nécessaire afin de combler les imperfections des mécanismes de marché et …".
Ces phrases devraient être clarifiées afin d'éviter une mauvaise compréhension sur la remise en question du système ETS et/ou la volonté d'actions additionnelles pour les entreprises soumises à l'ETS.

L'approche normative préconisée s'adresse surtout aux secteurs non-ETS pouvant être interprétée alors comme une traduction de la CV. Cela sera précisé dans le rapport final.

4.2.3. Scénario 20/20 : une optimisation sous contrainte (p 2)
Il est fait référence à plusieurs endroits dans le document au scénario 20/20. Il serait utile de rappeler au lecteur que les résultats de ce scénario sont le fruit d'une contrainte imposée au scénario, à savoir la réduction des émissions des GES et une part de SER de 13% à l'horizon 2020, résultat du burden sharing européen. Trop souvent dans le rapport provisoire, il est donné l'impression que c'est une évolution naturelle du système, ce qui n'est pas le cas.

Il est clair pour GEMIX que la réalisation de ces objectifs demandera des mesures énergiques et des efforts considérables pour toute la société. Le rapport tiendra compte de cette remarque.

4.2.4. Nucléaire, sécurité d'approvisionnement et déchets supplémentaires (p 16)
Dans le 5e § de la page 16, certains avantages du nucléaire sont mis en avant sans reprendre la diversification / la plus grande sécurité d'approvisionnement. Dans le § suivant, les pourcentages de déchets supplémentaires devraient être repris comme c'est le cas dans l'analyse SWOT (de 8 à 9%).

Cette remarque sera prise en compte dans le rapport final.

4.2.5. Définition de la rente de rareté (p 17)
La "rente de rareté" est définie dans le rapport provisoire comme "la différence entre le prix du marché européen et le coût complet du nucléaire historique".
Sans se prononcer sur la rente et sa forme dans le présent commentaire, le concept de "rente" fait référence au prix (« le » prix n'existe pas. Il y a plusieurs prix suivant le type de contrats et de produits : spot – forward – baseload – peak –…) du marché européen.
Toutes les études en la matière font référence à un prix moyen sur le marché européen même si la réalité est plus complexe.
Or, la plupart des consommateurs particuliers ont une facture dépendant d'une formule avec paramètres publiés (Nc et Ne) ou à prix fixe. Les consommateurs industriels ont des formules le plus souvent basées sur des prix forward, mais sans pour cela que la relation soit égalitaire. Plus de nuances lorsqu'il est fait référence aux prix payés seraient utiles.

4.2.6. Redistribution (p 17)

Lorsque des aspects de redistribution (de la rente) sont évoqués, les mots "entreprises" ou "consommateurs industriels" devraient apparaître. En effet, vu l'impact des prix de l'électricité sur leur compétitivité, il faudrait qu'ils puissent également bénéficier des profits nets supplémentaires d'une prolongation éventuelle de la durée de vie des centrales nucléaires.

Le groupe GEMIX a uniquement souligné un effet différencié selon le type de redistribution sans porter de jugement sur celle-ci.

4.2.7. Sécurité d'approvisionnement (p 22)

"En conditions normales, gérer la dépendance signifie avant tout de réaliser un mix énergétique entre les trois combustibles fossiles : pétrole, gaz naturel et charbon".

Si l'on parle de la sécurité d'approvisionnement à court terme (réaction à une crise), il faudrait le préciser et y ajouter la biomasse importée majoritairement. Si l'on parle de la sécurité d'approvisionnement à long terme (dans le temps), il faudrait le préciser et y ajouter l'uranium et la biomasse.

Le groupe GEMIX estime que le volume de biomasse importée n'intervient pas à court terme. Le rôle potentiel de l'uranium sera intégré.

4.2.8. Unités de pointe et mise à disposition de capacité de réserve (p25)

Le rapport met, à raison, en avant la problématique des unités de pointe et de la capacité de réserve.

Ne doit-on pas insister sur le risque de sous-investissement dans les capacités de production et la nécessité d'un climat d'investissement plus favorable ?

Insister sur les solutions à apporter en termes d'investissement dans les interconnexions et également du meilleur fonctionnement de ces dernières.

Dans ce cadre, certaines solutions sont évoquées. Ne devraient-elles pas faire l'objet d'un débat plus large avant d'être mises en avant ?

Cette problématique sort du cadre de la mission du GEMIX.

4.2.9. Diesel / essence

Le rapport devrait mettre plus l'accent sur le déséquilibre croissant "diesel / essence" au niveau européen et belge (il y a aujourd'hui insuffisance de capacités « raffinage diesel » au niveau européen, et donc dépendance accrue des pays ex-URSS). La Belgique connaît un des plus forts taux de "dieselisation".

4.2.10. Transparence sur les coûts des SER

Puisque les énergies renouvelables sont abordées dans le rapport, il serait nécessaire d'apporter plus de clarté quant aux coûts de leur développement et de leurs mécanismes de support. L'impact de la R&D et de leur "industrialisation" sur leur coût de production devrait également être abordé dans le rapport.

Le rapport provisoire GEMIX en se basant sur les résultats de la CE2030, évoque le coût de soutien de ces RES et rappelle que ces coûts sont répercutés sur l'ensemble des consommateurs tant industriels que PME et particuliers. Le rapport final complètera ce point.

5. QUESTIONS D'INTER-ENVIRONNEMENT WALLONIE

La Fédération Inter-Environnement Wallonie a plusieurs commentaires et questions relatifs au rapport intermédiaire:

1) sur quelle base affirmez-vous que la prolongation du nucléaire n'influence en rien le développement des énergies renouvelables ?
   Les 13% de RES sont imposées par le paquet Energie-Climat et sont exogène au reste de la composition du mix énergétique.

2) pourquoi ne pas avoir imaginé un quatrième scénario sur la prolongation du nucléaire, en l'occurrence la prolongation des centrales les plus récentes ?
   Cette analyse sera effectuée pour le rapport final, à l'exclusion d'une prolongation de 5 ans qui n'est pas rentable du point de vue économique.

3) pourquoi ne pas avoir plus développé les liens entre économies d'énergie et prolongation du nucléaire ? Il nous semble en effet que la prolongation du nucléaire n'incite pas à opérer des économies d'énergie et à améliorer l'efficacité énergétique;
   Dans les inconvénients des scénarios avec prolongation de l'exploitation (pages 19 et 20 du rapport provisoire), il est mentionné qu'il ressort de l'analyse que la prolongation mènerait à une moindre incitation à l'URE. Ceci n'est valable que si les prix du marché reflètent les coûts de production (hypothèse sous-jacente aux études sous rubrique); ce qui n'est pas toujours le cas. Une politique indépendante est donc nécessaire.

4) les importations de biomasse ne sont pas chiffrées dans le rapport;
   Dans la mesure du possible, des chiffres seront ajoutés au sein du rapport final.

5) l'évaluation des coûts de la prolongation du nucléaire ne figure pas dans le rapport
   Un ordre de grandeur a été cité dans le rapport provisoire (page 15) sur base de chiffres communiqués par EDF Ces informations seront complétées dans le rapport final.

6. QUESTIONS DE BOND BETER LEEFMILIEU

GEMIX ontwerprapport: beetje studie, weinig basis
Bram Claeys, bram.claeys@bblv.be, 8/7/2009

6.1. Inhoud

Het ontwerprapport van de commissie experts die in opdracht van minister Magnette de ideale energiemix van België bestuderen, is beschikbaar sinds 2/7/2009. De bedoeling van de federale regering is om het zogenaamde GEMIX-rapport te laten dienen als basis voor een beslissing over de eventuele verlenging van de levensduur van de Belgische kerncentrales.

De belangrijkste conclusie en aanbeveling van het rapport is dat energiebesparing in België de eerste en allerbelangrijkste prioriteit is. Verder houdt GEMIX een uitgebreid pleidooi voor het recupereren van de "nucleaire rente", anders gekend als de nucleaire windfall profits.

De groep experts legt zeer zwaar de nadruk op de gebrekkige functionering van de Belgische elektriciteitsmarkt, en de stijgende afhankelijkheid van import van elektriciteit uit het buitenland. Om hieraan te verhelpen moet onder andere meer piekproductie worden geïnstalleerd. GEMIX suggereert om deze piekproductie in handen van Elia, de netbeheerder te geven.

Opvallend is dat het rapport een nieuwe optie introduceert tussen (1) de kerncentrales sluiten als gepland, en (2) alle reactoren 20 jaar extra geven. Een derde optie is om de oudste reactoren 10 jaar langer open te houden, met een optie om ze na 10 jaar nog eens 10 jaar te geven. De minst oude reactoren zouden in deze optie meteen 20 jaar extra krijgen. De redenering achter deze derde optie is dat de oudste reactoren meer risico's opleveren, en dus niet zomaar 20 jaar langer extra mogen krijgen.

Het rapport beschouwt alle opties met de kerncentrales als nog mogelijk. Alleen moet er wel heel dringend een beslissing komen, zeggen de experts.

De GEMIX groep hakt geen knopen door, dat blijft het prerogatief van de politiek.

6.2. Analyse

6.2.1. Niet-nucleaire capaciteit

Als het de bedoeling is om te onderzoeken hoe de energiemix in België in de toekomst zal en zou moeten evolueren, is de meest evidente oefening om mee te beginnen, analyseren wat de gevolgen zijn van de vandaag best voorspelbare evoluties.

Daarbij moet rekening worden gehouden met de wettelijke context, en met al gekende investeringsprojecten. Dit scenario zou het basisscenario moeten zijn.

In het geval van de elektriciteitproductie, betekent dit: de nucleaire productie afbouwen zoals voorzien, rekening houden met het stoppen van de oude steenkoolcentrales, en rekening houden met de gekende investeringsprojecten in productie met hernieuwbare energie, aardgas of steenkool.

Het rapport bekijkt vreemd genoeg echter niet welke investeringen vandaag al gepland zijn, en hoe die zich verhouden tot de geplande sluiting van de kernreactoren. Ongeveer het meest relevante stuk werk, wordt keer op keer nagelaten door de opeenvolgende commissies. Blijkbaar is het niet de bedoeling om onzekerheid op te heffen.

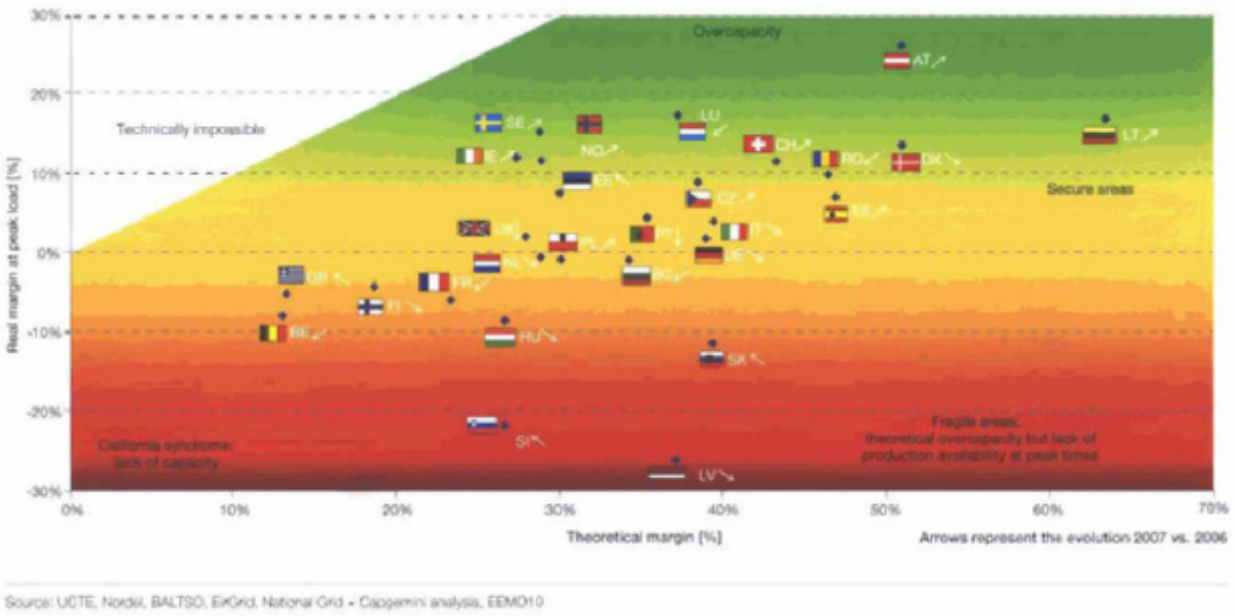
Gelukkig publiceren Elia en de Creg zelf regelmatig lijsten van investeringsprojecten. Uit de analyse van het directiecomité van de Creg blijkt alvast dat er geen capaciteitsprobleem hoeft te zijn in 2015. Zo voorziet de Creg tegen 2015 een netto bijkomende productiecapaciteit van 2167 MW, rekening houdend met ongeveer 3400 MW steenkool die sluit tussen nu en 2015.

De nucleaire capaciteit die moet sluiten in 2015 bedraagt 1787 MW.

De opsomming van de Creg houdt dan nog bovendien geen rekening met andere nog niet vergunde projecten.

Dans le rapport final sera mise en annexe une liste exhaustive des projets officiels, ceux effectivement en construction ou décidés, ainsi que de toutes les centrales (non seulement nucléaires) qui seront mises à l'arrêt. De cette liste et des études existantes, il ressort que ces projets officiels ne compensent pas le remplacement de l'ensemble des capacités mises à l'arrêt d'ici 2016. Il ne faut pas perdre de vue que c'est la courbe de charge qui dicte la composition de l'éventail des investissements: un MW de pointe n'est pas égal à un MW de base. Il faut également noter qu'au jour d'aujourd'hui, le Belgique est déja en manque de capacité par rapport aux pays avoisinants.

162.



6.2.2. Extra uitstoot CO_2 door kernuitstap

Nadeel van de sluiting volgens de wet is de extra CO_2-uitstoot: 6 Mton CO_2 per jaar in 2020. Dat komt overeen met ongeveer 5% van de Belgische uitstoot. Dit betekent dat het in België iets langer zal duren om de lange termijn reducties te realiseren, in vergelijking met landen die de nucleaire handicap niet hebben. In 2050 maakt dit al lang geen verschil meer. Zoals blijkt uit de studie Tobback van het Federaal Planbureau, kunnen de kerncentrales in België sluiten en tegelijk emissiereducties tot 80% gehaald worden.

La seule étude mentionnées dans l'AR et abordant cet horizon est l'étude "Tobback". Une autre étude est l'étude DLR. Toutes deux sont basées sur la méthode du backcasting qui ne contient pas d'analyse économique. Compte tenu des contraintes d'émissions de GES et les coûts associés, des incertitudes sur les développements technologiques à cet horizon de temps, le groupe GEMIX prône l'extrême prudence quant à l'identification d'un mix énergétique idéal à cet horizon.

6.2.3. Verlies expertise

De experts tillen duidelijk veel zwaarder aan het verlies aan expertise, de hogere kostprijs en de minder gediversifieerde energiemix.

Nochtans bouwen we in het sluitingscenario net zeer interessante expertise op in het ontmantelen van kerncentrales. Een deskundigheid die nergens bestaat, en bijzonder goed exporteerbaar is. Vandaag is een Belgische equipe al bezig met het afbreken van de kleine testreactor BR3 in Mol wat ons al een competitief voordeel oplevert.

Bovendien zal binnen België de opslag van het afval sowieso nog heel veel onderzoek, expertise en werkgelegenheid met zich meebrengen.

Sauf pour ce qui concerne la filière de démantèlement qui resterait éventuellement "belge", les opérateurs ne raisonnent plus en terme de pays, mais en terme de marché "relevant"/pertinent - ces indicateurs ont-ils encore un sens à un niveau belge ? Les ingénieurs nucléaires formés en Belgique seront utilisés là où la société en a besoin.

6.2.4. Kostprijs kernuitstap

De hogere kostprijs zou vooral in de elektriciteitproductie zitten. De productieprijs zou in het geval van een sluiting van de kerncentrales hoger liggen dan wanneer de kerncentrales 20 jaar langer open blijven: 8% in 2020 en 18% in 2030.

Dat zal eerst en vooral natuurlijk alleen maar voelbaar zijn als de Belgische markt veel beter gaat functioneren dan vandaag. Een niet onbelangrijke voorwaarde, gezien de macht van Electrabel over de Belgische energiepolitiek.

Verder worden productieprijsstijgingen verzacht door het aandeel heffingen en taksen in de tarieven, en het effect van energiebesparing op de energiefactuur. Eventuele effecten kunnen zich harder laten voelen bij industriële verbruikers, omdat zij relatief minder heffingen betalen. Anderzijds hebben zij een veel grotere onderhandelingsmacht ten opzichte van elektriciteitleveranciers. Wat zeker in een verder concurrentieel gemaakte markt zal gelden.

In dit verband is een recente analyse uitgevoerd door het Oko-Institut in opdracht van het Duitse milieuministerie. Zij komen tot de conclusie dat een levensduurverlenging van kerncentrales niet noodzakelijk leidt tot een vermindering van de elektriciteitprijzen. Ze vergeleken de prijsniveaus in landen met veel en weinig nucleaire productie, en zagen geen verband met de hoogte van de elektriciteitprijs. De marktwerking – of het gebrek daaraan – is veel meer bepalend voor het prijsniveau dan de energiemix. Het Oko-Institut wijst er daarentegen op dat een verlenging van de levensduur van kernreactoren, de vernieuwing van het park vertraagt, en daardoor de prijzen juist omhoog dreigt te jagen.

La modélisation PRIMES fait l'hypothèse d'un marché large, profond et transparent et qui se traduit par des prix avec nucléaire qui sont inférieur. Le constat de Oko-Institut est différent mais n'est pas contradictoire si d'autres éléments interviennent dans la formation des prix ou si on ne pallie pas aux imperfections du marché.

Het is merkwaardig dat in de studie de kostprijs van de sluiting van de kerncentrales wordt berekend, zonder alle kosten van kernenergie mee in rekening te nemen. Greenpeace toonde aan dat de economische kost van het risico van kernenergie hoger kan zijn dan de kostprijs van elektriciteit wat kernenergie sowieso onrendabel maakt. De levensduur verlengen betekent dus per definitie een extra zware kost voor de samenleving die deze risico's draagt.

Voorts heeft GEMIX door de NIRAS laten berekenen hoeveel extra kernafval er zou geproduceerd worden als de sluiting van de kerncentrales wordt uitgesteld, maar we leren dan weer niets over de kostprijs ervan. In een advies van 2007 van de NIRAS staat te lezen dat de kosten erg moeilijk te berekenen zijn omdat het nog onduidelijk is welke technieken zullen gebruikt worden.

Het is misleidend om uitspraken te doen over de kostprijs van de kernuitstap als met de risico's geen rekening wordt gehouden. De studie verdient dus aangevuld te worden om een objectief beeld te geven over kernenergie.

Positief punt is dan weer dat de GEMIX studie wijst op de noodzaak om de nucleaire windfall profits (de onterechte winsten van Electrabel) te recupereren. Dit geld wordt nu gedraineerd naar Suez-GDF.

6.2.5. Energiemix: divers, onafhankelijk en zeker

De energiemix is natuurlijk tijdelijk minder divers als kernenergie uitgefaseerd wordt, omdat in een overgangsfase aardgas een aantal grootschalige vervanginvesteringen voor zijn rekening neemt. De trend is echter dat we komen uit een energiemix met gas, steenkool en nucleair, naar een energiemix met gas, biomassa, wind en zon, aangevuld met eventueel geothermische en waterkracht. Daarbij neemt het aandeel binnenlandse energiebronnen bovendien toe. De enige binnenlandse productie die we nu hebben

is op basis van windenergie en organische reststromen. De overige 99% voeren we vandaag in: uranium, steenkool, aardgas, aardolie en biomassa. In 2020 zouden we zo 6% van onze energie opwekken (hernieuwbare energie minus geïmporteerde biomassa), en neemt onze energieonafhankelijkheid bijgevolg toe.

Ten gronde stelt zich hier dus de vraag: wat is een gediversifieerde energiemix? Hoeveel verschillende energiebronnen moet die bevatten? Alvast kwantitatief gaan we naar een energiemix met meer verschillende energiebronnen dan vandaag.

Energiebesparing zorgt in deze natuurlijk ook voor een grotere energieonafhankelijkheid.

De vraag is bovendien of de dominantie van de energiemarkt in België door een groot bedrijf, geholpen door de kerncentrales, ons niet veel meer schade berokkend heeft dan de "gediversifieerde" energiemix ons aan voordelen zou kunnen gebracht hebben.

Hormis la question de la question de la rente, il ne faut pas oublier que la filière électrique reste caractérisée par des économies d'échelles importantes (ou sinon pourquoi aurait-on choisi par le passé cette organisation concentrée de l'industrie). De plus, le réseau s'impose comme un monopole naturel et constitue un élément incontournable de l'approvisionnement électrique. Il ne faut pas perdre de vue que la libéralisation a peut-être rendu obsolète le modèle d'entreprises verticalement intégrées, mais a contribué simultanément à leur redéploiement en de larges structures horizontales et transeuropéennes.

Tenslotte is niet alleen de gemiddelde energiemix en productie belangrijk, maar uiteraard ook de beschikbaarheid van de elektriciteit. Daarom identificeerde de Algemene Raad van de Creg in haar advies over het ontwerp van Prospectieve Studie over de Elektriciteitproductie, drie evoluties die tot een groter risico op onevenwichten leiden:

- Extreme weersomstandigheden (koude of warmte), die respectievelijk tot een sterke stijging van de vraag of een sterke daling van de productie kunnen leiden. Met name hittegolven, die als gevolg van de klimaatverandering meer kunnen voorkomen, hebben een nefaste invloed op grote centrale productie zoals die in kerncentrales plaatsvindt
- Fluctuerende bronnen zoals wind- of zonne-energie kunnen leiden tot onevenwichten als hun productie foutief voorspeld wordt
- De veroudering van het productiepark leidt tot grotere risico's op onvoorziene onbeschikbaarheden.

Dit laatste betekent dat een eventuele levensduurverlenging van de kerncentrales het risico vergroot dat de elektriciteit er niet is op het moment dat we ze nodig hebben.

Vu les investissements de jouvence à fournir et leur coût, il est de l'intérêt de tout opérateur à optimaliser l'utilisation de son infrastructure.

6.2.6. Radioactief afval

De auteurs gaan zeer licht over de verhoogde nucleaire afvalproductie als de kerncentrales langer open blijven. Nochtans valt uit de in bijlage bij het rapport gevoegde cijfers van het NIRAS af te leiden dat het verlengen van de levensduur van de kerncentrales de hoeveelheid hoogradioactief afval (cat. C) verhoogt met maar liefst de helft. Overwegende dat we op dit moment nog niet eens weten hoe we dit afval zullen opslaan, lijkt een beslissing om er 50% meer te produceren zeer weinig verantwoordelijk.

Herinner in dit verband ook de opmerking in verband met de kosten van de afvalberging.

Gezien ook het onopgeloste en niet op te lossen probleem van de proliferatie van radioactief materiaal, is een levensduurverlenging niet verantwoordbaar.

6.2.7. Veiligheid van verlenging levensduur

GEMIX gaat er zeer licht over dat de verlenging van de levensduur van de kerncentrales kan zonder al te veel problemen. Men maakt er zich bij wijze van spreken vanaf door te stellen dat in de US al vergunningen tot 60 jaar worden gegeven, en dat er voor de rest vooral voldoende controles moeten gebeuren om te vermijden dat er iets misgaat. Verder verwijst men naar niet publiek beschikbare studies van experts.

Nochtans veroorzaken de herhaalde thermische, mechanische en radioactieve belasting van de componenten, slijtage van deze componenten. In het bijzonder voor moeilijk vervangbare onderdelen zoals het reactorvat of de omkasting. Op het mondiaal park van 436 reactoren, hebben er slechts 9 de leeftijd van 40 jaar bereikt. De gemiddelde levensduur van de 119 reactoren die tot nu toe stil gelegd zijn, is 22 jaar. Er is dus geen ervaring – laat staan zekerheid – over de mogelijkheden om reactoren 50, of zelfs 60 jaar lang te laten functioneren.

Een recente analyse (Lucon et al., ScienceDirect, 2007) over de veiligheidsmarges in de Belgische nucleaire reactoren, mee opgenomen in het rapport van de Commissie Energie 2030, bespreekt ten gronde enkel de beste monitoringtechnologie om de veiligheid van de centrales op te volgen.

Dans le rapport définitif, une synthèse de la situation à l'étranger sera présentée en annexe, synthèse élaborée par les spécialistes du SCK-CEN.

6.2.8. Energiebesparing en kernenergie

Zeer enigmatisch is de op een paar plekken herhaalde stelling, dat de kerncentrales langer openhouden het beleid gericht op energiebesparing moeilijker maakt. Hieraan wordt weinig uitleg gegeven. Maar is toch wel zeer belangrijk. De achterliggende reden is net dat de lagere prijs van de elektriciteit in het geval de kerncentrales langer openhouden, een prikkel wegneemt om energie te besparen. Energiebesparing is volgens de auteurs de eerste en grootste prioriteit. En deze wordt tegengewerkt door het langer openhouden van de kerncentrales. De enige logische conclusie is dat de kerncentrales dicht moeten in overeenstemming met de wet.
Dans les inconvénients (pages 19 et 20 du rapport provisoire), il est mentionné qu'il ressort de l'analyse que la prolongation mènerait à une moindre incitation à l'URE. Ceci n'est valable que si les prix du marché reflètent les coûts de production (hypothèse sous-jacente aux études sous rubrique); ce qui n'est pas toujours le cas.

6.2.9. Steenkool "opvangklaar"?

Het rapport wijst er terecht op dat het verder gebruik van steenkool, of nieuwe investeringen in steenkoolcentrales problematisch is, omwille van de zeer hoge specifieke CO_2-uitstoot. Ze raden daarom aan dat nieuwe investeringen "CCS ready" zijn. Het deel sequestratie zal meer tijd vergen om een concrete vorm aan te nemen (weinig waarschijnlijk voor 2020) in een land als België dat geen geologische structuur heeft die gepast is voor een vlotte opslag, zoals uitgeputte petroleum/gasbronnen. Bovendien zijn bepaalde geologische structuren, die mogelijk bruikbaar zijn, prioritair bestemd voor de seizoensopslag van aardgas.

Net daarom zou het zeer onverstandig zijn een vergunning te geven aan nieuwe steenkoolcentrales, als niet duidelijk is hoe ze de geproduceerde CO_2 zullen opvangen en opslaan. De onzekerheden met betrekking tot de toepassing van CCS zijn te groot om er van uit te kunnen gaan dat ze op een gegeven moment wel werkbaar zal zijn.

De problematiek van CCS is niet beperkt tot steenkoolcentrales, maar ook gascentrales en grote industriële processen met belangrijke CO_2 uitstoot. Het opdoen van ervaring dienaangaande is en blijft belangrijk.

6.3. Beslissing?

Weeral is dit een rapport geworden over de energiemix, dat vooral over elektriciteit gaat. Het nucleaire debat zorgt voor zeer ernstige tunnelvisie bij de experts en beleidsmakers. In hun pleidooi om dringend een beslissing te nemen gaan de experts voorbij aan het feit dat er al een beslissing is: de wet. De operatoren zijn gehouden te handelen volgens die wet. Alleen doet Electrabel er alles aan om de wet te negeren en verder te doen alsof ze er niet is. Door bijvoorbeeld dure vervangingsinvesteringen in de oudste reactoren te lanceren.

De voorliggende ontwerpstudie levert onvoldoende informatie. De argumentatie is bijzonder mager. Bijvoorbeeld over de kostprijs van de kernuitstap, en de realiseerbaarheid van de verlenging.

Aangezien de informatie ontbreekt om te beslissen of een verlenging haalbaar is, kan de regering op deze basis het risico niet nemen de vergunning van de centrales aan te passen. De wet blijft dus onverkort van kracht.

Het is duidelijk dat de ontwerpstudie nog op een aantal belangrijke punten zal moeten worden bijgeschaafd om beleidsrelevant te kunnen zijn.

7. REMARQUE DU VLAAMS OVERLEG DUURZAME ONTWIKKELING

Voor ons is het belangrijk dat er in het advies een link wordt gemaakt tussen de grote flexibiliteit binnen de broeikasgasemissiereductiedoelstellingen (wat een lang woord) en de toekomstige energiemix. Offsetting is immers een enorme barrière om tot een koolstofarme (-neutrale) electriciteitsvoorziening te komen. De mogelijkheid om een groot deel van de reductiedoelstellingen te realiseren via de aankoop van buitenlandse emissierechten (meer dan de helft!!!) is een uitholling van de emissiereductiedoelstellingen van de industrielanden. De druk om te investeren in koolstofarme technologieën is hierdoor veel minder. Grote uitstoters zullen meer geneigd zijn om koolstofintensieve investeringen te doen aangezien ze goedkope emissierechten kunnen aankopen om deze te compenseren. Hierdoor worden noodzakelijke veranderingen in de energie-infrastructuur uitgesteld en riskeren we een lock-in in koolstofintensieve technologieën.

13. ANNEXE 10: LISTE NON EXHAUSTIVE DES OUVRAGES DE RÉFÉRENCE CONSULTÉS

Agence de sécurité nucléaire (2009), " La poursuite d'exploitation des centrales nucléaires". In: Contrôle, juin 2009.

"Allemagne: projet de loi pour autoriser le captage/stockage de CO_2" (2009). In: Pétrostratégies n°1109, page 4.

Beerten J., D'haeseleer W., Laes E., Meskens G. (2009),"Greenhouse gas emissions in the nuclear lifecycle: A balanced appraisal". In: Energy Policy

Bureau fédéral du Plan (2006), "La politique climatique post-2012: Analyse de scénarios de réductions d'émissions aux horizons 2020 et 2050".
http://www.climat.be/IMG/pdf/FR-Final-Post_2012_Horizons_2020_et_2050.pdf
http://www.climat.be/IMG/pdf/FR-Post2012_Horiz20-50_resume.pdf

Bureau fédéral du Plan (2007), "Eclairage sur des enjeux de la politique énergétique belge confrontée au défi climatique", Working Paper 01-07.
http://www.plan.be/admin/uploaded/200702231011060.wp0701_fr.pdf

Bureau fédéral du Plan (2007), "Perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030 dans un contexte de changement climatique", Planning Paper 102.
http://www.plan.be/admin/uploaded/200711280958210.pp102_fr.pdf

Bureau fédéral du Plan (2008), "Impact of the EU Energy and Climate Package on the Belgian energy system and economy", WP 21-08.
http://www.plan.be/admin/uploaded/200901091118420.wp200821.pdf

Bureau fédéral du Plan et SPF Economie - DG Energie (2008), "Projet d'étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2008-2017" - Etude Prospective Electricité.

Bureau fédéral du Plan (2008), Climate policy and RES deployment in Belgium: insight from FPB studies, Presentation at the KULeuven Energy Institute Leuven.

Bureau fédéral du Plan (février 2009), "Perspectives à long terme de l'évolution des transports en Belgique: projection de référence", PP 107.
http://www.plan.be/admin/uploaded/200904211523080.pp107_fr.pdf

Bureau fédéral du Plan (mai 2009), "Perspectives économiques 2009-2014".
http://www.plan.be/admin/uploaded/200905191211460.proj2009_fr.pdf

Capgemini (2008), European Energy Markets Observatory.

Carlier P., Fluchère J., Giraud B. et F. Poizat (2008), "Quelle espérance de vie pour les réacteurs EDF ?"

Commission Energy 2030 (2007), "Belgium's Energy Challenges Towards 2030 - Final report".
http://www.ce2030.be/public/documents_publ/CE2030%20Report_FINAL.pdf
http://www.ce2030.be/public/documents_publ/CE2030%20Exec%20Summ%20(incl%20C&R)_FINAL.pdf

Commission pour l'Analyse des Modes de Production de l'Electricité et le Redéploiement des Energies (AMPERE) (2000), "Rapport Ampère".
http://mineco.fgov.be/energy/ampere_commission/Rapport_fr.htm

CREG - AVIS (F)090402-CDC-858 relatif au "projet d'étude prospective ("projet d'étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2008-2017")" réalisé en application de l'article 3, § 1er, deuxième alinéa, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.
http://www.creg.info/pdf/Avis/A858FR.pdf

CREG (2007), ETUDE (F)070927-CDC-715 relative à « la sous-capacité de production d'électricité en Belgique ».
http://www.creg.be/pdf/Etudes/F715FR.pdf

CREG (2009), " Informations du marché de l'électricité en Belgique au 30 mars 2009".

CWaPE - AVIS CD-9c03-CWaPE-227 sur le "projet d'étude du SPF Economie (DG Energie) et du Bureau fédéral du Plan sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2008-2017" rendu en application de l'article 43bis, §1er du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité.
http://www.cwape.be/servlet/Repository?IDR=11772

De Ruyck J. (2006), "Maximum potentials for renewable energies" - Study on renewable energies for Commission Energy 2030.
http://www.ce2030.be/public/documents_publ/REN_for_CE2030_V5.pdf

DENA (Deutsche Energie-Agentur GmbH) (2008), "Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland - Schlussfolgerungen und Fazit - Energieprogramm Bundesregierung".

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institute of Technical Thermodynamics, Department of Systems Analysis and Technology Assessment (2006), "Energy Revolution: a sustainable pathway to a clean energy future for Belgium", étude commandée par Greenpeace.
http://www.greenpeace.org/raw/content/belgium/fr/press/reports/energy-revolution-a-sustainab-2.pdf

DGEMP (2008) "Scénario énergétique de référence DGEMP-OE(2008). Rapport de synthèse".
http://www.industrie.gouv.fr/energie/prospect/pdf/scenario-2008.pdf

E3MLab/NTUA (June 2008), "Model-based Analysis of the 2008 EU Policy Package on Climate Change and Renewables". By P. Capros, L. Mantzos, V. Papandreou, N. Tasios.
http://ec.europa.eu/environment/climat/pdf/climat_action/analysis.pdf
http://ec.europa.eu/environment/climat/pdf/climat_action/analysis_appendix.pdf

ECN (2005), "Referentieramingen energie en emissies 2005-2020".
http://www.rivm.nl/bibliotheek/rapporten/773001031.pdf

ECN (2005), "Kerncentrale Borssele na 2013. Gevolgen van beëindiging of voortzetting van de bedrijfsvoering".

ECONOTEC – IBAM – ICEDD (2009), "Projet d'actualisation du Plan pour la Maîtrise Durable de l'Energie (PMDE) en Wallonie à l'horizon 2020"

Eggermont G. *et al* (2007), "Kernenergie (on)besproken", 367 p.

Eggermont G., Bombaerts G. (2009), "Afval beheren en controle loslaten - Over participatie bij berging van nuceaire afval", Oikos 48, pp. 28-38.

ELIA (2009), "Point de vue d'ELIA concernant le projet d'étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2008-2017. Consultation du gestionnaire de réseau en application de l'article 3 de la loi sur l'électricité du 29 avril 1999".

ENCOURAGED (Energy corridor for European markets of gas, electricity and hydrogen) project (2006), "Energy corridors - European Union and Neighbouring countries"
http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/energy_corridors_en.pdf

ETSO (2007), European Wind Integration Study (EWIS) - Phase 1: "Towards a Successful Integration of Wind Power into European Electricity Grids", Final study.
http://www.entsoe.eu/_library/publications/etso/Final-report-EWIS-phase-I-approved.pdf

ETSO (2008), European Wind Integration Study (EWIS) - Interim report: "Towards a Successful Integration of Wind Power into European Electricity Grids".

ETSO (2009), System Adequacy Forecast 2009-2020. Union for the co-ordination of transmission of electricity.
http://www.entsoe.eu/_library/news/UCTE_SAF-2009-2020_Report.pdf

EUFORES (2009) - Wuppertal Institute GmbH & Ecofys Germany GmbH (July 2009), "EEW Final Report on the Evaluation of National Energy Effiency Action Plans"
http://www.energy-efficiency-watch.org/index.php?id=49
http://www.energy-efficiency-watch.org/fileadmin/eew_documents/Documents/Results/EEW_-_Final_Report_July_2009.pdf
http://www.energy-efficiency-watch.org/fileadmin/eew_documents/Documents/Results/EEW_Screening_final_Appendix.pdf

EuropaBio (The European Association for Bioindustries) (2007), "Biofuels in Europe - EuropaBio position and specific recommendations".

EWEA/TradeWind (2009), Integrating wind - Developing Europe's power market for the large-scale integration of wind power.
http://www.trade-wind.eu/fileadmin/documents/publications/Final_Report.pdf.

FEBEG (2008), "Note de position. Besoin d'un climat d'investissement positif".
http://www.febeg.be/content/default.asp?PageName=OpenDoc&DocID=7374

Finon D., Romano E. (2008), "Electricity market integration: redistribution effect versus resource reallocation".

Finon D., Romano E. (2008), "La mise aux enchères universelle de droits de tirage sur le nucléaire. Une voie de sortie équitable des tarifs règlementés sur le marché de masse". Working Paper CIRED.

Fraunhofer (2003), "Gestion de la demande en Belgique dans le cadre des efforts à accomplir par la Belgique pour réduire ses émissions de gaz à effet de serre", W. Eichhammer *et al*, Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research.
http://www.mineco.fgov.be/energy/rational_energy_use/report_executive_summary.pdf
http://www.mineco.fgov.be/energy/rational_energy_use/report.pdf
http://www.mineco.fgov.be/energy/rational_energy_use/report_annex.pdf

futures-e (2008), "20% RES by 2020 - a balanced scenario to meet Europe's RES target".
http://www.futures-e.org/

Greenpeace - 3E (2008), "a north sea electricity grid [r]evolution" http://www.3e.be/library/51ZBI1TK.pdf

http://www.euractiv.com/en/energy/norway-voices-bold-ambitions-offshore-wind/article-179100

International Atomic Energy Agency (2003), "Cost drivers for the assessment of nuclear power plant life extension", IAEA-TECDOC-1309, 84 p.

IEA (2008), "World Energy Outlook 2008".

IEA governing board (2009), "Impact of the financial and economic crisis on global energy investment".

IEA Bioenergy (2008), "Task 40 - Sustainable International Bioenergy Trade. Securing Supply and Demand. Country report Belgium". Draft.
http://www.bioenergytrade.org/downloads/belgiumcountryreportdec08.pdf

Institut fur Energetik und Umwelt (2006), "Sustainable Strategies for Biomass Use in the European Context".
http://www.bmu.de/english/renewable_energy/downloads/doc/37442.php

Lévêque F. et al (2009),"Academic opinion of economic scholars on Champsaur commission's paper".

Masson (1999) A., "Quelle solidarité intergénérationnelle ?", Revue française d'économie, n°1, pp. 27-90.

McKinsey (2009), "Pathways to World-Class Energy Efficiency in Belgium".
http://www.mckinsey.com/clientservice/ccsi/pdf/energy_efficiency_belgium_summary.pdf
http://www.mckinsey.com/clientservice/ccsi/pdf/energy_efficiency_belgium_full_report.pdf

Ministère de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement durable et de la Mer - France (2009), "Programmations pluriannuelles des investissements de production d'électricité et de chaleur - Plan indicatif pluriannuel dans le domaine du gaz - Synthèse".

Ministry of Petroleum and Energy - Norway (2008), "Fact 2008 - Energy and Water Resources in Norway".

Pentalateral Energy Forum (2009), "Working plan proposal on offshore electricity infrastructure".

Percebois J. et J.-M. Chevalier (2008), "Gaz et électricité : un défi pour l'Europe et pour la France".
http://www.cae.gouv.fr/rapports/074.htm.

Rapport Champsaur (avril 2009), "Rapport de la commission sur l'organisation du marché de l'électricité". Commission présidée par Paul Champsaur.

RTE (2007), "Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France". www.rte-france.com/htm/fr/mediatheque/telecharge/bilan_complet_2007.pdf.

Spector D. (2007), "Electricité: faut-il désespérer du marché ?". http://www.cepremap.ens.fr/depot/opus/OPUS05.pdf

Stern J. (2006), "Stern Review: The Economics of Climate Change". http://www.hm-treasury.gov.uk/stern_review_report.htm

World Association of Nuclear Operators (2008) "2008 Performance indicators".