

Etude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité à l'horizon 2030

Projet

Projet



L'analyse quantitative a été réalisée en 2012 sur la base d'hypothèses élaborées en 2011 et des statistiques énergétiques de 2010.

Le reste du document a été terminé en août 2013.

Projet

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Remerciements

Les auteurs de cette étude remercient toutes celles et ceux qui ont participé à son établissement et, en particulier, la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz, Elia et la Banque nationale de Belgique.

Ils tiennent également à souligner la qualité des travaux de la National Technical University of Athens.

Projet



Projet

Table des matières

REMERCIEMENTS	3
TABLE DES MATIÈRES	5
LISTE DES TABLEAUX	9
LISTE DES GRAPHIQUES	11
INTRODUCTION	13
1. ETUDE PROSPECTIVE ÉLECTRICITÉ 2	15
1.1. RAISON D'ÊTRE	15
1.2. MODALITÉS D'ÉTABLISSEMENT	15
1.3. CONTENU	16
1.4. EVALUATION STRATÉGIQUE ENVIRONNEMENTALE	16
1.5. CONTEXTE.....	17
2. ANALYSE QUANTITATIVE DE L'APPROVISIONNEMENT ÉLECTRIQUE DE LA BELGIQUE	21
2.1. MÉTHODOLOGIE	21
2.1.1. <i>Le modèle PRIMES</i>	21
2.1.2. <i>Les scénarios de base</i>	22
2.1.3. <i>Les scénarios alternatifs</i>	23
2.1.4. <i>Différence avec l'EPE1</i>	25
2.2. HYPOTHÈSES ET CADRE POLITIQUE	25
2.2.1. <i>Hypothèses relatives aux scénarios de base</i>	26
Cadre macroéconomique et démographique	26
Evolution des prix internationaux des combustibles	27
Cadre politique.....	28
Emissions de gaz à effet de serre.....	29
Sources d'énergie renouvelables.....	30
Efficacité énergétique.....	31
Hypothèses relatives à l'approvisionnement électrique.....	32
Mix énergétique pour la production d'électricité.....	32
Importations nettes d'électricité	33
Critère de fiabilité pour l'approvisionnement électrique	34
Autres hypothèses	34
2.2.2. <i>Hypothèses relatives aux scénarios alternatifs</i>	35
Scénario <i>Coal</i>	35
Scénario <i>No-imp</i>	35
Scénario <i>18%EE</i>	35
Scénario <i>EE/RES++</i>	36
2.2.3. <i>Comparaison avec les hypothèses de l'EPE1</i>	37
Cadre macroéconomique et démographique	37
Evolution des prix internationaux des combustibles	37
Politique climatique et énergétique	38
Réduction des émissions de gaz à effet de serre	38
Développement des sources d'énergie renouvelables	39
Mix énergétique pour la production d'électricité.....	39
Importations nettes d'électricité	40
2.3. ANALYSE DES SCÉNARIOS RELATIFS À L'APPROVISIONNEMENT ÉLECTRIQUE D'ICI 2030.....	40



2.3.1. Les scénarios de base	41
La demande d'électricité	41
L'offre d'électricité	43
Les investissements en nouvelles capacités de production.....	47
La capacité installée du parc électrique belge	49
Les besoins en gaz naturel pour la production d'électricité	54
Les émissions de gaz à effet de serre du secteur électrique	56
Les coûts liés à la production électrique	58
2.3.2. Les scénarios alternatifs	60
Les variantes sur l'offre : les scénarios <i>Coal</i> et <i>No-imp</i>	61
Une maîtrise renforcée de la demande énergétique : le scénario <i>18%EE</i>	66
Efficacité énergétique et production électrique plus verte : le scénario <i>EE/RES++</i>	75
2.3.3. Une vue générale des perspectives	82
La demande d'électricité	82
La production d'électricité.....	83
Les investissements en nouvelles capacités de production.....	84
La capacité installée du parc électrique belge	85
Les besoins en gaz naturel pour la production d'électricité	86
Les émissions de gaz à effet de serre du secteur électrique	87
Les coûts liés à la production électrique	88
Evaluation générale des scénarios.....	89
2.3.4. Comparaison avec l'EPE1	92
3. EVALUATION DE LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ DE LA BELGIQUE ET RECOMMANDATIONS.....	99
3.1. SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ.....	99
3.2. RISQUES, MESURES D'ATTÉNUATION ET CRITÈRES D'ÉVALUATION	100
3.2.1. Sécurité d'approvisionnement et vulnérabilité énergétique	100
3.2.2. Diversité.....	101
3.2.3. Efficacité.....	103
3.2.4. Soutenabilité	104
Convergence de l'offre et de la demande	104
Equilibre entre l'offre et la demande	106
Concurrence	107
Développement des interconnexions avec les pays voisins	108
Stabilité des pays fournisseurs	108
Développement durable.....	109
Evolution de la consommation.....	110
Raréfaction des ressources	110
Sources d'énergie fossiles et minérales	110
Réserves prouvées.....	111
Production annuelle	111
Ratio R / P	112
Ressources récupérables restantes	113
Biomasse et géothermie	113
Emissions et déchets polluants	114
3.3. MISE EN ŒUVRE DES CRITÈRES D'ÉVALUATION ET RECOMMANDATIONS.....	117
3.3.1. Diversité.....	118
Diversité des sources d'énergie primaires entrant dans la production d'électricité	118
Diversité des pays fournisseurs de sources d'énergie primaires	120
Part de la production de sources d'énergie primaires dans la consommation intérieure brute de sources d'énergie primaires	124
Dépendance électrique	127
3.3.2. Efficacité.....	130
Secteurs d'activité économique	130

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Secteur résidentiel	134
3.3.3. <i>Soutenabilité</i>.....	138
Convergence de l'offre et de la demande.....	138
Equilibre entre l'offre et la demande.....	138
Rapport sur les moyens de production d'électricité 2012-2017 et Plan Wathélet.....	138
Analyse quantitative de l'EPE2	143
Concurrence	144
Développement des interconnexions avec les pays voisins.....	147
Stabilité des pays fournisseurs.....	149
Développement durable	153
Evolution de la consommation	153
Raréfaction des ressources.....	153
Sources d'énergie fossiles et minérales.....	153
Pétrole.....	155
Gaz naturel.....	158
Charbon.....	161
Uranium	164
Biomasse et géothermie.....	166
Emissions et déchets polluants.....	167
CONCLUSION	169
ANALYSE QUANTITATIVE DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ DE LA BELGIQUE.....	171
<i>Methodologie</i>	171
Modèle PRIMES.....	171
Scénarios.....	171
Scénarios de base	171
Scénarios alternatifs	172
<i>Résultats</i>	173
EVALUATION DE LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ DE LA BELGIQUE ET RECOMMANDATIONS.....	177
RÉFÉRENCES	189
LISTE DES ABRÉVIATIONS	195
TABLE DE CONVERSION D'UNITÉS	199
GLOSSAIRE	201



Projet

Liste des tableaux

TABLEAU 1. RÉSUMÉ DES CARACTÉRISTIQUES DES SCÉNARIOS ÉTUDIÉS	25
TABLEAU 2. HYPOTHÈSES MACROÉCONOMIQUES ET DÉMOGRAPHIQUES POUR LA BELGIQUE À L'HORIZON 2020 ET 2030	27
TABLEAU 3. HYPOTHÈSES RELATIVES À L'ÉVOLUTION DES PRIX DES COMBUSTIBLES FOSSILES	28
TABLEAU 4. VALEURS DU CARBONE DANS LES SCÉNARIOS DE BASE	30
TABLEAU 5. VALEUR DES ÉNERGIES RENOUVELABLES DANS LES SCÉNARIOS DE BASE	31
TABLEAU 6. ÉVOLUTION DE LA CAPACITÉ NUCLÉAIRE EN BELGIQUE SELON LE SCÉNARIO DE BASE, 2010-2030	33
TABLEAU 7. COMPARAISON DES HYPOTHÈSES MACROÉCONOMIQUES ET DÉMOGRAPHIQUES POUR LA BELGIQUE : EPE2 VERSUS EPE1, TAUX DE CROISSANCE ANNUELS MOYENS, PÉRIODE 2005-2020	37
TABLEAU 8. COMPARAISON DES PRIX INTERNATIONAUX DES COMBUSTIBLES FOSSILES : EPE2 VERSUS EPE1, ANNÉE 2020	38
TABLEAU 9. COMPARAISON DU PRIX DU CARBONE : EPE2 VERSUS EPE1, ANNÉE 2020	39
TABLEAU 10. COMPARAISON DES IMPORTATIONS NETTES D'ÉLECTRICITÉ : EPE2 VERSUS EPE1, ANNÉE 2020	40
TABLEAU 11. ÉVOLUTION SECTORIELLE DE LA DEMANDE FINALE D'ÉLECTRICITÉ, SCÉNARIOS DE BASE	43
TABLEAU 12. MISE EN PERSPECTIVE DE L'ÉVOLUTION DE LA CAPACITÉ INSTALLÉE, SCÉNARIOS DE BASE	53
TABLEAU 13. ÉVOLUTION SECTORIELLE DE LA DEMANDE FINALE D'ÉLECTRICITÉ, SCÉNARIO 18%EE	68
TABLEAU 14. RÉSUMÉ DES IMPACTS POSITIFS (+) ET NÉGATIFS (-) DES SCÉNARIOS ÉTUDIÉS PAR RAPPORT AU SCÉNARIO NUC-1800, ANNÉE 2020	90
TABLEAU 15. RÉSUMÉ DES IMPACTS POSITIFS (+) ET NÉGATIFS (-) DES SCÉNARIOS ÉTUDIÉS PAR RAPPORT AU SCÉNARIO NUC-1800, ANNÉE 2030	91
TABLEAU 16. INDICE DE DIVERSITÉ DE SHANNON-WIENER DES SOURCES D'ÉNERGIE PRIMAIRES ENTRANT DANS LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ, PAYS CWE ET UK, 2005-2011	119
TABLEAU 17. INDICE DE DIVERSITÉ DE SHANNON-WIENER DES SOURCES D'ÉNERGIE PRIMAIRES ENTRANT DANS LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ - COMPARAISON DES SCÉNARIOS ALTERNATIFS AVEC LE SCÉNARIO DE BASE NUC-1800, BELGIQUE, 2020-2030	119
TABLEAU 18. INDICE DE DIVERSITÉ DE SHANNON-WIENER DES PAYS FOURNISSEURS PAR SOURCE D'ÉNERGIE PRIMAIRE, PAYS CWE ET UK, 2009-2011	121
TABLEAU 19. PART DE LA PRODUCTION DE SOURCES D'ÉNERGIE PRIMAIRES DANS LA CONSOMMATION INTÉRIEURE BRUTE DE SOURCES D'ÉNERGIE PRIMAIRES, PAYS CWE ET UK, 2008-2011	125
TABLEAU 20. INDICATEUR DE DÉPENDANCE ÉLECTRIQUE, PAYS CWE ET UK, 2009-2010	128
TABLEAU 21. INDICATEUR DE DÉPENDANCE ÉLECTRIQUE, BELGIQUE, 2020-2030	129
TABLEAU 22. INTENSITÉ ÉLECTRIQUE (IE) ET CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ FINALE (CEF) CORRIGÉE PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ ÉCONOMIQUE, PAYS CWE ET UK, 2005 ET 2010	131
TABLEAU 23. INTENSITÉ ÉLECTRIQUE DE L'INDUSTRIE ET DU SECTEUR TERTIAIRE, BELGIQUE, 2020 ET 2030	132
TABLEAU 24. CONSOMMATION ÉLECTRIQUE FINALE DU TRANSPORT, BELGIQUE, 2020 ET 2030	133
TABLEAU 25. QUANTITÉ D'ÉLECTRICITÉ CONSOMMÉE PAR MÉNAGE, PAYS CWE ET UK, 2005, 2009 ET 2010	134
TABLEAU 26. ÉQUIPEMENT D'UN MÉNAGE BELGE EN APPAREILS ÉLECTRIQUES, 2009	135
TABLEAU 27. QUANTITÉ D'ÉLECTRICITÉ CONSOMMÉE PAR MÉNAGE, BELGIQUE, 2020 ET 2030	136
TABLEAU 28. QUANTITÉ D'ÉLECTRICITÉ CONSOMMÉE PAR HABITANT, PAYS CWE ET UK, 2005, 2009 ET 2010	136
TABLEAU 29. QUANTITÉ D'ÉLECTRICITÉ CONSOMMÉE PAR HABITANT, BELGIQUE, 2020-2030	137
TABLEAU 30. INDICE DE HERFINDAHL-HIRSCHMANN DU MARCHÉ DE LA PRODUCTION L'ÉLECTRICITÉ, PAYS CWE ET UK, 2010	144
TABLEAU 31. INDICE DE HERFINDAHL-HIRSCHMANN DU MARCHÉ DE LA FOURNITURE L'ÉLECTRICITÉ, PAYS CWE ET UK, 2010	144
TABLEAU 32. INDICATEURS DE CONCURRENCE DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ, PAYS CWE ET UK, 2005-2011	145
TABLEAU 33. INDICATEURS DE CONCURRENCE DE LA FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ, PAYS CWE ET UK, 2005-2011	146
TABLEAU 34. CAPACITÉ COMMERCIALE À LA FRONTIÈRE BELGO-NÉERLANDAISE, 2007-2013	148
TABLEAU 35. TAUX D'INTERCONNEXION DES PAYS DE L'EUROPE DES 15, 2004	148
TABLEAU 36. RISQUES POLITIQUES ET COMMERCIAUX DES PAYS FOURNISSEURS DE SOURCES D'ÉNERGIE FOSSILES À LA BELGIQUE EN 2011, AVRIL 2013	152
TABLEAU 37. RÉSERVES PROUVÉES, PRODUCTION ANNUELLE ET RATIO R/P MONDIAUX PAR SOURCE D'ÉNERGIE FOSSILE OU MINÉRALE, 2011	154



TABLEAU 38. EVOLUTION DU RATIO R / P MONDIAL PAR SOURCE D'ÉNERGIE FOSSILE, 1980-2010	154
TABLEAU 39. PART DANS LA FOURNITURE ET RATIO R / P DES PAYS FOURNISSEUR DE PÉTROLE DE LA BELGIQUE EN 2011, 2011	158
TABLEAU 40. PART DANS LA FOURNITURE ET RATIO R / P DES PAYS FOURNISSEUR DE GAZ NATUREL DE LA BELGIQUE EN 2011, 2011	160
TABLEAU 41. PART DANS LA FOURNITURE ET RATIO R / P DES PAYS FOURNISSEUR DE CHARBON DE LA BELGIQUE EN 2011, 2011	164
TABLEAU 42. EMISSIONS ET DÉCHETS POLLUANTS (ET IMPORTATIONS D'ÉLECTRICITÉ), 2010-2030	168
TABLEAU 43. EVOLUTION D'INDICATEURS PERTINENTS DANS LES DIFFÉRENTS SCÉNARIOS ÉTUDIÉS DANS L'EPE2	174
TABLEAU 44. RÉSUMÉ DES IMPACTS POSITIFS (+) ET NÉGATIFS (-) DES SCÉNARIOS ÉTUDIÉS PAR RAPPORT AU SCÉNARIO NUC-1800, ANNÉES 2020 ET 2030	177
TABLEAU 45. RÉSUMÉ DES CRITÈRES D'ÉVALUATION DE LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ DE LA BELGIQUE, DE LEUR APPLICATION ET DES RECOMMANDATIONS QUI EN DÉCOULENT	179

Projet

Liste des graphiques

GRAPHIQUE 1. ÉVOLUTION DES PRIX DES COMBUSTIBLES FOSSILES, PÉRIODE 1980-2030	28
GRAPHIQUE 2. ÉVOLUTION HISTORIQUE DES IMPORTATIONS NETTES D'ÉLECTRICITÉ EN BELGIQUE, 1990-2011	33
GRAPHIQUE 3. ÉVOLUTION DE L'ÉNERGIE APPELÉE SUR LA PÉRIODE 1990-2030, STATISTIQUES ET SCÉNARIO DE BASE <i>Nuc-1800</i>	42
GRAPHIQUE 4. ÉVOLUTION DE L'ÉLECTRICITÉ PRODUITE EN BELGIQUE (PAR FORME D'ÉNERGIE) ET IMPORTÉE, SCÉNARIOS DE BASE	44
GRAPHIQUE 5. ÉVOLUTION DE L'ÉLECTRICITÉ PRODUITE À PARTIR DE SER, SCÉNARIO <i>Nuc-1800</i>	46
GRAPHIQUE 6. INVESTISSEMENTS CUMULÉS EN NOUVELLES CAPACITÉS DE PRODUCTION, SCÉNARIOS DE BASE	48
GRAPHIQUE 7. ÉVOLUTION DE LA CAPACITÉ INSTALLÉE PAR FORME D'ÉNERGIE, SCÉNARIOS DE BASE, 2010-2030.....	50
GRAPHIQUE 8. RÉPARTITION DE LA CAPACITÉ DU PARC DE PRODUCTION ENTRE FORMES D'ÉNERGIE (2010 À GAUCHE ; 2030 À DROITE), SCÉNARIO <i>Nuc-1800</i>	51
GRAPHIQUE 9. ÉVOLUTION DE LA CAPACITÉ INSTALLÉE DES UNITÉS SER, SCÉNARIO <i>Nuc-1800</i>	52
GRAPHIQUE 10. RÉPARTITION DES DÉCLASSEMENTS ENTRE TYPES D'UNITÉ DE PRODUCTION	54
GRAPHIQUE 11. CONTRIBUTION DU SECTEUR ÉLECTRIQUE DANS L'ÉVOLUTION DES BESOINS TOTAUX EN GAZ NATUREL, SCÉNARIOS DE BASE	56
GRAPHIQUE 12. ÉVOLUTION DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE DU PARC ÉLECTRIQUE BELGE, SCÉNARIOS DE BASE.....	57
GRAPHIQUE 13. ÉVOLUTION DU COÛT MOYEN DE LA PRODUCTION ÉLECTRIQUE, SCÉNARIOS DE BASE.....	60
GRAPHIQUE 14. ÉVOLUTION DE L'ÉNERGIE APPELÉE DANS LES SCÉNARIOS <i>Nuc-1800</i> , <i>COAL</i> ET <i>No_IMP</i>	61
GRAPHIQUE 15. ÉVOLUTION DE LA COMPOSITION DE L'OFFRE D'ÉLECTRICITÉ DANS LES SCÉNARIOS <i>Nuc-1800</i> , <i>COAL</i> ET <i>No_IMP</i>	63
GRAPHIQUE 16. ÉVOLUTION DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE DU PARC ÉLECTRIQUE BELGE DANS LES SCÉNARIOS <i>Nuc-1800</i> , <i>COAL</i> ET <i>No-IMP</i>	64
GRAPHIQUE 17. COMPARAISON DU COÛT MOYEN DE LA PRODUCTION ÉLECTRIQUE DANS LES SCÉNARIOS <i>Nuc-1800</i> , <i>COAL</i> ET <i>No-IMP</i> EN 2030	65
GRAPHIQUE 18. ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE PRIMAIRE DANS LES SCÉNARIOS <i>18%EE</i> ET <i>Nuc-1800</i> , 2010-2030	66
GRAPHIQUE 19. ÉVOLUTION DE L'ÉNERGIE APPELÉE SUR LA PÉRIODE 1990-2030, SCÉNARIO <i>18%EE</i> VS. SCÉNARIO <i>Nuc-1800</i>	67
GRAPHIQUE 20. ÉVOLUTION DE LA COMPOSITION DU TRANSPORT EN VOITURE, SCÉNARIO <i>18%EE</i> , 2010-2030	69
GRAPHIQUE 21. ÉVOLUTION DE L'OFFRE D'ÉLECTRICITÉ, SCÉNARIO <i>18%EE</i> VS. SCÉNARIO <i>Nuc-1800</i> , 2010-2030.....	70
GRAPHIQUE 22. ÉVOLUTION DE LA PUISSANCE INSTALLÉE ET DES INVESTISSEMENTS, SCÉNARIO <i>18%EE</i> (DROITE) VS. SCÉNARIO <i>Nuc-1800</i> (GAUCHE), 2010-2030	71
GRAPHIQUE 23. ÉVOLUTION DE LA CAPACITÉ INSTALLÉE PAR FORME D'ÉNERGIE (GAUCHE) ET INVESTISSEMENTS CUMULÉS (DROITE), SCÉNARIO <i>18%EE</i> VS. SCÉNARIO <i>Nuc-1800</i>	72
GRAPHIQUE 24. ÉVOLUTION DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE DU PARC ÉLECTRIQUE BELGE, SCÉNARIO <i>18%EE</i> VS. SCÉNARIO <i>Nuc-1800</i>	73
GRAPHIQUE 25. COMPARAISON DU COÛT MOYEN DE LA PRODUCTION ÉLECTRIQUE, SCÉNARIO <i>18%EE</i> VS. SCÉNARIO <i>Nuc-1800</i>	74
GRAPHIQUE 26. ÉVOLUTION DE L'ÉNERGIE APPELÉE DANS LES SCÉNARIOS <i>Nuc-1800</i> , <i>EE/RES++</i> ET <i>18%EE</i>	76
GRAPHIQUE 27. ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ DANS LES SCÉNARIOS <i>Nuc-1800</i> , <i>EE/RES++</i> ET <i>18%EE</i>	77
GRAPHIQUE 28. ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ À PARTIR DE SER DANS LES SCÉNARIOS <i>Nuc-1800</i> , <i>EE/RES++</i> ET <i>18%EE</i>	78
GRAPHIQUE 29. ÉVOLUTION DE LA CAPACITÉ INSTALLÉE (GAUCHE) ET CAPACITÉS SER ADDITIONNELLES SUR LA PÉRIODE 2011-2030 (DROITE) DANS LES SCÉNARIOS <i>Nuc-1800</i> , <i>EE/RES++</i> ET <i>18%EE</i>	79
GRAPHIQUE 30. ÉVOLUTION DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE DU PARC ÉLECTRIQUE BELGE DANS LES SCÉNARIOS <i>Nuc-1800</i> , <i>EE/RES++</i> ET <i>18%EE</i>	80
GRAPHIQUE 31. COMPARAISON DU COÛT MOYEN DE LA PRODUCTION ÉLECTRIQUE DANS LES SCÉNARIOS <i>Nuc-1800</i> , <i>EE/RES++</i> ET <i>18%EE</i>	81
GRAPHIQUE 32. TAUX DE CROISSANCE ANNUEL MOYEN DE L'ÉNERGIE APPELÉE, 2010-2030.....	82



GRAPHIQUE 33. PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ PAR FORME D'ÉNERGIE, 2020 (GAUCHE) ET 2030 (DROITE).....	84
GRAPHIQUE 34. INVESTISSEMENTS CUMULÉS EN NOUVELLES CAPACITÉS DE PRODUCTION, 2011-2030.....	85
GRAPHIQUE 35. NOUVELLES CAPACITÉS INSTALLÉES EN 2020 (GAUCHE) ET EN 2030 (DROITE).....	86
GRAPHIQUE 36. COMPARAISON DES BESOINS EN GAZ NATUREL EN 2030 (GAUCHE) ET VARIATION PAR RAPPORT À 2010 (DROITE)	87
GRAPHIQUE 37. ÉVOLUTION DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE DU PARC ÉLECTRIQUE BELGE	88
GRAPHIQUE 38. COÛT MOYEN DE LA PRODUCTION ÉLECTRIQUE EN 2020 ET 2030	89
GRAPHIQUE 39. COMPARAISON DE L'ÉVOLUTION DE L'ÉNERGIE APPELÉE SUR LA PÉRIODE 2005-2030 : SCÉNARIO <i>Nuc-1800</i> DE L'EPE2 VS. SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE DE L'EPE1.....	93
GRAPHIQUE 40. COMPARAISON DE L'ÉVOLUTION DE L'OFFRE D'ÉLECTRICITÉ : SCÉNARIO <i>Nuc-1800</i> DE L'EPE2 VS. SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE DE L'EPE1.....	94
GRAPHIQUE 41. COMPARAISON DES INVESTISSEMENTS 2011-2020 (GAUCHE) ET DE LA PUISSANCE INSTALLÉE EN 2020 (DROITE) : SCÉNARIO <i>Nuc-1800</i> DE L'EPE2 VS. SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE DE L'EPE1.....	95
GRAPHIQUE 42. COMPARAISON DES BESOINS EN GAZ NATUREL DU SECTEUR ÉLECTRIQUE EN 2020 : SCÉNARIO <i>Nuc-1800</i> DE L'EPE2 VS. SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE DE L'EPE1.....	96
GRAPHIQUE 43. PARTS DES PAYS FOURNISSEURS DE LA BELGIQUE DANS L'ENSEMBLE DES PAYS FOURNISSEURS PAR SOURCE D'ÉNERGIE PRIMAIRE, 2009-2011	122
GRAPHIQUE 44. ÉVOLUTION DE L'INDICE DE DÉVELOPPEMENT HUMAIN DES DIX PLUS IMPORTANTS PAYS FOURNISSEURS DE PÉTROLE DE LA BELGIQUE EN 2011 (PART EN %), 2005-2012	149
GRAPHIQUE 45. ÉVOLUTION DE L'INDICE DE DÉVELOPPEMENT HUMAIN DES PAYS FOURNISSEURS DE GAZ NATUREL DE LA BELGIQUE EN 2011 (PART EN %), 2005-2012	150
GRAPHIQUE 46. ÉVOLUTION DE L'INDICE DE DÉVELOPPEMENT HUMAIN DES PAYS FOURNISSEURS DE CHARBON DE LA BELGIQUE EN 2011 (PART EN %), 2005-2012	151
GRAPHIQUE 47. RÉPARTITION DES RÉSERVES PROUVÉES ET DE LA PRODUCTION ANNUELLE DE PÉTROLE ENTRE LES RÉGIONS DU MONDE, 2011.....	156
GRAPHIQUE 48. PART DES 10 PRINCIPAUX PAYS EN TERME DE RÉSERVES PROUVÉES (À GAUCHE) ET DE PRODUCTION ANNUELLE (À DROITE) DE PÉTROLE, 2011	157
GRAPHIQUE 49. RÉPARTITION DES RÉSERVES PROUVÉES ET DE LA PRODUCTION ANNUELLE DE GAZ NATUREL ENTRE LES RÉGIONS DU MONDE, 2011	159
GRAPHIQUE 50. PART DES 15 PRINCIPAUX PAYS EN TERME DE RÉSERVES PROUVÉES (À GAUCHE) ET DE PRODUCTION ANNUELLE (À DROITE) DE GAZ NATUREL, 2011	159
GRAPHIQUE 51. RÉPARTITION DES RÉSERVES PROUVÉES ET DE LA PRODUCTION ANNUELLE DE CHARBON ENTRE LES RÉGIONS DU MONDE, 2011.....	162
GRAPHIQUE 52. PART DES 10 PRINCIPAUX PAYS EN TERME DE RÉSERVES PROUVÉES (À GAUCHE) ET DE PRODUCTION ANNUELLE (À DROITE) DE CHARBON, 2011	163
GRAPHIQUE 53. RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE DES RESSOURCES DÉCOUVERTES EXTRACTIBLES À MOINS DE 130 USD/KG EN 2009 (À GAUCHE) ET DE LA PRODUCTION ANNUELLE ESTIMÉE EN 2011 (À DROITE) D'URANIUM CONVENTIONNEL.....	165

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Introduction

L'Etude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité à l'horizon 2030 (étude prospective électricité 2 ou EPE2) fait suite à l'Etude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2008-2017 (EPE1), publiée en décembre 2009¹.

Elle a été établie par la Direction générale de l'Energie du SPF Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie (DG Energie), en s'appuyant sur la collaboration du Bureau fédéral du Plan (BFP) pour le volet « perspectives ». L'établissement de l'EPE2 a tenu compte, dans la mesure du possible, des résultats des consultations menées, conformément à la législation, au sujet de l'EPE1.

L'EPE2 se compose de trois parties. La première partie dresse un portrait général de l'EPE2. La deuxième partie procède à une analyse quantitative de l'approvisionnement électrique de la Belgique à l'horizon 2030. Cette analyse repose sur le modèle énergétique PRIMES et sur l'étude de plusieurs scénarios. La troisième partie propose une évaluation de la sécurité d'approvisionnement en électricité de la Belgique, sur la base d'un certain nombre de critères et de données issues de sources diverses (mais essentiellement de la deuxième partie de l'EPE2 pour ce qui est de l'avenir), ainsi que des recommandations en la matière.

¹ Voir site Internet du SPF Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie,
http://economie.fgov.be/fr/consommateurs/Energie/Securite_des_approvisionnements_en_energie/Etude_prospective_electricite/



Projet

1. Etude prospective électricité 2

Dans cette partie, l'EPE2 est présentée sous différents angles : raison d'être, modalités d'établissement, contenu, évaluation stratégique environnementale et contexte.

1.1. Raison d'être

L'EPE2 s'inscrit dans le cadre des mesures de sauvegarde de la sécurité d'approvisionnement en électricité de la Belgique.

Sur la base d'une définition de la sécurité d'approvisionnement énergétique proposée par la Commission européenne², on peut considérer que la sécurité d'approvisionnement en électricité doit viser à assurer la disponibilité physique et continue d'électricité à un prix accessible à tous les consommateurs dans la perspective d'un développement durable.

Dans le marché libéralisé, la sécurité d'approvisionnement en électricité relève de la responsabilité des autorités publiques. En Belgique, cette responsabilité est exercée au niveau fédéral.

1.2. Modalités d'établissement

Les modalités d'établissement des EPE sont réglées par l'article 3 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, telle que modifiée par la loi du 8 janvier 2012 portant modifications de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations³.

Celui-ci prévoit, en son § 1er, que « l'étude prospective est établie par la Direction générale de l'Energie en collaboration avec le Bureau fédéral du Plan et en concertation avec la [Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG)]. Le gestionnaire du réseau [(EliA)] et la Banque nationale de Belgique [(BNB)] sont consultés. La Direction générale de l'Energie peut consulter les acteurs représentatifs du marché de l'électricité. Le projet d'étude prospective est soumis pour avis à la Commission interdépartementale du Développement durable [(CIDDD)] et au Conseil central de l'Economie [(CCE)]. Les avis sont transmis dans les soixante jours de la demande d'avis. A défaut d'avis, la procédure d'établissement de l'étude prospective est poursuivie. L'étude prospective a une portée d'au moins dix ans. Elle est actualisée tous les quatre ans à dater de la publication de l'étude précédente. »

En son § 3, il dispose que « le ministre communique l'étude prospective aux chambres législatives fédérales et aux gouvernements de région ainsi qu'à la Commission européenne. Il veille à une publication appropriée de l'étude prospective. »

² Commission européenne (2000), *Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique*, livre vert, COM(2000) 769 final, 29 novembre 2000.

³ MB du 11.1.2012.



Durant l'élaboration du projet d'EPE2, la DG Energie et le BFP ont partagé leurs idées avec celles :

- de la CREG ;
- d'Elia et de la BNB ;
- des régions ;
- de professeurs d'universités belges.

Ces organisations et personnes ont notamment participé aux discussions préalables à la définition des scénarios étudiés.

1.3. Contenu

Le contenu des EPE est indiqué dans le § 2 de l'article 3 de la loi du 29 avril 1999, qui s'énonce comme suit :

« § 2. L'étude prospective contient les éléments suivants :

1° elle procède à une estimation de l'évolution de la demande et de l'offre d'électricité à moyen et long terme et identifie les besoins en nouveaux moyens qui en résultent ;

2° elle définit les orientations en matière de choix des sources primaires en veillant à assurer une diversification appropriée des combustibles, à promouvoir l'utilisation des sources d'énergie renouvelables et à intégrer les contraintes environnementales définies par les régions aux fins de tenir compte des engagements internationaux de la Belgique en matière de réduction des émissions et de production d'énergie à partir de sources renouvelables ;

3° elle définit la nature des filières de production à privilégier en veillant à promouvoir les technologies de production à faible émission de gaz à effet de serre ;

4° elle évalue la sécurité d'approvisionnement en matière d'électricité et formule, quand celle-ci risque d'être compromise, des recommandations à ce sujet ;

5° elle formule des recommandations sur la base des constatations faites au § 2, 1° à 4°. Le gestionnaire du réseau tient compte de ces recommandations en dressant son plan de développement visé à l'article 13 ;

6° elle analyse l'opportunité de recourir à la procédure d'appel d'offres prévue par l'article 5. »

Les points 1° à 3° sont traités dans la deuxième partie de l'EPE2, les points 4° à 6° dans la troisième.

1.4. Evaluation stratégique environnementale

En vertu de la loi du 13 février 2006 relative à l'évaluation des incidences de certains plans et programmes sur l'environnement et à la participation du public dans l'élaboration des plans et

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

des programmes relatifs à l'environnement⁴, les auteurs de plans et de programmes doivent soumettre ceux-ci à une évaluation environnementale.

Bien qu'elle ne soit pas un véritable plan⁵, l'EPE fait partie des plans et programmes énumérés dans la loi du 13 février 2006 pour lesquels une évaluation environnementale est requise.⁶

La loi du 13 février 2006 comprend plusieurs obligations :

- l'élaboration d'un répertoire des informations que devra contenir le rapport sur les incidences environnementales ;
- la réalisation de l'évaluation des incidences sur l'environnement ;
- la rédaction du rapport précité ;
- la consultation du public ;
- la consultation d'instances concernées, dont :
 - les services publics fédéraux, réunis en un comité d'avis, créé en vertu de la même loi et communément appelé « Comité d'avis SEA⁷ » ;
 - le Conseil fédéral du Développement durable (CFDD) ;
 - les gouvernements des régions ;
- la prise en considération du rapport et des résultats de la participation et des consultations lors de l'adoption du plan ou programme ;
- la communication d'informations sur l'adoption du plan ou programme, via une déclaration à publier au Moniteur belge et sur le site du Portail fédéral ;
- le suivi des incidences environnementales lors de la mise en œuvre du plan ou programme.

1.5. Contexte

Le contexte institutionnel, politique et législatif a été décrit longuement dans l'EPE1 et est évoqué en fonction des besoins dans les autres parties de l'EPE2. Par conséquent, les lignes qui suivent se limitent à mentionner une évolution majeure de ce contexte :

⁴ MB du 10.3.2006.

⁵ Elle n'est, par exemple, pas mise en œuvre.

⁶ Article 6, § 1^{er}, 1^o.

⁷ SEA = Strategic Environmental Assessment (évaluation stratégique environnementale).



l'incorporation dans la législation belge du troisième paquet énergie européen, en rappelant les caractéristiques de ce dernier.

Soucieuse d'améliorer encore le fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel, la Commission européenne a adopté, en septembre 2007, le troisième paquet énergie, qui a été signé par le Parlement européen et le Conseil en juillet 2009. Ce paquet est composé de plusieurs textes législatifs : deux directives⁸ et trois règlements⁹, dont les dispositions visent essentiellement :

- la séparation des activités de fourniture et de production de la gestion des réseaux ;
- le renforcement des droits des consommateurs ;
- la garantie d'un service universel de fourniture d'électricité ;
- la protection des consommateurs vulnérables ;
- la réglementation de l'accès de compagnies de pays non-membres de l'UE au contrôle des réseaux de transport ou de leurs propriétaires ;
- la création d'une agence communautaire de coopération des régulateurs de l'énergie, qui fixera des lignes directrices non contraignantes ;
- l'adoption, par la Commission européenne, des codes de réseau contraignants, basés sur les lignes directrices de l'agence ;
- l'établissement de réseaux européens de gestionnaires de réseaux de transport d'électricité et de gaz, chargés notamment d'appliquer les codes de réseaux ;
- l'obligation, pour les gestionnaires des réseaux de transport, de soumettre, tous les deux ans, aux autorités nationales de régulation un plan de développement des réseaux sur dix ans ;
- l'amélioration de la coopération régionale entre les différents régulateurs nationaux ;
- le renforcement de l'indépendance des régulateurs nationaux.

⁸ Directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE et directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE (JO L 211 du 14.8.2009).

⁹ Règlement (CE) n°713/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 instituant une agence de coopération des régulateurs de l'énergie, règlement (CE) n°714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) n°1 228/2003 et règlement (CE) n°715/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel et abrogeant le règlement (CE) n°17 75/2005 (JO L 211 du 14.8.2009).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Les dispositions des directives ont été transposées en droit belge par la loi du 8 janvier 2012 portant modifications de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations¹⁰.

¹⁰ MB du 11.1.2012.



Projet

2. Analyse quantitative de l'approvisionnement électrique de la Belgique

L'analyse quantitative de l'approvisionnement électrique de la Belgique à l'horizon 2030 repose sur l'étude de plusieurs scénarios. Elle s'organise en trois chapitres principaux. Le premier (chapitre 2.1) est consacré à la méthodologie. Il contient une brève description du modèle utilisé et des scénarios étudiés et se termine par une comparaison avec la méthodologie de l'EPE1. Le deuxième chapitre (chapitre 2.2) passe en revue les hypothèses et le cadre politique qui sous-tendent les différents scénarios et met en avant les principales différences avec l'EPE1. Le troisième et dernier chapitre (chapitre 2.3) analyse les évolutions de l'offre et de la demande d'électricité dans chaque scénario, propose ensuite une vue générale des principaux résultats et se termine, comme pour les autres chapitres, par une comparaison avec les perspectives présentées dans l'EPE1.

2.1. Méthodologie

La partie quantitative de l'EPE2 consiste en une analyse générale de l'approvisionnement électrique de la Belgique à l'horizon 2030 dans le contexte énergétique global du pays. L'analyse générale de l'approvisionnement électrique a pour objectif de déterminer les perspectives d'évolution de la demande énergétique en général, et électrique en particulier, en Belgique et les besoins en capacité de production électrique nécessaires pour assurer l'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité à moyen et long terme (2020-2030). Elle tient compte des développements de l'économie belge et des prix internationaux des énergies, des possibilités d'échanges électriques transfrontaliers et du paquet européen Climat-Energie. L'analyse proposée repose sur le modèle énergétique PRIMES.

2.1.1. Le modèle PRIMES

PRIMES est un modèle énergétique d'équilibre partiel : il détermine une solution d'équilibre sur les marchés de l'offre et de la demande énergétique (« équilibre »), sans toutefois évaluer les conséquences au niveau macroéconomique (« partiel »). L'équilibre est atteint lorsque les prix d'une forme quelconque d'énergie sont tels que l'offre à laquelle aspirent les producteurs équivaut à la demande formulée par les consommateurs. L'équilibre est dynamique. S'agissant du secteur électrique, l'équilibre est déterminé simultanément sur toute la période de projection (« perfect foresight »). PRIMES est un modèle technico-économique qui simule le comportement des différents agents économiques (producteurs d'électricité, industriels, ménages, etc.). En d'autres termes, il associe aux différents profils de demande de services énergétiques des technologies de production et de consommation d'énergie auxquelles sont associés des coûts, des rendements de conversion, etc.

Le système économique est exogène au modèle PRIMES et repose sur des perspectives d'évolutions sectorielles cohérentes au niveau européen, définies sur la base, entre autres, du modèle d'équilibre général GEM-E3. Il en est de même des prix des énergies fossiles sur les marchés internationaux qui sont déterminés sur la base du modèle énergétique mondial PROMETHEUS et de l'évolution de l'activité de transport qui est évaluée sur la base du modèle de réseau de transport européen TRANSTOOLS.



PRIMES est particulièrement adapté pour l'élaboration de perspectives énergétiques à long terme¹¹ (2020-2030) au niveau supranational (européen) et national (p.ex. belge). La partie quantitative de l'EPE2 se focalisera dès lors sur cet horizon de temps. Pour le moyen terme, une analyse spécifique de l'approvisionnement électrique a été réalisée mi-2012 par l'Observatoire de l'Energie de la DG Energie et publiée dans son « Rapport sur les moyens de production d'électricité 2012-2017 ».

L'année de départ (ou de référence) des perspectives d'approvisionnement électrique est 2010, année pour laquelle les données statistiques relatives au secteur électrique ont été introduites dans le modèle PRIMES. Ces données concernent tant la description du parc de production que le niveau et la répartition intersectorielle de la demande électrique. Les informations concernant les investissements et déclassements décidés (en date du 31 décembre 2011) ont été également intégrées dans le modèle.

A côté des perspectives énergétiques, PRIMES fournit également des perspectives d'évolution des émissions de polluants. Il s'agit principalement des émissions issues de la production et de la consommation d'énergie. Pour cette étude prospective, nous nous focaliserons sur le développement des émissions de gaz à effet de serre tant dans le secteur électrique qu'au niveau de l'ensemble du système énergétique belge.

2.1.2. Les scénarios de base

La première étude prospective électricité (EPE1) s'articulait autour d'un *scénario de référence* qui projetait les tendances récentes et évaluait l'effet du cadre politique d'alors à l'horizon 2020. C'est une approche communément suivie dans ce type d'étude. Le *scénario de référence* a pour but principal de simuler l'impact des tendances et politiques connues sur le système énergétique belge et sur les émissions de CO₂ énergétique, compte tenu de l'évolution des déterminants de l'offre et de la demande d'énergie. Le *scénario de référence* constitue également un point de comparaison pour l'évaluation de scénarios alternatifs. En revanche, il n'a pas vocation d'esquisser l'image la plus réaliste ou la plus vraisemblable du système énergétique belge.

Dans cette deuxième étude prospective (EPE2), une approche quelque peu différente a été suivie en raison des incertitudes sur la disponibilité des capacités nucléaires d'ici 2020 au moment de l'analyse quantitative (d'avril à septembre 2012). En effet, dans ce contexte, on peut difficilement se reposer sur une tendance connue en matière d'énergie nucléaire. Dès lors, au lieu d'un *scénario de référence* unique, l'EPE2 décrit trois scénarios de base. Ces scénarios de base ont les mêmes caractéristiques qu'un *scénario de référence* mais ils proposent des évolutions différentes de la production électrique d'origine nucléaire. Plus précisément,

- le scénario de base *Nuc-1800* table sur le démantèlement progressif des centrales nucléaires après 40 années de fonctionnement, conformément à la loi sur la sortie progressive du nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité, promulguée le 31 janvier 2003. Le nom du scénario fait référence au fait que 1800 MW de

¹¹ Voire à très long terme (2050) comme l'atteste la feuille de route traçant la voie à suivre pour arriver à une économie européenne compétitive à faible intensité en carbone à l'horizon 2050 (mars 2011) et la feuille de route Energie 2050 (décembre 2011) réalisées par la Commission européenne.

puissance nucléaire (Doel 1&2 et Tihange 1) ont été retranchés du parc électrique en 2020.

- le scénario de base *Nuc-900* est calqué sur la décision du Conseil des ministres du 4 juillet 2012 qui prévoit le prolongement de dix ans de la durée opérationnelle de la centrale nucléaire de Tihange 1. Pour les autres centrales nucléaires, la loi de 2003 reste d'application. Le nom du scénario fait référence au fait que 900 MW environ (Doel 1&2) ont été retranchés du parc électrique en 2020.
- le scénario de base *Nuc-3000* fait l'hypothèse que 3000 MW de puissance nucléaire ne seront plus disponibles en 2020, en raison de l'arrêt anticipé de certains réacteurs et de l'application de la loi de 2003 sauf pour la centrale de Tihange 1 qui, comme dans le scénario *Nuc-900*, poursuit son activité jusqu'en 2025. En d'autres mots, 3000 MW de capacité nucléaire ont été retranchés du parc électrique en 2020.

Pour les volets « politique climatique » et « développement des sources d'énergie renouvelables », les scénarios de base de l'EPE2 s'inspirent largement des scénarios Ref_20/20 du Working Paper 9-11 (BFP, 2011a) et des Perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030 (BFP, 2011b) qui simulent la mise en œuvre du paquet législatif Climat-Energie. Les trois scénarios de base s'appuient sur les mêmes hypothèses relatives au contexte démographique et économique à l'horizon 2030 (activité des secteurs, prix internationaux des combustibles, etc.) et sur les mêmes mesures politiques en vigueur dans les domaines de l'énergie¹², des transports et de l'environnement. Les principales hypothèses utilisées pour construire les scénarios de base sont décrites dans la section 2.2.1.

Par contre, les scénarios de base de l'EPE2 s'écartent des scénarios susnommés en ce qui concerne l'évolution des importations nettes d'électricité et du mix énergétique pour la production d'électricité. Les nouvelles hypothèses et les différences par rapport aux scénarios Ref_20/20 sont également décrites dans la section 2.2.1.

2.1.3. Les scénarios alternatifs

Pour tenir compte des incertitudes sur certaines orientations de la politique énergétique belge, plusieurs scénarios alternatifs sont également étudiés dans l'EPE2. Les résultats qui en découlent permettent d'évaluer l'effet de politiques alternatives ou de nouvelles politiques sur l'approvisionnement électrique belge. Les politiques alternatives concernent le mix énergétique pour la production électrique et plus précisément le rôle joué par le charbon. En ce qui concerne l'énergie nucléaire, les scénarios alternatifs supposent la même évolution que dans le scénario *Nuc-1800*¹³. Quant aux nouvelles politiques, l'EPE2 met principalement l'accent sur le déploiement des sources d'énergie renouvelables au-delà de 2020 et sur la maîtrise de la demande d'énergie en général et de l'électricité en particulier dans le cadre de l'objectif (indicatif) belge d'amélioration de l'efficacité énergétique de 18% en 2020 par rapport à la baseline PRIMES 2007. Enfin, l'impact de la dépendance aux importations

¹² Il convient de nuancer ce point pour l'énergie nucléaire : les études susmentionnées tablaient sur la sortie du nucléaire selon le calendrier stipulé dans la loi de 2003 alors que l'EPE2 envisage en sus deux autres schémas d'évolution de la capacité nucléaire.

¹³ Ce choix découle du fait qu'au moment d'élaborer les scénarios alternatifs aucune loi ne remettait en cause la loi de sortie du nucléaire de janvier 2003.



d'électricité sur les besoins en capacités de production sur le territoire belge est aussi évalué par le biais d'un scénario alternatif qui suppose l'absence de flux transfrontaliers.

Quatre scénarios alternatifs ont été bâtis et évalués avec le modèle PRIMES. Seules les caractéristiques qui les différencient des scénarios de base sont décrites ci-dessous.

- Le scénario *Coal*: ce scénario lève la contrainte imposée dans les scénarios de base, à savoir l'absence d'investissement dans de nouvelles centrales au charbon d'ici 2030. Dans le scénario *Coal*, des investissements en nouvelles centrales au charbon sont rendus possibles mais après 2020 uniquement pour tenir compte des délais liés aux procédures d'autorisation et de construction.
- Le scénario *No-imp*: ce scénario alternatif présuppose un niveau d'importations nettes d'électricité égal à zéro sur toute la période de projection. Dans les scénarios de base, l'hypothèse retenue est un niveau d'importations nettes constant mais non nul sur la période 2015-2030 (5,8 TWh).
- Le scénario *18%EE*: ce scénario tient compte de l'objectif indicatif de la Belgique de réduire de 18% sa consommation d'énergie primaire en 2020 par rapport à une projection de référence. Dans les scénarios de base, seules les politiques et mesures existantes visant à réduire la consommation énergétique sont intégrées, pas l'objectif indicatif de 18%.
- Le scénario *EE/RES++*: ce scénario explore l'impact d'un déploiement ambitieux des sources d'énergie renouvelables pour la production d'électricité au-delà de 2020, combiné avec une réduction de la demande électrique compatible avec l'objectif « efficacité énergétique » de 18% à l'horizon 2020.

Une description exhaustive des hypothèses qui sous-tendent les quatre scénarios alternatifs est fournie dans la section 2.2.2. Les résultats sont présentés dans la section 2.3.2.

Le tableau 1 résume les principales caractéristiques (et différences) des sept scénarios étudiés, soit trois scénarios de base et quatre scénarios alternatifs.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Tableau 1. Résumé des caractéristiques des scénarios étudiés

	Nucléaire en 2020 (MW)	Option charbon après 2020	Importations nettes d'électricité période 2015-2030 (TWh)	Demande d'électricité période 2015-2030	SER-E en 2030
Scénarios de base					
<i>Nuc-900</i>	-867	non	5,8	endogène	endogène
<i>Nuc-1800</i>	-1829	non	5,8	endogène	endogène
<i>Nuc-3000</i>	-2881	non	5,8	endogène	endogène
Scénarios alternatifs					
<i>Coal</i>	-1829	oui	5,8	endogène	endogène
<i>No-imp</i>	-1829	non	0,0	endogène	endogène
<i>18%EE</i>	-1829	non	5,8	objectif 18% EE(*)	endogène
<i>EE/RES++</i>	-1829	non	5,8	objectif 18% EE(*)	50%

Note : EE = efficacité énergétique ; SER-E = électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables (en % de la production totale nette d'électricité).

(*) : plus précisément : la demande d'électricité reste déterminée de manière endogène mais son évolution tient compte en sus de l'objectif 18% EE.

Source : BFP, Observatoire de l'Energie (DG Energie).

2.1.4. Différence avec l'EPE1

Le volet quantitatif de l'EPE1 était basé sur une méthodologie en deux temps : une analyse générale de l'approvisionnement électrique de la Belgique à l'horizon 2020 complétée par des analyses complémentaires orientées sur la gestion du système électrique. Dans l'EPE2, seule l'analyse générale a été maintenue. Les analyses complémentaires ne font plus partie de la présente étude prospective pour deux raisons principales.

D'une part, une étude spécifique sur les moyens de production d'électricité sur la période 2012-2017 a déjà été réalisée par l'Observatoire de l'Energie de la DG Energie (juin 2012). Cette étude analyse, année après année, l'écart entre la demande électrique de pointe (exprimée en MW) et la capacité du parc de production belge compte tenu des déclassements attendus, des investissements décidés et du mode de fonctionnement des différents moyens de production.

D'autre part, l'analyse complémentaire relative à la validation des flux transfrontaliers calculés dans l'analyse générale est moins pertinente puisque l'approche adoptée dans l'EPE2 consiste à définir des niveaux d'échange électrique (nets) avec les pays voisins de manière exogène. Pour rappel, dans l'EPE1, une version particulière du modèle PRIMES, dénommée PRIMES-interconnecté, a été utilisée. Dans cette version, les modules électriques des pays membres de l'UE27 sont intégrés, ce qui permettait de déterminer de façon endogène les flux d'importation et d'exportation d'électricité entre les pays européens.

2.2. Hypothèses et cadre politique

Pour réaliser l'étude prospective électricité, un certain nombre d'hypothèses sont formulées. Combinées différemment, ces hypothèses permettent de construire divers scénarios qui sont ensuite évalués avec le modèle PRIMES.



Le présent chapitre décrit succinctement les principales hypothèses : les hypothèses des scénarios de base (section 2.2.1) et les changements qui caractérisent les scénarios alternatifs (section 2.2.2). La section 2.2.1 expose les principaux déterminants de l'évolution à long terme de la demande électrique, à savoir la croissance économique, la démographie et les prix internationaux des combustibles. Des hypothèses sont également formulées au niveau de la politique climatique (via notamment le prix du carbone) et au niveau de la politique énergétique avec le développement des sources d'énergie renouvelables et l'évolution du mix énergétique dans le secteur électrique. Un facteur important pour le développement du parc de production belge, à savoir les échanges électriques transfrontaliers, est également évoqué. Enfin, certaines hypothèses générales, qui s'appliquent à tous les scénarios étudiés, sont décrites.

Ce chapitre se clôture par une brève comparaison des hypothèses exploitées dans cette étude prospective électricité (EPE2) avec les hypothèses à la base de l'étude prospective précédente (EPE1).

2.2.1. Hypothèses relatives aux scénarios de base

Cadre macroéconomique et démographique

L'activité économique et la (composition de la) population constituent deux déterminants importants de l'évolution de la consommation d'énergie en général et de l'électricité en particulier. Le cadre macroéconomique et démographique utilisé dans l'EPE2 repose, pour le long terme, sur les mêmes fondements que ceux adoptés dans les Perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030 publiées par le BFP en novembre 2011¹⁴. Néanmoins, les niveaux de PIB et de valeurs ajoutées s'écartent quelque peu de ceux publiés dans l'étude susnommée car les évolutions tiennent compte des statistiques publiées pour 2010.

Le tableau 2 présente les principales variables économiques et démographiques utilisées dans l'EPE2. Il présente tant les valeurs absolues pour l'horizon 2020-2030 que les taux de croissance annuels moyens entre 2010 et 2020, d'une part, et entre 2020 et 2030, d'autre part.

Entre 2010 et 2030, le nombre d'habitants en Belgique augmente d'un peu moins d'un million de personnes. En 2030 (2020), la population totale atteint les 11745000 (11322000) personnes. En rythme annuel, la population croît donc en moyenne de 0,4% d'ici 2030. La taille moyenne des ménages est également déterminante pour la consommation future d'énergie. Au cours des 20 prochaines années, le nombre moyen de personnes par ménage devrait encore diminuer. Cette tendance, conjuguée à l'accroissement démographique, se traduit par une augmentation du nombre de ménages.

¹⁴ Pour le cadre macroéconomique, les perspectives de croissance à moyen terme du PIB et des valeurs ajoutées sectorielles sont basées sur les perspectives à moyen terme du BFP de mai 2009 tandis que les perspectives de croissance à long terme se fondent sur le *scénario de référence* établi dans l'Ageing Report de 2009. Ces perspectives tiennent compte des effets de la crise économique et financière de 2008-2009 mais pas du très net ralentissement de l'activité économique en 2012 ni des perspectives à moyen terme (2020) moins optimistes (qu'en 2009) élaborées plus récemment par le BFP et d'autres organisations. Sur la période 2020-2030, les perspectives de croissance macroéconomique élaborées en 2009 et en 2012 sont par contre concordantes. Pour le cadre démographique, l'étude repose sur les évolutions des scénarios de convergence d'EUROPOP2008 d'Eurostat qui ont aussi servi de base à l'Ageing Report de 2009. Depuis lors, des perspectives démographiques plus récentes ont été publiées qui, à l'inverse des perspectives macroéconomiques, sont plus optimistes que celles de 2009. Elles tablent en effet sur une croissance plus élevée de la population belge.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Le tableau présente ensuite le PIB et les valeurs ajoutées par sous-secteur. Au cours de la période 2010-2030, la croissance de l'économie belge s'établit à 2,0% en moyenne par an mais ralentit à la fin de la période de projection : de 2,3% entre 2010 et 2020, elle passe à 1,6% entre 2020 et 2030. La croissance de la valeur ajoutée de l'industrie est principalement attribuable aux secteurs de la chimie et des fabrications métalliques¹⁵. Pour le secteur tertiaire, la croissance vient surtout du commerce et des services marchands.

Tableau 2. Hypothèses macroéconomiques et démographiques pour la Belgique à l'horizon 2020 et 2030

	2010	2020	2030	10/20	20/30
Population (en millions)	10,784	11,322	11,745	0,5%	0,4%
Nombre de ménages (en millions)	4,689	5,123	5,514	0,9%	0,7%
Taille moyenne d'un ménage (nombre de personnes par ménage)	2,30	2,21	2,13	-0,4%	-0,4%
PIB (en milliards d'euros de 2005)	322	402	474	2,3%	1,6%
Valeur ajoutée brute (en millions d'euros de 2005)	286050	362754	427622	2,4%	1,7%
Industrie	43066	57116	65394	2,9%	1,4%
Sidérurgie	1762	2121	2221	1,9%	0,5%
Métaux non ferreux	1338	1629	1724	2,0%	0,6%
Chimie	9548	12569	14706	2,8%	1,6%
Minéraux non métalliques	2089	2799	3126	3,0%	1,1%
Papier	3440	4841	5683	3,5%	1,6%
Alimentation, boisson, tabac	6924	9139	10303	2,8%	1,2%
Fabrications métalliques	11051	15068	17732	3,1%	1,6%
Textile	1593	1796	1688	1,2%	-0,6%
Autres	5321	7154	8211	3,0%	1,4%
Construction	14019	16109	17717	1,4%	1,0%
Tertiaire	220200	279632	333775	2,4%	1,8%
Services marchands	112825	143924	176775	2,5%	2,1%
Services non marchands	67648	83183	91231	2,1%	0,9%
Commerce	37364	49730	62937	2,9%	2,4%
Agriculture	2362	2796	2833	1,7%	0,1%
Secteur de l'énergie	8766	9897	10737	1,2%	0,8%

Note : //: taux de croissance annuel moyen.
Source : NTUA, Eurostat (données provisoires pour 2010).

Evolution des prix internationaux des combustibles

Les prix des combustibles fossiles sur les marchés internationaux influencent aussi la consommation d'énergie et constituent dès lors une donnée importante pour l'étude prospective électricité. Les hypothèses retenues sont, pour le long terme, les mêmes que celles utilisées dans les Perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030 publiées par le BFP en novembre 2011. Les projections de prix ont cependant été adaptées pour le court terme (2015) pour tenir compte des évolutions récentes. Le tableau 3 présente les hypothèses d'évolution des prix internationaux du pétrole brut, du gaz naturel et du charbon d'ici 2030 alors que le graphique 1 les place dans une perspective historique. Pour éliminer l'effet de l'inflation, tous les prix sont exprimés en USD de 2008.

¹⁵ Ces deux secteurs se caractérisent à la fois par un taux de croissance élevé de leur valeur ajoutée et par une part importante dans la valeur ajoutée totale de l'industrie (plus de 20% chacun).



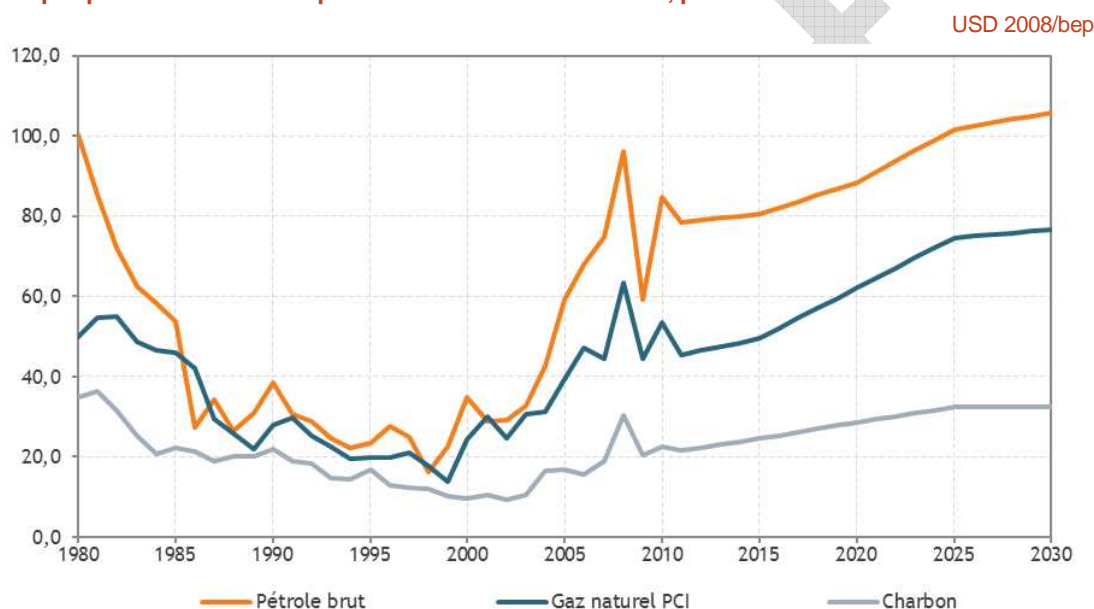
Tableau 3. Hypothèses relatives à l'évolution des prix des combustibles fossiles

USD 2008/bep

	2015	2020	2025	2030
Pétrole brut	80,5	88,4	101,6	105,9
Gaz naturel	49,5	62,1	74,6	76,6
Charbon	24,5	28,7	32,5	32,6

Note : bep = baril équivalent pétrole.
Source : NTUA, BFP (2011b).

Graphique 1. Evolution des prix des combustibles fossiles, période 1980-2030



Note : PCI = pouvoir calorifique inférieur ; bep = baril équivalent pétrole.
Source : NTUA, BFP (2011b).

Cadre politique

Les scénarios de base se fondent sur les politiques et mesures adoptées jusqu'à la fin 2009. Néanmoins, il tient compte également des évolutions du système énergétique belge en 2010, dernière année pour laquelle des statistiques énergétiques complètes sont disponibles, et chose plus inhabituelle pour des scénarios de base, il présuppose que les objectifs belges stipulés dans le paquet législatif Climat-Energie seront réalisés.

Le paquet législatif Climat-Energie a été adopté par le Conseil européen en avril 2009 et publié dans le Journal officiel de l'Union européenne en juin 2009. Il comporte les actes suivants :

- une directive établissant un cadre commun de l'Union européenne pour la promotion de la production d'énergie à partir de sources d'énergie renouvelables et indiquant les objectifs nationaux (directive 2009/28/CE ou directive SER) ;

- la révision de la directive relative au système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (directive 2009/29/CE) et qui s'adresse donc au secteur ETS ;
- une décision relative à la répartition de l'effort de réduction des émissions de gaz à effet de serre dans les secteurs non ETS (décision 406/2009/CE) ;
- un règlement établissant des normes de performance en matière d'émissions pour les voitures particulières neuves (règlement 443/2009/CE) ;
- la révision d'une directive visant à améliorer la qualité de l'air et à réduire les émissions de GES grâce à des normes environnementales pour les carburants (directive 2009/30/CE) ;
- une directive établissant un cadre réglementaire relatif au stockage géologique du CO₂ (directive 2009/31/CE).

Les trois sections qui suivent fournissent plus de précisions sur le cadre politique dans lequel s'inscrivent les scénarios de base. Elles traitent respectivement de la limitation des émissions de gaz à effet de serre, du développement des sources d'énergie renouvelables et de l'amélioration de l'efficacité énergétique.

Emissions de gaz à effet de serre

S'agissant de la limitation des émissions de gaz à effet de serre, la mise en œuvre du paquet législatif Climat-Energie entraîne les obligations suivantes pour la Belgique :

- une réduction des émissions de GES dans le secteur non ETS de 15% en 2020 par rapport au niveau de 2005 ;
- une réduction des émissions de GES dans le secteur ETS dans le cadre du système européen d'échange de quotas d'émission ; cette réduction est donc induite non pas par un objectif national mais par un prix du carbone unique au niveau européen.

Dans le secteur non ETS, la législation européenne autorise les Etats membres à recourir aux mécanismes de flexibilité pour réaliser leur objectif de réduction. En d'autres termes, les Etats membres qui réduisent leurs émissions de GES au-delà des objectifs nationaux fixés peuvent vendre les réductions excédentaires aux Etats membres qui dépassent leurs plafonds d'émissions. Cette hypothèse revient à égaliser le coût marginal d'abattement dans l'UE, ce qui se traduit, en termes de modélisation, par une valeur du carbone (CV) identique dans tous les Etats membres au niveau du secteur non ETS.

Dans le secteur ETS, la valeur du carbone (CV) est également identique dans tous les Etats membres. Mais cette fois, le caractère uniforme de la valeur du carbone ne constitue pas une hypothèse ; elle découle simplement de la mise en œuvre du système européen d'échange de quotas d'émission ; la CV donne le prix du carbone sur ce marché.

Le paquet législatif Climat-Energie concerne uniquement la période jusque 2020. Après 2020, il faudra s'attendre à des réductions d'émission de GES plus significatives afin de limiter le réchauffement de la planète à 2° au-dessus du niveau préindustriel. Quoique la Commission européenne ait présenté une feuille de route traçant la voie à suivre pour arriver à



une économie européenne compétitive à faible intensité de carbone à l'horizon 2050 (COM(2011) 112 final), des objectifs de réduction des émissions de GES n'ont pas encore été fixés pour 2030, l'horizon de l'EPE2. Dès lors, dans les scénarios de base, on ne fixe aucun objectif de réduction des émissions de GES au-delà de 2020, le système énergétique belge évoluant sous l'impulsion de la dynamique créée par le paquet législatif Climat-Energie.

Le cadre politique et les hypothèses décrits ci-dessus sont cohérents avec les hypothèses qui sous-tendent le scénario Ref_20/20 décrit dans le Working Paper 9-11 (BFP, 2011a)¹⁶.

Le tableau 4 présente les valeurs du carbone correspondant à ces hypothèses.

Tableau 4. Valeurs du carbone dans les scénarios de base

	euros 2008/t CO ₂			
	2015	2020	2025	2030
ETS	13,6	16,5	17,6	18,7
Non ETS	2,6	5,3	5,3	5,3

Note : ETS = Emission Trading System.
Source : PRIMES, WP 9-11 (BFP, 2011a).

Sources d'énergie renouvelables

En ce qui concerne les sources d'énergie renouvelables, la mise en œuvre du paquet législatif Climat-Energie entraîne les obligations suivantes pour la Belgique :

- une part des SER dans la consommation finale brute d'énergie de 13% en 2020 ;
- une part de 10% pour les SER dans le secteur des transports en 2020.

Le recours aux mécanismes de flexibilité est également possible pour les SER, ils portent ici le nom de mécanismes de coopération (transferts statistiques, projets joints, etc.). Fin 2009, les Etats membres ont transmis à la Commission européenne un document prévisionnel (« Forecast document ») dans lequel ils donnent une estimation du recours escompté aux mécanismes de coopération pour atteindre leurs objectifs SER. En ce qui concerne la Belgique, le recours possible représente 0,5% de la consommation finale brute d'énergie en 2020, soit 0,5 point de pourcentage de l'objectif belge de 13%.

Bien que cette possibilité ait été présentée dans le document prévisionnel belge, l'on a supposé que la totalité de l'objectif sera réalisé sur le territoire belge. La valeur des énergies renouvelables (RV) correspondant à cette hypothèse est présentée dans le tableau 5.

¹⁶ C'est également l'approche suivie par la Commission européenne pour définir son scénario de référence dans l'étude « EU energy trends to 2030-update 2009 » : dans le secteur ETS, on fait l'hypothèse d'une diminution régulière des quotas d'émission de GES ce qui induit une augmentation progressive du prix du CO₂ (ou valeur du carbone) sur le marché EU-ETS ; dans le secteur non ETS, on suppose que le niveau des efforts nécessaires en 2020 est maintenu sur la période 2020-2030 ce qui équivaut à garder une valeur du carbone constante. Il convient de préciser que cette approche se distingue de celle adoptée pour définir le scénario Ref_20/20 de l'étude « Perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030 » (BFP, 2011b). En effet, cette dernière tient compte d'un objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre en 2030, au niveau européen.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Tableau 5. Valeur des énergies renouvelables dans les scénarios de base

	euros 2008/ MWh			
	2015	2020	2025	2030
RV	26,4	56,4	23,9	23,9

Note : RV = valeur des énergies renouvelables.
Source : PRIMES.

Il convient de noter que l'hypothèse retenue dans l'EPE2 s'écarte de celle posée dans le Working Paper 9-11 (BFP, 2011a) et dans les Perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030 (BFP, 2011b). En effet, ces deux études tablent sur un recours aux mécanismes de coopération à hauteur de 0,5 point de pourcentage et donc sur un objectif de développement des SER sur le territoire belge de 12,5% en 2020.

Après 2020, aucun objectif SER n'a été fixé. Néanmoins, les scénarios de base ont été définis de manière à garantir que la consommation d'énergie à partir de SER continue de progresser sur la période 2020-2030, quoique à un rythme moindre que sur la période 2010-2020. La valeur des énergies renouvelables correspondant à ce schéma d'évolution est inférieure à celle requise en 2020 pour atteindre l'objectif de 13%.

Efficacité énergétique

Le paquet législatif Climat-Energie ne comprend pas de mesures spécifiques pour réduire la consommation d'énergie et améliorer l'efficacité énergétique. L'objectif de réduction de 20% de la consommation d'énergie primaire que l'Union européenne s'est fixé pour 2020 par rapport à une projection de référence est un objectif indicatif. Dans le programme national de réforme de la Belgique, transmis à la Commission européenne le 15 avril 2011 (PNR, 2011), la Belgique a communiqué un objectif « efficacité énergétique » de 18% à l'horizon 2020¹⁷. Cet objectif est non contraignant ; il correspond à un niveau maximum pour la consommation d'énergie primaire en 2020 égal à 43,6 Mtep (comparé à 53,9 Mtep en 2010). Le caractère indicatif de l'objectif « efficacité énergétique » a conduit à ne pas l'imposer dans les scénarios de base.

Cela étant précisé, les scénarios de base intègrent néanmoins des politiques visant à réduire la consommation énergétique en Belgique. Ainsi, il tient compte des mesures découlant des plans d'action pour l'efficacité énergétique, des règlements mettant en œuvre la directive « écoconception » et de la refonte de la directive sur la performance énergétique des bâtiments.

Enfin, par effet induit, la mise en œuvre des objectifs GES et RES définis dans le paquet législatif Climat-Energie contribue à la réduction de la consommation énergétique et à l'amélioration de l'efficacité énergétique.

¹⁷ Cet objectif pourrait être revu dans le cadre du rapportage prévu dans la Directive 2012/27/EU du 25 octobre 2012 sur l'efficacité énergétique (« Member States have to report their national indicative targets by 30 April 2013 »).



Hypothèses relatives à l'approvisionnement électrique

Mix énergétique pour la production d'électricité

Le modèle énergétique PRIMES détermine de façon endogène¹⁸ les types de centrale électrique et les formes d'énergie utilisées en fonction principalement de l'évolution du niveau et du profil de la demande électrique et des caractéristiques techniques, économiques et opérationnelles des unités de production. Cela étant, des contraintes légales, politiques ou autres ont aussi une influence sur l'évolution du mix énergétique dans le secteur électrique. Ainsi, les scénarios de base reposent sur les hypothèses suivantes :

- l'absence d'investissement dans de nouvelles centrales au charbon d'ici 2030. Cette hypothèse a été posée sur la base du récent rejet de la demande de permis d'environnement pour une nouvelle centrale au charbon dans une zone géographique intéressante¹⁹ pour ce type d'investissement (le port d'Anvers) pour des raisons liées à la qualité de l'air.
- les produits pétroliers ne sont utilisés que dans les unités de production qui assurent la charge de pointe.
- pour le nucléaire, trois hypothèses sont étudiées afin de tenir compte des incertitudes, au moment de la réalisation de la partie quantitative de l'EPE2 (d'avril à septembre 2012), sur la disponibilité des centrales nucléaires en 2020. La première hypothèse (scénario *Nuc-1800*) correspond au démantèlement progressif des centrales nucléaires après 40 ans de fonctionnement, conformément à la loi sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité, promulguée le 31 janvier 2003²⁰. La deuxième hypothèse (scénario *Nuc-900*) coïncide avec la décision du Conseil des ministres du 4 juillet 2012 de prolonger de dix ans la durée de fonctionnement de la centrale de Tihange 1 (la loi de 2003 reste d'application pour les autres réacteurs nucléaires). Enfin, la troisième hypothèse (scénario *Nuc-3000*) trouve son origine dans l'incertitude qui entoure le redémarrage de Doel 3 et Tihange 2 suite aux anomalies constatées dans la cuve des réacteurs. Elle concorde avec l'indisponibilité de 3000 MW de puissance nucléaire en 2020 (arrêt de Doel 1&2 en 2015 mais prolongement de 10 ans de la durée de fonctionnement de Tihange 1). Le tableau 6 présente l'évolution de la capacité nucléaire en Belgique d'ici 2030 selon l'hypothèse choisie.

¹⁸ Par le biais d'une minimisation des coûts de production.

¹⁹ Intéressante du point de vue de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité, pour l'approvisionnement aisé en charbon mais aussi pour l'option de captage et de stockage du CO₂ (CCS). En effet, les Pays-Bas proches disposent de zones de stockage potentiellement intéressantes.

²⁰ Moniteur belge du 28 février 2003, pp. 9879-9880.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Tableau 6. Evolution de la capacité nucléaire en Belgique selon le scénario de base, 2010-2030

	2010	2015	2020	2025	2030
<i>Nuc-900</i>	5943	5301	5076	973	0
<i>Nuc-1800</i>	5943	4700	4114	613	0
<i>Nuc-3000</i>	5943	3287	3062	973	0

MW

Note : cette évolution repose sur deux hypothèses : 1) l'année précédant l'année de fermeture d'une centrale nucléaire, celle-ci fonctionne à la moitié de sa capacité (voir recommandations de l'EPE1) ; 2) l'année de la fermeture d'une centrale nucléaire, sa capacité disponible est calculée au prorata du nombre de mois où elle est encore en fonctionnement.

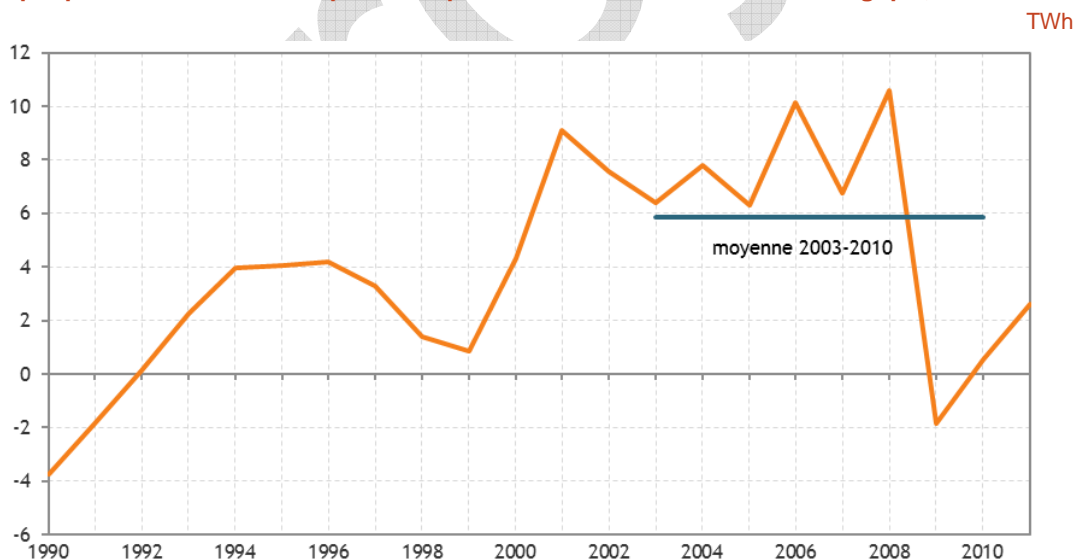
Source : BFP.

Importations nettes d'électricité

Les importations et exportations d'électricité constituent d'importants paramètres de modélisation car ils ont un impact sur le dimensionnement du parc de production. Ils sont cependant difficiles à projeter dans le temps. Le graphique 2, qui présente l'évolution historique des importations nettes d'électricité (soit les importations moins les exportations de la Belgique), en témoigne.

L'évolution est en dents de scie, ce qui est dû au fait que les importations et exportations sont sensibles aux écarts de prix sur les marchés nationaux d'électricité, et partant, aux variations de l'offre et de la demande dans chaque pays.

Graphique 2. Evolution historique des importations nettes d'électricité en Belgique, 1990-2011



TWh

Source : DG Energie & Eurostat (1990-2010), Synergrid (2011).

Sur la période 1990-2011, la Belgique a été majoritairement importatrice nette d'électricité. Elle n'a été exportatrice nette qu'en 1990, 1991 et 2009. En 2009, ce résultat est dû à l'effet



conjugué de la crise économique et financière (qui a réduit la demande d'électricité en Belgique) et à la fermeture imprévue de capacités de production en France (qui a réduit l'offre électrique dans ce pays).

A défaut d'une meilleure évaluation, l'hypothèse retenue est un niveau d'importations nettes constant sur toute la période de projection et égal à la moyenne arithmétique des niveaux observés sur la période 2003-2010, soit 5,8 TWh. Etant donné le caractère conditionnel de cette hypothèse, un scénario alternatif a été étudié qui présuppose un niveau d'importations nettes égal à zéro sur toute la période de projection (voir section Scénario *No-imp*).

Critère de fiabilité pour l'approvisionnement électrique

Comme dans l'EPE1, le critère de fiabilité utilisé pour déterminer la capacité de production électrique nécessaire pour satisfaire la demande est défini sur la base du 'system reserve margin'. Cette marge de réserve correspond au rapport entre une fraction de la capacité totale²¹ (ou capacité « disponible garantie ») et la demande de pointe. Comme dans l'EPE1, on a supposé que ce rapport devait être supérieur ou égal à 1,21. Cela signifie que pour préserver la fiabilité du système, la capacité « disponible garantie » doit dépasser de 21% la demande de pointe.

Autres hypothèses

D'autres hypothèses concernent l'évolution des taxes énergétiques, des degrés-jours et le taux d'actualisation.

- Les taxes énergétiques restent inchangées en termes réels.
- Les degrés-jours constituent une mesure du lien qui existe entre les conditions de température et la consommation d'énergie. Ils sont supposés se maintenir à leur niveau de 2000 sur toute la période de projection. Garder les degrés-jours constants implique que les projections énergétiques ne tiennent pas compte de l'effet d'un futur changement climatique sur les températures. Il est actuellement difficile de prévoir la vitesse et la répartition géographique des précipitations et des réchauffements futurs (et par conséquent de les analyser dans une perspective énergétique).
- Le taux d'actualisation affecte, entre autres, les décisions d'investissement des agents économiques en matière d'équipement énergétique. Il est généralement admis que l'horizon temporel auquel un agent économique envisage une décision d'investir se contracte lorsque l'agent est plus sensible au risque. Techniquement, cela se traduit par un taux d'actualisation plus élevé, donnant un poids plus important aux décisions de court terme. Ainsi, le taux d'actualisation est posé égal à 8% pour les grands producteurs d'électricité, il varie de 10 à 14% pour l'industrie et le secteur tertiaire. Enfin un taux d'actualisation de 17% (resp. 18%) s'applique aux

²¹ La capacité « disponible garantie » est calculée de façon endogène par le modèle (PRIMES). Le calcul tient compte de plusieurs éléments : le taux de disponibilité des unités thermiques et nucléaires (qui tient compte des nécessaires interruptions pour maintenance et interventions diverses), la fraction de la capacité SER intermittentes (éolien, PV) qui peut être considérée comme ferme (cette fraction dépend du type de SER et de la quantité déployée ; elle varie entre 5 et 20%), la capacité de pompage-turbinage, la part de la capacité d'importation qui peut être garantie.

décisions d'investissement des ménages en matière d'équipements ménagers (resp. de transport privé).

2.2.2. Hypothèses relatives aux scénarios alternatifs

En sus des scénarios de base, l'EPE2 analyse plusieurs scénarios alternatifs. Ces derniers prennent en compte les incertitudes importantes qui existent tant sur l'offre que sur la demande d'électricité à long terme. Par souci de lisibilité, tous les scénarios alternatifs reposent sur la même hypothèse « nucléaire » que le scénario *Nuc-1800*. Seules quelques hypothèses distinguent les scénarios alternatifs du scénario de base *Nuc-1800*. Dans cette section, seules les variations par rapport au scénario *Nuc-1800* sont explicitées.

Scénario *Coal*

Le scénario alternatif *Coal* ne diffère du scénario de base *Nuc-1800* qu'au niveau des possibilités d'investissement en nouvelles capacités de production. Alors que les investissements en nouvelles centrales au charbon sont proscrits dans les scénarios de base, ils sont admis dans le scénario *Coal* mais seulement après 2020.

Le choix de l'année 2020 comme date charnière s'explique, d'une part, par la réticence politique actuelle vis-à-vis des centrales au charbon, et d'autre part, par la nécessité d'investir massivement dans des centrales de base entre 2020 et 2025 lorsque les derniers réacteurs nucléaires cesseront de produire. Il tient compte aussi des délais de construction d'une telle centrale si un projet de ce type devait se concrétiser dans les quelques années à venir. Les nouvelles centrales au charbon sont « CCS ready²² ». Ce scénario alternatif propose, au niveau de la production électrique, un mix énergétique plus équilibré en termes de type de combustibles et de technologie que dans le scénario de base *Nuc-1800*. L'analyse d'un tel scénario permet d'évaluer l'impact du rejet de l'option « charbon » sur le coût moyen de production de l'électricité et sur la dépendance aux différentes énergies fossiles.

Scénario *No-imp*

Le scénario alternatif *No-imp* suppose que la demande électrique belge est entièrement couverte par le parc de production en Belgique. En d'autres termes, les importations nettes d'électricité y sont posées égales à zéro sur toute la période de projection. L'intérêt d'un tel scénario est d'évaluer la capacité électrique minimum nécessaire pour couvrir la demande de pointe et préserver une fiabilité suffisante du système (cf. Critère de fiabilité pour l'approvisionnement électrique) si la Belgique ne pouvait pas faire appel à l'énergie produite dans les autres pays européens.

Scénario *18%EE*

L'Union européenne s'est fixé un objectif de réduction de sa consommation d'énergie primaire de 20% en 2020 par rapport à une projection de référence. L'objectif (indicatif) pour la Belgique est de 18% (NRP, 2011). En termes concrets, cela signifie que la consommation d'énergie primaire belge devrait se situer sous les 43,6 Mtep en 2020 (comparé à 53,9 Mtep en 2010).

²² CCS = captage et stockage du CO₂.



Le scénario alternatif *18%EE* est compatible avec l'objectif de 18% d'efficacité énergétique (EE) en 2020, objectif qui s'applique à la consommation totale d'énergie primaire sans distinction entre formes d'énergie²³. Au-delà de 2020, aucun objectif n'est défini mais les modifications du système énergétique requises pour atteindre l'objectif en 2020 se poursuivent sous l'impulsion des politiques et mesures en place et la consommation d'énergie primaire continue de décroître. L'intérêt du scénario *18%EE* dans le cadre de l'EPE2 consiste à évaluer l'impact spécifique d'un objectif qui concerne la consommation énergétique totale sur la demande et l'offre d'électricité.

Le scénario de base *Nuc-1800* qui intègre pourtant les objectifs GES et SER en 2020 conduit à un niveau de consommation d'énergie primaire en 2020 (de l'ordre de 50 Mtep) non compatible avec l'objectif de 18% d'efficacité énergétique. Dès lors, des politiques et mesures supplémentaires et des changements plus marqués dans les comportements de consommation et de production sont requis. Parmi ceux-ci, le scénario *18%EE* intègre une électrification plus poussée des voitures particulières²⁴, le développement des sociétés de services énergétiques (ESCO) qui informent et aident les consommateurs à économiser l'énergie, la mise en œuvre des règlements écoconception proposés mais non encore adoptés.

Scénario *EE/RES++*

Enfin, le scénario *EE/RES++* se place dans le contexte des différentes feuilles de route ou études (européennes, belges ou régionales) qui ont vu le jour depuis le début de l'année 2011 et qui étudient comment tendre vers un système énergétique pauvre en carbone ou 100% renouvelables à l'horizon 2050. Parmi les options possibles, la réduction de la demande énergétique et un déploiement à grande échelle des sources d'énergie renouvelables sont le plus souvent suggérées au niveau belge. Le scénario *EE/RES++* se focalise sur ces deux options et plus spécifiquement sur la combinaison de l'objectif 18% EE en 2020 (voir supra) et d'un déploiement ambitieux des sources d'énergie renouvelables pour la production d'électricité entre 2020 et 2030. S'agissant des SER, ce scénario intègre les objectifs des régions en 2020²⁵ pour l'éolien onshore (2589 MW) et le solaire photovoltaïque (4054 MW) et présuppose que 40% (resp. 50%) de la production électrique provient des SER en 2025 (resp. 2030). Ce faisant, ce scénario se base sur mêmes potentiels SER que ceux qui ont été évalués dans l'étude « Towards 100% renewable energy in Belgium by 2050 » (BFP/ICEDD/VITO, 2012).

²³ Un plafond de 43,6 Mtep pour la consommation totale d'énergie primaire en 2020 a donc été imposé de manière exogène dans le modèle PRIMES. Les résultats du scénario *18%EE* ne découlent donc pas, à proprement parler, de la mise en œuvre de politiques et mesures bien définies.

²⁴ En termes d'énergie primaire, la consommation des voitures 100% électriques est entre 1,2 et 2 fois inférieure à la consommation d'une voiture diesel. La fourchette tient compte de la forme d'énergie utilisée pour produire l'électricité (SER ou gaz naturel).

²⁵ Pour la Flandre, voir *Decreet houdende wijziging van het Energiedecreet van 8 mei 2009, wat betreft de milieuvriendelijke energieproductie 1639 (2011-2012) – Nr. 10*. Pour la Wallonie, voir scénario PMDE/CWAPE 2011 – Présentation « *Etudes relatives au développement de réseaux électriques durables* » – REDI – 22 février 2011. Pour la Région de Bruxelles-Capitale, chiffre basé sur l'étude de Brugel « *Proposition relative aux quotas de certificats verts à exiger des fournisseurs d'électricité à Bruxelles pour les années 2013 à 2020* » - 9 novembre 2011.

2.2.3. Comparaison avec les hypothèses de l'EPE1

Cette section propose une comparaison succincte des hypothèses décrites ci-dessus avec les hypothèses adoptées dans l'EPE1. Comme l'horizon de temps étudié dans l'EPE1 est 2020, la comparaison se concentre sur cette année.

Cadre macroéconomique et démographique

Les perspectives démographiques pour la Belgique sont actualisées régulièrement. Depuis l'EPE1 qui se basait sur les projections publiées dans le Rapport annuel du comité d'étude sur le vieillissement de 2007, les perspectives démographiques affichent une croissance plus rapide de la population. Cette tendance s'explique par un taux de fécondité et un solde migratoire plus élevés que dans les exercices précédents. Ainsi, dans l'EPE2, le taux de croissance de la population est de 0,5% par an en moyenne entre 2005 et 2020, contre 0,2% dans l'EPE1.

Tableau 7. Comparaison des hypothèses macroéconomiques et démographiques pour la Belgique : EPE2 versus EPE1, taux de croissance annuels moyens, période 2005-2020

	EPE2	EPE1
Population	0,5%	0,2%
PIB	1,9%	2,1%
Valeur ajoutée de l'industrie	1,3%	1,7%
Valeur ajoutée du secteur tertiaire	2,1%	2,2%

Source : EPE1, EC(2010).

Les hypothèses macroéconomiques ont également évolué depuis l'EPE1 comme le montre le tableau 7. Les écarts entre les deux études s'expliquent essentiellement par l'impact de la crise économique et financière qui a entraîné un ralentissement en 2008 et un net recul en 2009 du produit intérieur brut. Alors que l'hypothèse de croissance du PIB était de 2,1% par an en moyenne sur la période 2005-2020 dans l'EPE1, elle n'est plus que de 1,9% dans l'EPE2. La baisse du rythme de croissance vient surtout de l'industrie et dans une moindre mesure du secteur tertiaire.

Evolution des prix internationaux des combustibles

Le marché mondial de l'énergie (pétrole, gaz naturel, charbon) a aussi connu de grands changements ces dernières années. Les projections des prix des combustibles sont actuellement sensiblement supérieures à celles sur lesquelles était basée l'EPE1. Le tableau 8 présente les différences dans une unité commune, à savoir en USD de 2008 par baril équivalent pétrole. Ainsi, l'EPE2 table sur un baril de pétrole à 88,4 USD en 2020, comparé à 64,6 USD dans l'EPE1 (soit un écart d'un peu moins de 40% entre les deux études).



Tableau 8. Comparaison des prix internationaux des combustibles fossiles : EPE2 versus EPE1, année 2020

USD 2008 par bep

	EPE2	EPE1
Pétrole brut (Brent)	88,4	64,6
Gaz naturel	62,1	48,6
Charbon	28,7	15,5

Note : bep = baril équivalent pétrole.
 Source : EPE1, EC(2010), NTUA(2012).

Politique climatique et énergétique

Réduction des émissions de gaz à effet de serre

En matière de politique climatique, le contexte a sensiblement changé entre le moment où l'EPE1 a été réalisée et aujourd'hui. Le changement le plus important vient de l'adoption du paquet législatif Climat-Energie en 2009.

Dans l'EPE1, l'évolution des émissions de gaz à effet de serre²⁶ de la Belgique et de son secteur électrique en particulier découlait en grande partie²⁷ de la mise en œuvre du système communautaire d'échange de quotas d'émission de CO₂ qui a vu le jour en janvier 2005 dans l'ensemble des Etats membres de l'UE27. Ce système ne s'applique qu'au secteur ETS (Emission Trading System) qui regroupe le secteur électrique et la plupart des industries intensives en énergie. Il s'agit d'un système « cap and trade » : les émissions de GES du secteur ETS sont plafonnées au niveau européen ('cap') et les réductions d'émission requises sont induites par un prix du carbone unique au niveau européen (trade). Ce prix, évalué dans des études de la Commission européenne, a été introduit dans le *scénario de référence* de l'EPE1. En outre, afin de tenir compte des discussions en cours sur la politique climatique européenne au moment de l'EPE1, des scénarios alternatifs (HiCV) ont également été étudiés qui intègrent des prix du carbone non seulement plus élevés que dans le *scénario de référence* mais s'appliquant aussi à l'ensemble des secteurs (et non pas uniquement au secteur ETS). Le tableau 9 présente les prix du carbone utilisés dans l'EPE1 pour l'année 2020.

²⁶ L'EPE1 se focalisait sur le seul CO₂ (d'origine énergétique), le principal gaz à effet de serre en Belgique.

²⁷ Le contexte macroéconomique et démographique, l'évolution des prix des combustibles et les politiques et mesures en place influencent également le développement des émissions de GES.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Tableau 9. Comparaison du prix du carbone : EPE2 versus EPE1, année 2020

euros 2008/t CO₂-éq.

		EPE2	EPE1
Scénario(s) de référence/de base	ETS	16,5	23,5
	Non ETS	5,3	0,0
Scénarios de type <i>HICV</i>	ETS	-	57,7
	Non ETS	-	57,7

Source : EPE1, WP 9-11 (BFP, 2011a).

L'EPE2 s'appuie quant à elle sur le paquet législatif Climat-Energie (voir Emissions de gaz à effet de serre) qui amende le système d'échange de quotas d'émission déjà en place dans le secteur ETS et définit des plafonds d'émission nationaux dans le secteur non ETS. Le tableau 9 montre les prix du carbone compatibles avec ce cadre légal en 2020.

Pour le non ETS, la différence de prix entre les deux études vient principalement de l'évolution de la politique climatique européenne dans ce secteur et de l'hypothèse relative à sa mise en œuvre. Pour l'ETS, l'écart s'explique surtout par l'impact de la crise économique et financière sur le prix du carbone. Celui-ci a chuté suite à la dégradation de l'activité économique ce qui a induit une baisse de la consommation d'énergie et donc des émissions de CO₂. Enfin, les prix du carbone sont également influencés par les prix des énergies fossiles (voir tableau 8) : pour un objectif de réduction donné, le prix du CO₂ diminue lorsque les prix des combustibles fossiles augmentent.

Développement des sources d'énergie renouvelables

Le contexte a aussi considérablement changé en ce qui concerne la politique de promotion des sources d'énergie renouvelables entre le moment où l'EPE1 a été réalisée et aujourd'hui. Les nouvelles actions au niveau régional se sont traduites par un déploiement sensible des SER ces dernières années (en particulier du solaire photovoltaïque²⁸) qui n'apparaît pas dans l'EPE1. De plus, l'adoption du paquet législatif Climat-Energie en 2009 et son objectif de 13% de SER dans la consommation finale brute d'énergie en 2020 a pour effet de soutenir encore plus le développement des SER, en particulier dans le secteur électrique.

Mix énergétique pour la production d'électricité

Outre la différence relative au déploiement des SER dans le secteur électrique (voir supra), les deux études divergent quant au rôle joué par le charbon dans la production d'électricité. Alors que l'option charbon était laissée ouverte dans le *scénario de référence* de l'EPE1, elle n'est pas retenue dans les scénarios de base de l'EPE2 (voir Mix énergétique pour la production d'électricité). Néanmoins, un scénario alternatif a été élaboré dans l'EPE2 qui ne fixe pas de contrainte sur les investissements en nouvelles centrales au charbon après 2020.

²⁸ La production électrique dans les panneaux photovoltaïques a progressé de 6 GWh en 2007 à 41 GWh en 2008, 166 GWh en 2009, 560 GWh en 2010 et quelque 1200 GWh en 2011 (chiffre provisoire). Il convient cependant de noter que depuis début 2012, les mécanismes de soutien au solaire photovoltaïque ont été revu à la baisse.



L'hypothèse relative à l'énergie nucléaire dans le *scénario de référence* de l'EPE1, à savoir le démantèlement progressif des centrales nucléaires conformément à la loi de 2003²⁹ est identique à celle retenue dans l'un des trois scénarios de base étudiés dans l'EPE2 (à savoir *Nuc-1800*).

Enfin, l'utilisation du gaz naturel et des produits pétroliers³⁰ est traitée de la même manière dans les deux études, elle est déterminée par le modèle.

Importations nettes d'électricité

Dans l'EPE2, l'évolution des échanges transfrontaliers est déterminée de manière exogène (voir Importations nettes d'électricité) et dépend du scénario comme le montre le tableau 10.

Tableau 10. Comparaison des importations nettes d'électricité : EPE2 versus EPE1, année 2020

	TWh	
	EPE2	EPE1
Scénario(s) de référence/de base	5,8	12,7
Scénario sans échanges (<i>No-imp</i>)	0,0	-
Valeur maximum	-	22,5
Valeur minimum	-	3,8

Source : EPE1, Statistiques de l'Observatoire de l'Energie (DG Energie).

Dans l'EPE1, les importations et exportations d'électricité étaient calculées par le modèle. Cette différence d'approche conduit à des valeurs assez divergentes pour les importations nettes d'électricité.

2.3. Analyse des scénarios relatifs à l'approvisionnement électrique d'ici 2030

Ce chapitre se compose de quatre parties. La première partie (section 2.3.1) est consacrée aux perspectives d'approvisionnement en électricité telles qu'elles découlent des scénarios de base. La deuxième partie (section 2.3.2) étudie comment ces perspectives peuvent varier en fonction de quelques hypothèses clés. Elle se focalise sur quatre scénarios alternatifs. La troisième partie (section 2.3.3) donne un autre éclairage de l'analyse des scénarios en proposant une vue générale des perspectives d'approvisionnement en électricité de la Belgique à l'horizon 2030. Enfin, la quatrième et dernière partie compare certains résultats de l'EPE2 avec ceux de l'EPE1 (section 2.3.4).

Les perspectives d'approvisionnement en électricité sont étudiées par le biais des indicateurs suivants : la demande et l'offre d'énergie électrique, les investissements dans de nouvelles capacités de production, la capacité installée du parc électrique belge, la consommation de

²⁹ L'EPE1 évalue en outre l'impact de scénarios alternatifs qui envisagent d'autres calendriers de fermeture des réacteurs nucléaires.

³⁰ Pour les produits pétroliers, leur utilisation se limite néanmoins aux unités de production de pointe.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

gaz naturel du secteur électrique, les émissions de GES et le coût moyen de la production électrique. Les valeurs des différents indicateurs sont rapportées pour les années 2010 (observation), 2020 et 2030 (projections).

Quoique la période couverte par l'EPE2 soit 2010-2030, l'analyse des scénarios se focalise donc sur les années 2020, date clé des politiques énergétiques européennes (voir le paquet Climat-Energie), et 2030, leur prochain horizon. L'EPE2 complète ainsi l'étude spécifique sur les moyens de production d'électricité réalisée par la DG Energie en juin 2012 et qui se concentre sur la période 2012-2017. A cet horizon de temps, l'enjeu principal est d'évaluer le risque de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité pour délivrer, le cas échéant, un signal d'alerte, tandis que l'exploration des horizons 2020-2030 a pour objectif principal d'évaluer les conséquences sur l'exploitation future du système électrique des choix qui pourront être faits dans les prochaines années en matière de politique énergétique (RTE, 2011).

Il convient enfin de noter que l'évolution des différents indicateurs est donnée par rapport à 2010, dernière année pour laquelle des statistiques énergétiques complètes étaient disponibles au moment de l'analyse quantitative (d'avril à septembre 2012)³¹.

2.3.1. Les scénarios de base

La demande d'électricité

L'évolution de la demande d'électricité est le résultat d'un équilibre entre l'offre et la demande de toutes les formes d'énergie et pas seulement de l'électricité. Cet équilibre dépend de plusieurs facteurs parmi lesquels on peut citer les prix relatifs des différentes formes d'énergie compte tenu du prix du carbone, le développement de l'activité économique et les perspectives démographiques.

La demande électrique mesurée ici par l'énergie appelée progresse de 0,76% par an entre 2010 et 2030 quel que soit le scénario de base (pour des raisons de visibilité le graphique 3 présente l'évolution de l'un d'entre eux, le scénario *Nuc-1800*). En 2030, l'énergie appelée³² s'établit à 105,1 TWh contre 90,4 TWh en 2010.

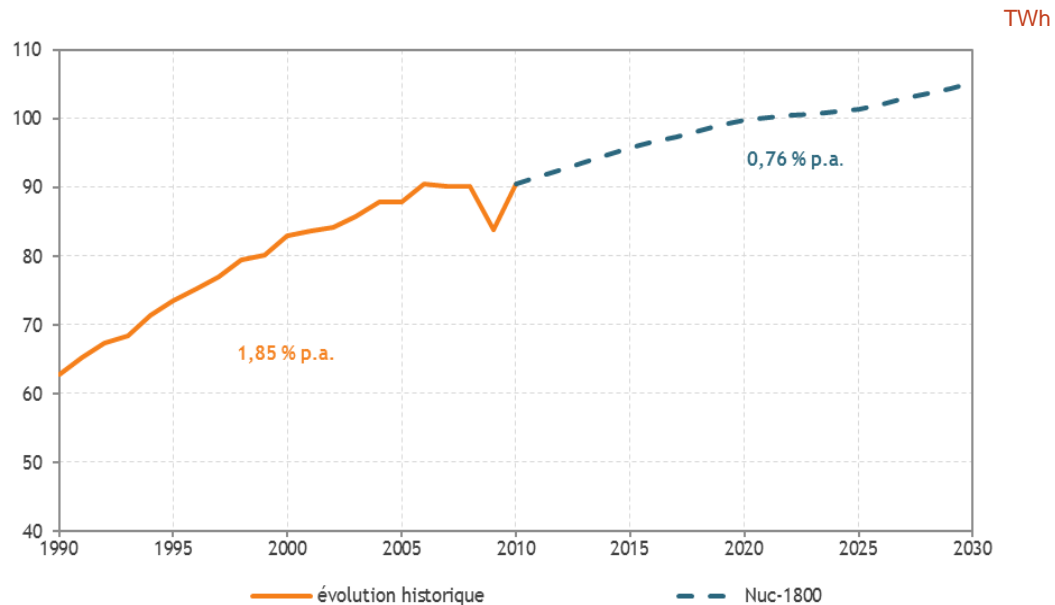
Par rapport à la période 1990-2010 où le taux de croissance annuel moyen de la demande électrique était de 1,85%, le rythme de croissance moyen d'ici 2030 est donc plus modéré (réduit de plus de la moitié). En termes absolus, l'accroissement de la demande d'énergie électrique sur vingt ans est également très différent : il est de 14,7 TWh entre 2010 et 2030, contre 27,7 TWh entre 1990 et 2010.

³¹ L'Observatoire de l'Energie de la DG Energie a transmis les statistiques énergétiques belges pour 2010 à l'AIE et Eurostat début 2012. Ce sont les bilans énergétiques qu'Eurostat a élaboré sur cette base qui ont été utilisés dans cette étude car ils sont compatibles avec les données du modèle PRIMES.

³² L'énergie appelée est égale à la somme de la demande finale d'électricité, de la consommation électrique de la branche énergie (hors secteur électrique) et des pertes sur les réseaux de transport et de distribution en Belgique.



Graphique 3. Evolution de l'énergie appelée sur la période 1990-2030, statistiques et scénario de base Nuc-1800



Source : Observatoire de l'Energie (DG Energie), Eurostat, PRIMES.

Les trois scénarios de base se différencient principalement sur le moyen terme (2020) ; ils se traduisent par des évolutions de l'énergie appelée plus contrastées d'ici 2020. En 2020, l'énergie appelée se situe dans une fourchette allant de 97,3 TWh à 101,4 TWh, la valeur inférieure correspondant au scénario *Nuc-3000* et la valeur supérieure au scénario *Nuc-900*. En d'autres termes, l'énergie appelée est d'autant plus élevée que la capacité nucléaire disponible en 2020 est importante.

Le tableau 11 ventile l'évolution de la demande finale d'électricité par grand secteur économique, à savoir l'industrie, le secteur résidentiel, le secteur tertiaire (en ce compris l'agriculture) et les transports dans les trois scénarios de base. Comme les changements d'ici 2030 sont comparables dans les trois scénarios, l'analyse qui suit porte sur le seul scénario *Nuc-1800*.

C'est dans le secteur résidentiel que la consommation électrique progresse le plus sur la période de projection (+37% entre 2010 et 2030, soit 7,6 TWh), viennent ensuite le secteur tertiaire (+12%, soit 2,7 TWh) et l'industrie (+11%, soit 4,0 TWh). En taux de croissance annuel moyen, les évolutions sont respectivement les suivantes : +1,6%, 0,5% et 0,5%. Par contre, la demande électrique dans le secteur des transports reste quasi constante.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Tableau 11. Evolution sectorielle de la demande finale d'électricité, scénarios de base

TWh

	2010	2020			2030		
		<i>Nuc-900</i>	<i>Nuc-1800</i>	<i>Nuc-3000</i>	<i>Nuc-900</i>	<i>Nuc-1800</i>	<i>Nuc-3000</i>
Industrie	38,1	44,9	44,3	42,4	42,0	42,2	42,2
Résidentiel	20,4	22,7	22,4	22,2	28,2	28,1	28,1
Tertiaire(*)	23,0	24,7	24,2	23,8	25,8	25,7	25,7
Transport	1,7	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7
Total	83,3	94,0	92,6	90,2	97,7	97,6	97,8

(*) : comprend l'agriculture.

Source : Observatoire de l'Energie (DG Energie), Eurostat, PRIMES.

Dans les secteurs résidentiel et tertiaire, l'accroissement de la consommation est à mettre sur le compte du développement important des appareils électriques, principalement les appareils gris et bruns³³. Leur nombre augmente non seulement en raison de l'activité économique et du nombre croissant de logements mais aussi du fait de la multiplication³⁴ des appareils électriques par logement ou par unité d'activité dans le secteur tertiaire. Ces effets « volume » dépassent en ampleur l'effet « amélioration de l'efficacité énergétique » des appareils au cours du temps. Dans le secteur résidentiel, la consommation électrique est également tirée vers le haut par le recours accru aux pompes à chaleur pour le chauffage des logements. Les secteurs résidentiel et tertiaire contribuent pour un tiers à l'accroissement de la demande finale électrique entre 2010 et 2020 et à hauteur de quelque 70% entre 2010 et 2030.

Dans l'industrie, c'est surtout la chimie qui pousse la consommation électrique vers le haut. Les deux tiers de l'augmentation de la consommation électrique de l'industrie entre 2010 et 2030 viennent de la chimie. La hausse de la consommation électrique se concentre sur la période 2010-2020 tandis qu'elle fléchit quelque peu sur la période 2020-2030. A ce moment-là l'effet « amélioration de l'efficacité énergétique » fait plus que compenser l'effet « croissance économique ».

L'offre d'électricité

Pour répondre à la demande d'électricité, deux voies sont possibles : produire de l'électricité sur le territoire belge ou l'importer des pays voisins. Le graphique 4 montre l'évolution de l'offre d'énergie électrique où l'offre est déclinée en ses deux composantes : production nationale et importations nettes³⁵. L'électricité produite en Belgique est répartie par forme

³³ Les appareils électriques domestiques sont habituellement classés en deux catégories : les appareils blancs (« white appliances ») et les appareils gris et bruns (« black appliances »). Les premiers (en référence à l'émail blanc qui les caractérise) regroupent les gros appareils électroménagers, à savoir les réfrigérateurs, les congélateurs, les machines à laver, les sèche-linge et les lave-vaisselle. Les seconds correspondent aux équipements informatiques, TV, Hifi et vidéo et au petit électroménager (grille-pain, brosse à dents électrique, etc.).

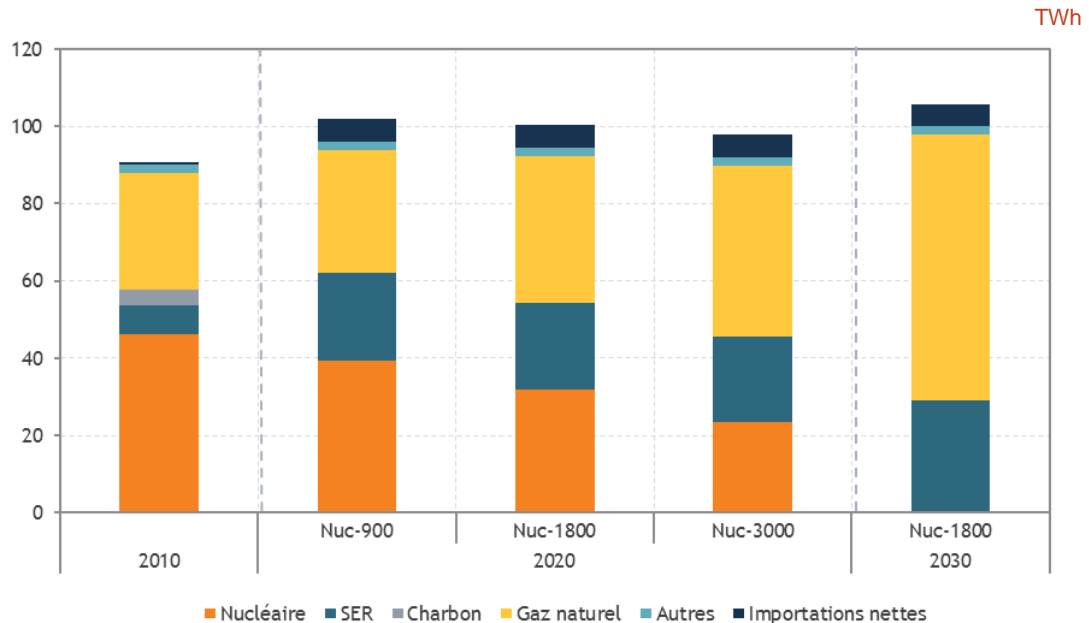
³⁴ Plusieurs appareils de même type ou nouveaux types d'appareil.

³⁵ A savoir les importations moins les exportations.



d'énergie. Il s'agit de la production nette, c'est-à-dire déduction faite de l'autoconsommation des centrales.

Graphique 4. Evolution de l'électricité produite en Belgique (par forme d'énergie) et importée, scénarios de base



Note : SER = sources d'énergie renouvelables ; Autres = gaz dérivés et produits pétroliers.
Source : Observatoire de l'Energie (DG Energie), Eurostat, PRIMES.

Par hypothèse, les importations nettes d'électricité sont constantes sur la période de projection et égales à 5,8 TWh. Le niveau choisi correspond à la moyenne sur la période 2003-2010 (voir section Importations nettes d'électricité). Il est supérieur aux niveaux enregistrés ces deux dernières années, à savoir 0,6 TWh en 2010 et 2,5 TWh en 2011. L'électricité importée représente 6% des besoins en énergie électrique en 2020 et 5% en 2030.

Comme les importations ne varient pas sur la période de projection, c'est la production électrique belge qui s'adapte à l'évolution de la demande d'électricité. Les ajustements varient selon le scénario de base à l'horizon 2020 alors qu'ils sont (quasi) identiques à l'horizon 2030. C'est pourquoi le graphique 4 ne reprend les résultats que d'un seul scénario (*Nuc-1800*) en 2030.

Entre 2010 et 2020, la production électrique belge progresse de respectivement 0,6%, 0,5% et 0,2% en moyenne par an dans les scénarios *Nuc-900*, *Nuc-1800* et *Nuc-3000*. En 2020, la production nette s'établit ainsi respectivement à 96,1 TWh, 94,5 TWh et 92,0 TWh, contre 90,1 TWh en 2010. Au niveau de la structure de la production électrique, les changements sont non négligeables.

Il y a d'abord la baisse de la production électrique d'origine nucléaire suite au retrait de capacités nucléaires selon trois schémas différents : de 51% en 2010, la part du nucléaire passe à 41% en 2020 (39 TWh) dans le scénario *Nuc-900* qui simule l'arrêt de Doel 1&2 en 2015 et

le prolongement de 10 ans de la production de la centrale de Tihange 1, à 34% (32 TWh) dans le scénario *Nuc-1800* qui applique le calendrier de sortie du nucléaire selon la loi de 2003, et à 26% (24 TWh) dans le scénario *Nuc-3000* qui table sur la non disponibilité de 3000 MW de puissance nucléaire en 2020.

Ensuite, il y a le bond en avant des sources d'énergie renouvelables (SER) puisque leur contribution à la production nette totale passe de 8% en 2010 (6,3 TWh) à 24% en 2020 et ce quel que soit le scénario de base (soit entre 22 et 23 TWh). Ce développement sensible est indépendant de l'hypothèse relative au nucléaire, il s'explique principalement par l'obligation de la Belgique de couvrir 13% de la consommation finale brute d'énergie par des SER en 2020 tel que stipulé dans le paquet législatif Climat-Energie, mais aussi par la progression des prix des énergies fossiles et du prix du carbone qui favorise le déploiement des SER.

Enfin, la part du gaz naturel progresse dans les scénarios *Nuc-1800* et *Nuc-3000* où elle s'établit à respectivement 40% (38 TWh) et 48% (44 TWh) de la production nette totale en 2020, contre 34% en 2010 (30 TWh). Par contre, elle se réduit quelque peu dans le scénario *Nuc-900* puisqu'elle n'est plus que de 33% (32 TWh). Ces résultats montrent que contrairement aux SER l'évolution de la production électrique à partir de gaz naturel d'ici 2020 est étroitement liée à la quantité d'électricité produite par le parc nucléaire.

Le charbon disparaît du mix énergétique de la production électrique en raison du déclassement prévu des centrales au charbon. La catégorie « autres » regroupe les gaz dérivés et les produits pétroliers dont la part reste stable (de l'ordre de 2%) sur la période de projection.

En 2030, les projections des trois scénarios de base se rejoignent et la production nette se monte à quelque 100 TWh. A cet horizon de temps, on table sur la fermeture de la totalité du parc nucléaire quel que soit le scénario. Entre 2010 et 2030, la production électrique belge croît de 0,5% en moyenne par an, soit un accroissement de la production nette d'environ 10 TWh. La structure de la production électrique est quasiment bipolaire puisque gaz naturel et SER assurent ensemble 98% de la production nette totale. Le solde de 2% correspond aux gaz dérivés et aux produits pétroliers, ces derniers étant utilisés exclusivement pour répondre à la demande en période de pointe. En effet, le charbon disparaît du mix énergétique de la production électrique en raison de l'hypothèse selon laquelle il n'y aura pas d'investissements dans de nouvelles centrales au charbon d'ici 2030 (voir Mix énergétique pour la production d'électricité). La part du gaz naturel s'établit à 69% en 2030 (69 TWh) et celle des SER à 29% (29 TWh).

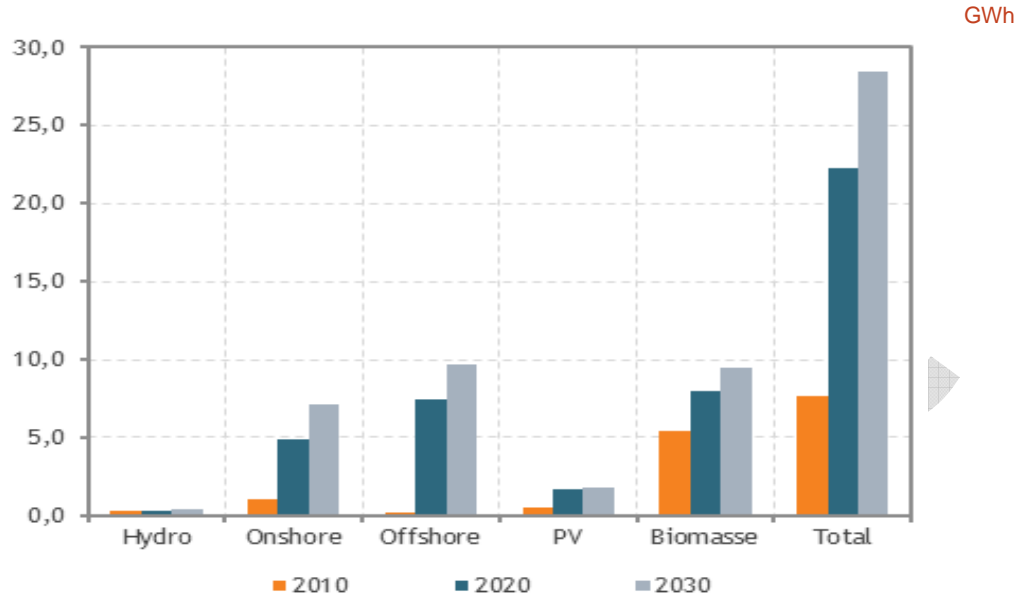
Le graphique 5 donne une image plus détaillée de l'évolution de l'énergie électrique produite à partir des SER. Elle correspond au scénario *Nuc-1800*.

Le bond en avant de la production électrique à partir de SER vient surtout de l'éolien et de la biomasse utilisée soit dans des centrales électriques soit dans des centrales de cogénération. Les quelque 22 TWh produits en 2020 sont répartis de la façon suivante : 0,3 TWh provient de l'hydraulique, 5,1 TWh de l'éolien onshore, 7,4 TWh de l'éolien offshore, 1,7 TWh du solaire photovoltaïque et 7,9 TWh de la combustion de la biomasse et des déchets.

En 2030, la production électrique à partir de SER s'établit à 29 TWh environ dont 0,4 TWh provient de l'hydraulique, 7,3 TWh de l'éolien onshore, 9,6 TWh de l'éolien offshore, 1,9 TWh du solaire photovoltaïque et 9,6 TWh de la combustion de la biomasse et des déchets.



Graphique 5. Evolution de l'électricité produite à partir de SER, scénario Nuc-1800



Note : PV = solaire photovoltaïque ; la biomasse comprend également les déchets.
Source : Observatoire de l'Energie (DG Energie), Eurostat, PRIMES.

La progression des SER dans les 2 autres scénarios de base (*Nuc-900* et *Nuc-3000*) est comparable à celle décrite ci-dessus à deux exceptions près : l'éolien onshore et la biomasse. L'électricité produite par les éoliennes onshore est réduite lorsque la capacité nucléaire est élevée (*Nuc-900*) tandis que la production électrique à partir de biomasse s'accroît. L'électricité produite par les éoliennes onshore s'élève ainsi à 4,9 TWh en 2020 et la production électrique à partir de biomasse à 8,4 TWh dans le scénario *Nuc-900*. A l'inverse, l'électricité produite par les éoliennes onshore s'accroît lorsque la capacité nucléaire est moins importante (*Nuc-3000*) tandis que la production électrique à partir de biomasse diminue. L'électricité produite par les éoliennes onshore s'élève en effet à 5,2 TWh en 2020 et la production électrique à partir de biomasse à 7,4 TWh dans le scénario *Nuc-3000*. Ces évolutions contrastées reflètent la difficulté, au niveau de la gestion du système électrique, de combiner à certains moments de l'année une production importante à caractère intermittent ou « must run » avec une production élevée mais peu flexible d'origine nucléaire. Dans ces conditions (*Nuc-900*), la préférence va à des unités RES plus modulables comme les centrales brûlant de la biomasse.

La production combinée d'électricité et de vapeur (ou cogénération) se développe également d'ici 2030. La part de l'électricité produite dans des centrales de cogénération varie entre 17 et 22% selon l'horizon de temps et le scénario. Le bas de la fourchette correspond à l'année 2030 et au scénario *Nuc-900* tandis que le haut à l'année 2020 et au scénario *Nuc-3000*. Les centrales de cogénération brûlent essentiellement du gaz naturel ou de la biomasse.

Les investissements en nouvelles capacités de production

Le niveau des investissements requis dans de nouvelles capacités de production dépend de plusieurs facteurs. Les principaux sont l'évolution de la demande électrique, la hauteur des importations, le choix du critère de fiabilité du système de production, les hypothèses de déclasserement des centrales existantes et le type de centrale³⁶. De manière générale, plus la demande est élevée et/ou plus le critère de fiabilité est sévère et/ou plus le nombre de centrales déclassées est grand, plus les besoins en nouveaux moyens de production sont importants. A l'inverse, le recours aux importations d'électricité peut diminuer les besoins de production en Belgique. Enfin, toutes choses égales par ailleurs, une contribution accrue des formes d'énergie intermittentes augmente le volume des investissements car des compléments de capacité peuvent se révéler nécessaires lorsque ces centrales ne fonctionnent pas.

Le graphique 6 donne l'évolution des investissements cumulés dans de nouvelles capacités de production par période de dix ans (2011-2020 et 2021-2030) et sur l'ensemble de la période de projection (2011-2030). Une distinction y est faite entre les investissements nécessaires pour satisfaire les besoins supplémentaires en électricité (pour rappel, la demande croît en moyenne de 0,76% par an entre 2010 et 2030 dans les scénarios de base) et ceux pour remplacer les centrales électriques devenues obsolètes ou devant être mises hors service.

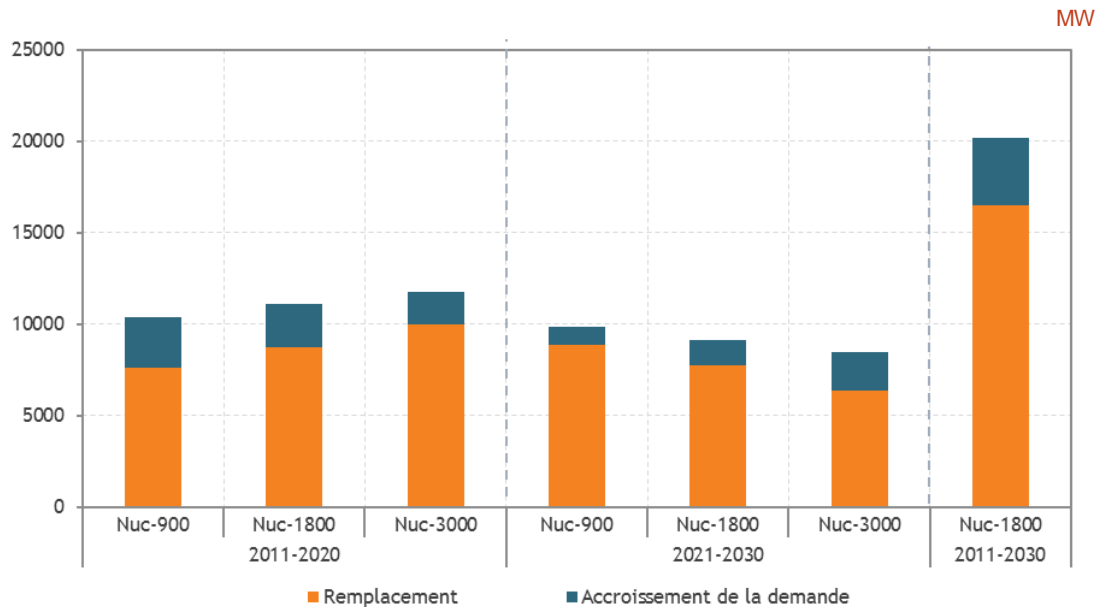
Sur l'ensemble de la période de projection, les investissements sont évalués à quelque 20 GW dans les scénarios de base, soit 1,2 fois la capacité totale du parc de production en 2010 (17 GW). A l'horizon 2030, les trois schémas de déclasserement des centrales nucléaires conduisent donc à des investissements comparables (c'est pourquoi seul le scénario *Nuc-1800* est présenté sur le graphique 6). Ce qui différencie les trois scénarios de base c'est le rythme d'investissement, à savoir la répartition de l'investissement total cumulé entre les deux décennies.

Dans le scénario *Nuc-900*, les 20 GW d'investissements requis sont quasi également répartis entre les deux périodes de 10 ans : 51% sur la période 2011-2020 et 49% sur la période 2021-2030. Par contre, dans les deux autres scénarios de base, la majeure partie des investissements a lieu (sans surprise) sur la période 2011-2020 : 55% pour *Nuc-1800* et 58% pour *Nuc-3000*. En contrepartie, les investissements sont relativement moins importants sur la période 2021-2030 dans ces deux scénarios. Les défis liés au besoin d'investissement en unités de production électrique sont donc très différents selon le scénario de base.

³⁶ La plupart de ces facteurs dépendent à leur tour de la politique énergétique.



Graphique 6. Investissements cumulés en nouvelles capacités de production, scénarios de base



Source : PRIMES, calcul BFP.

Sur les quelque 20 GW d'investissements en moyens de production d'ici 2030, 20% seulement sont destinés à répondre à l'accroissement de la consommation électrique. La part prépondérante des investissements de remplacement s'explique par trois facteurs.

1. Le premier facteur est l'âge moyen du parc de production actuel. Plus de la moitié des unités de production thermiques fonctionnent depuis plus de trente voire quarante ans (voir EPE1 (2009) et CREG (2011)). De plus, la plupart d'entre elles ne répondent pas aux normes d'émissions (régionales ou européennes³⁷). Plusieurs mises hors service sont donc attendues dans les toutes prochaines années.
2. Le deuxième facteur vient de la fermeture des centrales nucléaires ; cela représente un retrait de quelque 6000 MW d'ici 2025.
3. Le troisième facteur est lié au déploiement important des sources d'énergie renouvelables. Certaines d'entre elles, comme le vent et le soleil, sont intermittentes et requièrent des capacités de back-up pour assurer une production équivalente lorsqu'elles sont à l'arrêt par manque de vent ou de soleil. Ces capacités complémentaires « gonflent » les investissements en nouvelles capacités de production.

Pendant la période 2011-2020, la part relative des investissements de remplacement dans le total des besoins en nouvelles capacités de production est bien sûr fonction de l'hypothèse sur les capacités nucléaires disponibles. Cette part est d'autant moins élevée que les capacités nucléaires disponibles sont importantes en 2020 : elle s'élève à 74% dans le scénario

³⁷ Stipulées dans la directive européenne sur les grandes installations de combustions (LCPD).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Nuc-900 mais à 79% dans le scénario *Nuc-1800* et à 85% dans le scénario *Nuc-3000*. L'image s'inverse cependant entre 2021 et 2030 puisque les trois scénarios de base tablent sur l'arrêt de la production nucléaire en 2025. Les investissements qui pourraient être retardés grâce à la disponibilité de davantage d'électricité nucléaire en 2020 (*Nuc-900*) devront être « rattrapés » pendant la deuxième partie de la période de projection. A ce moment-là, la part relative des investissements de remplacement s'établit à respectivement 90%, 85% et 76% dans les scénarios *Nuc-900*, *Nuc-1800* et *Nuc-3000*.

Il convient aussi de souligner le rôle joué par le critère de fiabilité dans l'évaluation de la capacité à investir. Selon le critère retenu dans l'étude (voir Critère de fiabilité pour l'approvisionnement électrique), une marge de sécurité équivalente à au moins 21% de la demande de pointe est prise en compte dans le calcul. Cette marge de sécurité a pour but d'assurer à tout moment la continuité de l'approvisionnement électrique. Une réduction de la marge de sécurité utilisée, qui pourrait se justifier par exemple par une meilleure intégration et gestion des systèmes électriques dans les régions Centre Ouest Europe (CWE), permettrait de réduire les besoins en nouvelles capacités de production. Le tableau 12 présenté dans la section suivante illustre ce point. Notons également que l'utilisation d'un autre critère de fiabilité (comme le Loss Of Load Expectation (LOLE)) pourrait avoir un impact sur l'évaluation des investissements requis. Cette analyse sort cependant du cadre de l'analyse quantitative proposée pour l'EPE2.

Enfin, les dépenses d'investissement³⁸ d'ici à 2030 sont évaluées entre 22,2 (*Nuc-1800*) et 22,9 (*Nuc-3000*) milliards d'euros de 2005. Ce chiffre couvre uniquement les dépenses liées à la production. Il n'inclut pas les dépenses liées aux réseaux de transport et de distribution de l'électricité ni celles associées au développement de l'infrastructure de gaz naturel pour alimenter, le cas échéant, les nouvelles centrales au gaz.

La capacité installée du parc électrique belge

Le graphique 7 montre l'évolution de la capacité installée³⁹ en Belgique par forme d'énergie selon le scénario de base. Pour mieux mettre l'accent sur la nature des nouvelles capacités de production, cette distinction ne s'applique qu'aux nouvelles unités ; la capacité résiduelle du parc existant en 2010 est regroupée dans une seule catégorie dénommée « unités existantes ». La capacité résiduelle est la différence entre la puissance installée en 2010 et les déclassements⁴⁰. Ce graphique est bien sûr à mettre en regard avec le graphique 4 donnant l'évolution de l'énergie produite par forme d'énergie.

En 2010, la capacité installée se montait à 17 GW. Dix ans plus tard, en 2020, elle se situe entre 23,2 et 23,8 GW selon le scénario de base, soit une hausse de 6 à 7 GW ou encore de 36 à 40%. La répartition des nouvelles capacités de production entre formes d'énergie est la suivante : 6,0 GW pour les unités de production SER, entre 4,0 et 5,3 GW pour les centrales brûlant du gaz naturel et de 0,4 à 0,5 GW pour les autres types de centrales. Ces résultats montrent que l'hypothèse relative à l'évolution de la production nucléaire d'ici 2020 a surtout un impact sur les investissements en centrales à gaz naturel. Les capacités supplémentaires

³⁸ Les dépenses d'investissement sont calculées sur la base des coûts d'investissement par MW et du nombre de MW installés pour chaque type de technologie de production d'électricité.

³⁹ Hors capacité de pompage-turbinage (soit 1308 MW).

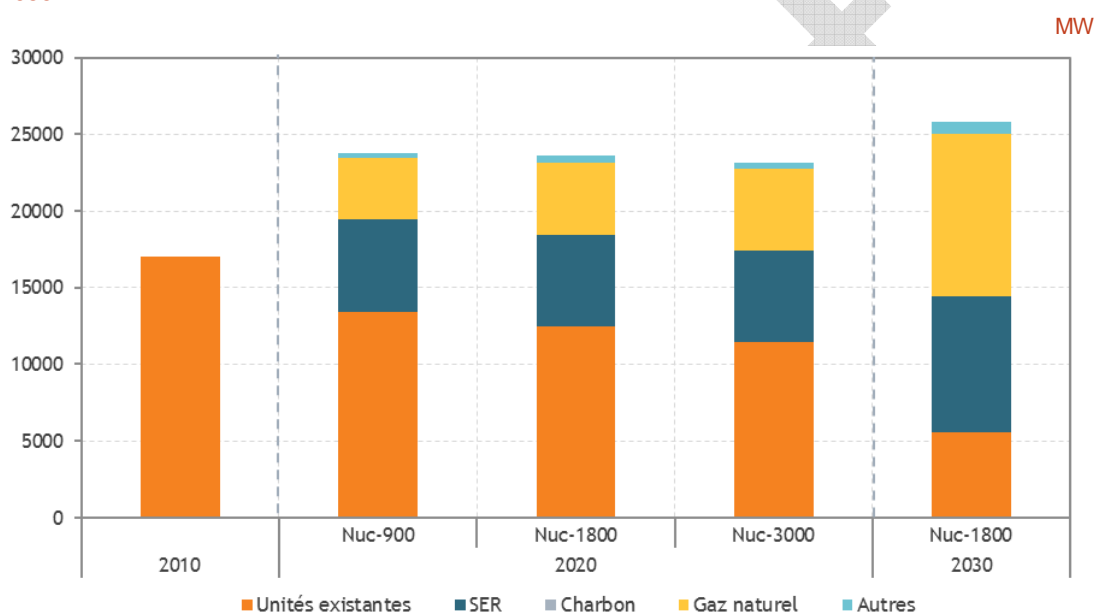
⁴⁰ C'est-à-dire la capacité des unités de production mises hors service.



SER et « autres » sont comparables dans les trois scénarios de base. Les premières représentent plus de la moitié des nouvelles capacités nécessaires pour répondre à la demande.

Les centrales à gaz naturel regroupent aussi bien des centrales à gaz à cycle combiné (TGV) que des turbines à gaz à cycle ouvert (TAG) ou des centrales de cogénération au gaz naturel. Les capacités investies dans la catégorie « autres » concernent essentiellement des unités de pointe brûlant des produits pétroliers. Par hypothèse, aucune nouvelle centrale au charbon n'est à épingle.

Graphique 7. Evolution de la capacité installée par forme d'énergie, scénarios de base, 2010-2030



Note :
- SER = sources d'énergie renouvelables; Autres = gaz dérivés et produits pétroliers ;
- la capacité installée s'entend sans la capacité de pompage-turbinage.
Source : Observatoire de l'Energie (DG Energie), PRIMES.

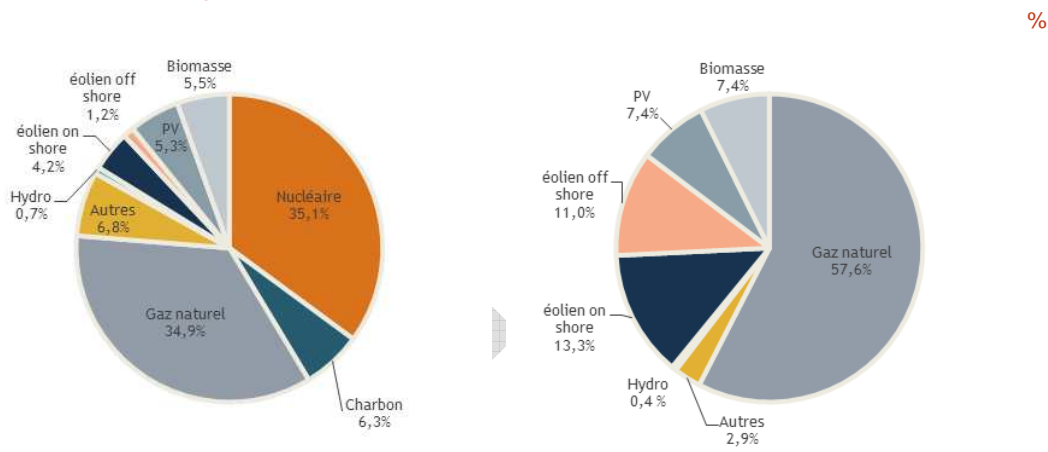
A l'horizon 2030, la capacité du parc de production belge s'élève à 26 GW environ quel que soit le scénario de base, soit un accroissement entre 2,2 et 2,8 GW par rapport à 2020 ou encore de 9 GW par rapport à 2010 (c'est-à-dire +52%). La période 2020-2030 se caractérise par un développement sensible des unités au gaz naturel et par la poursuite du déploiement des unités utilisant des SER quoiqu'à un rythme plus modéré que sur la période 2010-2020. En 2030, les nouvelles capacités se répartissent comme suit : 11 GW pour les centrales à gaz naturel, autour de 8,9 GW pour les unités SER et 0,7 MW pour les autres types de centrales. Cette répartition s'applique aux trois scénarios de base, c'est pourquoi un seul scénario est présenté sur le graphique.

S'agissant des nouvelles unités SER, l'accroissement vient principalement de l'éolien, suivi par le solaire photovoltaïque, puis par les centrales brûlant de la biomasse.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Le graphique 8 donne une vue générale de l'évolution de la structure du parc de production belge entre 2010 et 2030 dans le scénario de base *Nuc-1800*. Pour rappel, en fin de période, la structure est la même dans les deux autres scénarios de base (*Nuc-900* et *Nuc-3000*). A la différence du graphique précédent, le graphique 8 répartit l'ensemble de la capacité installée entre formes d'énergie et pas seulement les nouvelles capacités requises après 2010.

Graphique 8. Répartition de la capacité du parc de production entre formes d'énergie (2010 à gauche ; 2030 à droite), scénario *Nuc-1800*



Note : PV = photovoltaïque ; Autres = gaz dérivés et produits pétroliers.

Source : Observatoire de l'Energie (DG Energie), PRIMES.

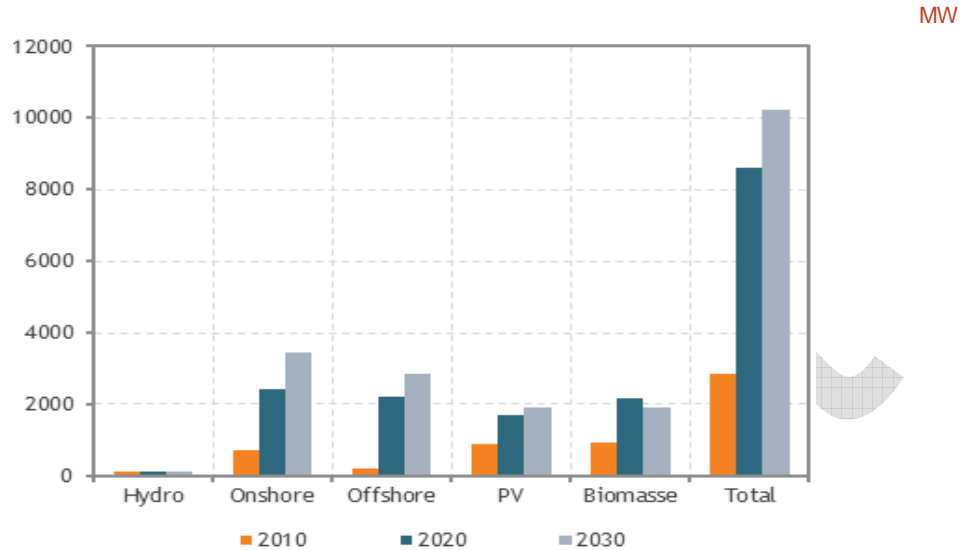
Il est intéressant de noter les différences entre la répartition de la production (graphique 4) et la répartition de la capacité installée (graphique 8). Ainsi, le gaz naturel représente 58% de la capacité installée en 2030 contre 69% de la production nette d'électricité. A l'inverse, les SER couvrent 39% de la capacité installée en 2030 contre 29% de la production. Ces différences s'expliquent par le taux d'utilisation moyen des centrales. Pour une même capacité, les centrales au gaz naturel produisent en moyenne en 2030 deux fois plus d'électricité que les centrales SER (dans les proportions indiquées sur le graphique de droite).

Le déploiement des unités SER dans le parc de production électrique et plus particulièrement des éoliennes et des panneaux photovoltaïques a pour effet de réduire le taux d'utilisation de la puissance totale installée. De 61,6 en 2010 il chute à 44 environ en 2030 dans les trois scénarios de base.

Le graphique 9 donne un éclairage de l'évolution de la capacité des unités basées sur les SER dans le scénario *Nuc-1800*. Il s'agit ici de la capacité installée totale en ce compris les capacités investies sur la période antérieure à 2010 (2010 compris). Les évolutions sont similaires dans les deux autres scénarios de base.



Graphique 9. Evolution de la capacité installée des unités SER, scénario Nuc-1800



Note : PV = solaire photovoltaïque.

Source : Observatoire de l'Energie (DG Energie), PRIMES.

La capacité installée des unités SER progresse régulièrement entre 2010 et 2030. Les dix premières années, le parc SER se voit gratifier de quelque 5,7 GW supplémentaires. En 2020, les 8,6 GW de capacité SER se répartissent de la manière suivante : 2,4 GW d'éoliennes onshore, 2,2 GW d'éoliennes offshore, 2,2 GW de centrales biomasse (y compris les centrales de cogénération), 1,7 GW de panneaux photovoltaïques et un peu plus de 0,1 GW de centrales hydroélectriques.

En 2030, la répartition des 10,2 GW de capacité SER est la suivante : 3,4 GW d'éoliennes onshore, 2,9 GW d'éoliennes offshore, 1,9 GW de centrales biomasse (y compris les centrales de cogénération), 1,9 GW de panneaux photovoltaïques et toujours quelque 0,1 GW de centrales hydroélectriques.

Quant à la capacité installée des centrales de cogénération, elle s'élève en 2030 à respectivement 2600, 2800 et 2900 MWe dans les scénarios *Nuc-1800*, *Nuc-900* et *Nuc-3000*, soit un accroissement entre 500 à 800 MWe par rapport à la situation en 2010. Les unités de cogénération utilisent principalement du gaz naturel et de la biomasse.

Enfin, il est intéressant de pousser un pas plus loin l'analyse de l'évolution de la capacité installée. Il s'agit, d'une part, de mettre en évidence les déclassements de centrales et de les comparer aux investissements à consentir, et d'autre part, de confronter l'évolution de la capacité installée avec celle de la demande de pointe. Les éléments de cette analyse sont présentés dans le tableau 12.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Tableau 12. Mise en perspective de l'évolution de la capacité installée, scénarios de base

	2010	2020	2025	2030
<i>MW</i>				
<i>Nuc-900</i>				
Déclassements		-3250	-8062	-11130
Capacité résiduelle	17015	13764	8952	5885
Investissements		10044	15381	19891
Capacité installée	17015	23808	24333	25776
Demande de pointe	13845	15090	15240	15750
Ratio C/P (*)	1,23	1,58	1,60	1,64
<i>Nuc-1800</i>				
Déclassements		-4212	-8383	-11089
Capacité résiduelle	17015	12802	8632	5925
Investissements		10786	15687	19941
Capacité installée	17015	23588	24319	25867
Demande de pointe	13845	14860	15140	15730
Ratio C/P (*)	1,23	1,59	1,61	1,64
<i>Nuc-3000</i>				
Déclassements		-5264	-7988	-11030
Capacité résiduelle	17015	11750	9026	5985
Investissements		11431	15451	19880
Capacité installée	17015	23182	24477	25865
Demande de pointe	13845	14520	15260	15760
Ratio C/P (*)	1,23	1,60	1,60	1,64

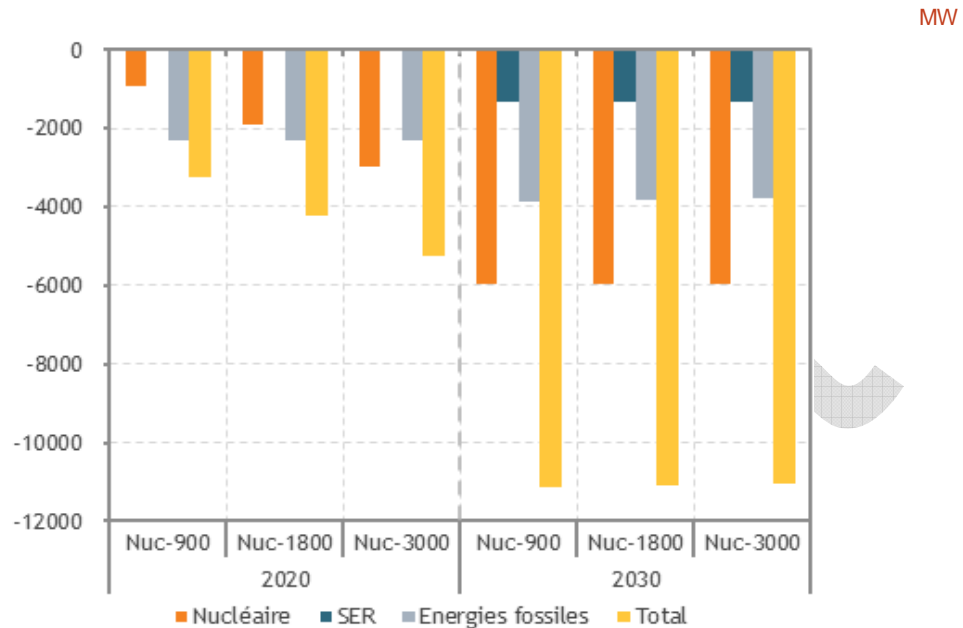
(*) : rapport entre la capacité installée totale (C) et la demande de pointe (P).
Source : Observatoire de l'Energie (DG Energie), Elia, PRIMES, calculs BFP.

Il s'agit de déclassements et d'investissements cumulés à partir de 2011. La capacité résiduelle est la différence entre la puissance installée en 2010 et les déclassements. La capacité installée en une année donnée est la somme de la capacité résiduelle et des investissements cumulés en cette année.

Comme le montre le graphique 10, les différences entre scénarios au niveau des déclassements viennent principalement des centrales nucléaires dont le schéma de mise hors service varie d'un scénario à l'autre. Ces différences n'apparaissent que sur la période 2011-2020. En effet, par hypothèse, l'entièreté du parc nucléaire est fermée en 2025. En fin de période, les déclassements d'unités basées sur les SER et les énergies fossiles résultent de la prise en compte de la durée de vie technique des équipements. A titre d'exemple, elle est fixée à 25 ans pour une centrale à gaz à cycle combiné, à 20 ans pour une éolienne et à 15 ans pour des panneaux photovoltaïques.



Graphique 10. Répartition des déclassements entre types d'unité de production



Note :

- il s'agit de déclassements cumulés depuis 2011 ;

- SER = sources d'énergie renouvelables

Source : PRIMES.

D'avantage que l'énergie appelée, c'est l'évolution de la demande de pointe qui détermine les besoins en capacité de production. Il est intéressant de noter que le taux de croissance annuel moyen de la demande de pointe est légèrement inférieur à celui de l'énergie appelée (0,64% vs. 0,76% entre 2010 et 2030 dans le scénario *Nuc-1800*). Cette différence vient de l'évolution de la nature et de l'usage des équipements consommateurs d'électricité.

Comme on l'a rappelé plus haut, la capacité de production dépend également du choix de la marge de réserve et de la part relative des sources d'énergie intermittentes dans la production électrique. Compte tenu de tous ces éléments, le rapport entre la capacité totale installée et la demande de pointe (C/P) grandit au cours du temps : il passe de 1,23 en 2010 à 1,64 en 2030.

Les besoins en gaz naturel pour la production d'électricité

L'évolution de la consommation de gaz naturel pour la production d'électricité présente un intérêt particulier en termes de sécurité d'approvisionnement énergétique qu'il s'agisse de la disponibilité du gaz naturel, de son prix ou des infrastructures nécessaires à son transport. En effet, le secteur électrique est présenté depuis plusieurs années comme le principal responsable de l'accroissement des besoins en gaz naturel du pays.

Le modèle PRIMES évalue non seulement la consommation de gaz naturel dans le secteur électrique mais aussi dans les autres secteurs (industrie, résidentiel, etc.). Mises ensemble,

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

ces informations constituent également un input pertinent pour l'étude prospective gaz naturel (EPG)⁴¹. Il convient cependant de souligner que les résultats ne concernent que les volumes annuels de gaz naturel alors que certains volets de l'étude prospective gaz naturel nécessitent la connaissance de profils de demande horaires et saisonniers.

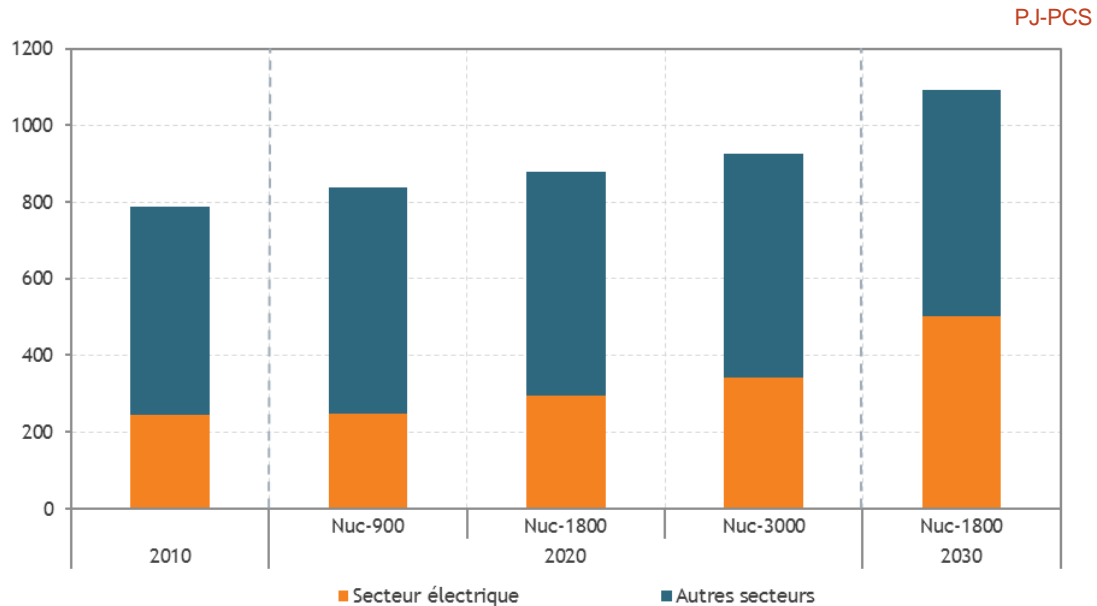
Dans le graphique 11, l'évolution de la consommation de gaz naturel du secteur électrique est mise en perspective avec la demande des autres secteurs (pour des besoins énergétiques et non énergétiques). Les volumes de gaz naturel dédiés à la production électrique progressent considérablement, surtout après 2020 : ils font plus que doubler entre 2010 et 2030⁴² quel que soit le scénario de base ; cette évolution se traduit par un taux de croissance annuel moyen de 3,6%. Nonobstant l'augmentation des prix du gaz naturel et le déploiement non négligeable des SER, le gaz naturel progresse en raison de la mise hors service des centrales nucléaires et de l'hypothèse relative à l'utilisation du charbon pour la production électrique (voir Mix énergétique pour la production d'électricité) sans oublier son utilisation lorsque les SER intermittentes ne produisent pas d'électricité. Dans les autres secteurs, le développement du gaz naturel est moins marqué. A titre d'information, la consommation y croît de 9% entre 2010 et 2030 dans le scénario *Nuc-1800*, soit un taux de croissance moyen de 0,43% par an. Dans ces secteurs, les économies d'énergie suscitées par la hausse du prix du gaz naturel et les prix du carbone et le développement des pompes à chaleur pour le chauffage des bâtiments sont des facteurs explicatifs de l'évolution modérée des besoins en gaz naturel.

⁴¹ L'étude prospective concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel, plus communément appelée « Etude prospective gaz naturel » est établie par la Direction générale de l'Énergie, en collaboration avec le Bureau fédéral du Plan. Elle est élaborée dans la foulée de l'étude prospective électricité. La première étude prospective gaz (EPG1) se trouve sur : http://economie.fgov.be/fr/consommateurs/Energie/Securite_des_approvisionnements_en_energie/Etude_prospective_gaz/

⁴² La consommation de gaz naturel du secteur électrique était de 246 PJ en 2010. En 2030, elle s'échelonne entre 498 et 513 PJ selon le scénario de base.



Graphique 11. Contribution du secteur électrique dans l'évolution des besoins totaux en gaz naturel, scénarios de base



Note : PCS = pouvoir calorifique supérieur.

Source : Observatoire de l'Energie (DG Energie), Eurostat, PRIMES.

En 2030, le secteur électrique représente un peu moins de la moitié de la demande totale de gaz naturel⁴³ du pays (entre 45 et 47% selon le scénario) contre 31% en 2010. En 2020, la part du secteur électrique dans les besoins totaux de gaz naturel dépend davantage du scénario : elle est de 30% dans le scénario *Nuc-900*, 33% dans *Nuc-1800* et 37% dans *Nuc-3000*.

Les émissions de gaz à effet de serre du secteur électrique

L'évolution des émissions de gaz à effet de serre des centrales électriques et de cogénération (principalement du dioxyde de carbone (CO₂)) est le reflet des changements de la structure de la production électrique. Le graphique 12 montre cette évolution sur la période 2010-2030. Sur la période allant de 2010 à 2020, les émissions de GES du secteur électrique diminuent dans les scénarios *Nuc-900* et *Nuc-1800* (de respectivement 22% et 9%⁴⁴) en raison de l'amélioration du rendement moyen du parc, de la mise hors service des vieilles centrales au charbon et de la progression des SER, trois facteurs qui font plus que compenser la fermeture de 900 (Doel 1&2) ou 1800 MW de capacité nucléaire (Doel 1&2 et Tihange 1) et l'augmentation induite de la production à partir du gaz naturel qui émet du CO₂. Par contre,

⁴³ Mesurée par la consommation intérieure brute qui est égale aux importations.

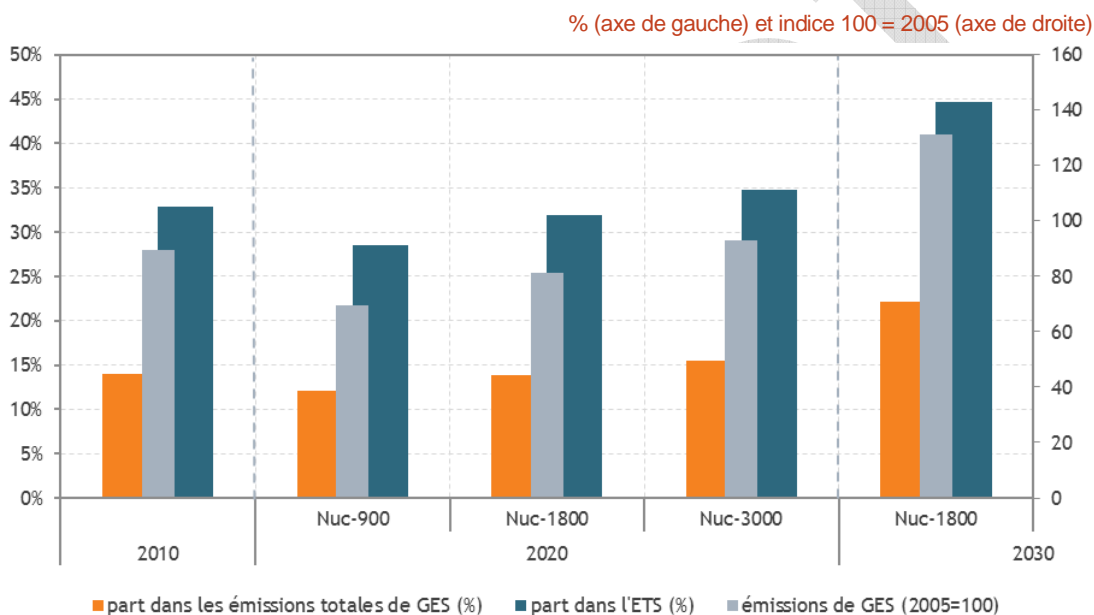
⁴⁴ La réduction des émissions de GES du secteur électrique est de respectivement 31% et 19% en 2020 par rapport à 2005, année de référence dans le paquet législatif Climat-Energie.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

les émissions de GES du secteur électrique augmentent de 4% sur la même période dans le scénario *Nuc-3000*⁴⁵.

Ensuite, les émissions suivent une pente croissante jusqu'à se situer, en 2030, 47% au-dessus du niveau de 2010 dans le scénario *Nuc-1800*⁴⁶. Cet accroissement est principalement imputable aux centrales au gaz naturel qui remplacent, au fur et à mesure de leur déclassement, les derniers réacteurs nucléaires en service au-delà de 2020 mais qui permettent également de répondre à l'accroissement de la demande électrique. Au-delà de 2020, les SER continuent à progresser sous l'impulsion donnée par l'objectif SER en 2020 mais leur progression ne permet pas de compenser la tendance causée par le développement des centrales à gaz naturel.

Graphique 12. Evolution des émissions de gaz à effet de serre du parc électrique belge, scénarios de base



Note : les émissions de gaz à effet de serre (GES) en 2005 et 2010 calculées avec le modèle PRIMES diffèrent des émissions rapportées officiellement par la Belgique. Elles sont néanmoins utilisées dans cette étude afin d'assurer la cohérence avec les résultats du modèle pour les années 2020 et 2030.

Source : PRIMES.

Le modèle PRIMES, combiné avec les courbes de coût marginal d'abattement calculées avec le modèle GAINS (Höglund-Izaksson et al., 2010), permet non seulement de calculer les émissions de GES du parc belge mais aussi les émissions totales de GES de la Belgique. Le profil d'évolution des émissions totales de GES est différent du profil présenté sur le graphique 12 pour le seul secteur électrique. En effet, les émissions totales de GES diminuent quasi régulièrement entre 2010 et 2030. En 2030 (resp. 2020), elles se situent 7% (resp. entre 6 et 10% selon le scénario de base) sous le niveau de 2010. La hausse des émissions

⁴⁵ Mais diminuent de 7% par rapport à 2005, l'année de référence dans le paquet législatif Climat-Energie.

⁴⁶ L'augmentation des émissions de GES est de 31% par rapport à 2005, année de référence dans le paquet législatif Climat-Energie. Dans les scénarios *Nuc-900* et *Nuc-3000*, l'accroissement est de respectivement 30 et 34%.



du secteur électrique est donc plus que compensée par la baisse des émissions dans les autres secteurs. Les évolutions décrites ci-dessus se traduisent par une augmentation sensible de la part du secteur électrique dans les émissions totales de GES : de 14% en 2010, elle passe à 22% en 2030. En 2020, la contribution du secteur s'échelonne entre 12 et 16% selon le scénario de base.

Le secteur électrique fait partie du secteur ETS dont les émissions sont régies par le système européen d'échange de quotas d'émission. Outre le secteur électrique, le secteur ETS comprend (à partir de 2013) le transport aérien, la production de chaleur, la sidérurgie, la chimie, le secteur des métaux non ferreux, des minéraux non métalliques et du papier, ainsi que les émissions de CO₂ d'origine non énergétique liées à des processus industriels. En 2010, les émissions du secteur ETS couvraient un peu plus de 40% des émissions totales de GES et provenaient pour un tiers du secteur électrique. En 2030, ces proportions augmentent en raison de la progression non négligeable des émissions dans le secteur électrique : elles s'établissent à respectivement 51% et 45%.

Les coûts liés à la production électrique

Le dernier indicateur étudié porte sur les coûts de la production électrique. Il s'agit plus spécifiquement de coût moyen de la production, soit les coûts totaux de production divisés par la production électrique. Ce coût moyen de production peut être éclaté en trois composantes : les coûts fixes, les coûts variables et les autres coûts. Les coûts fixes englobent le coût annuel du capital et les coûts fixes d'exploitation et de maintenance. Quant aux coûts variables, ils correspondent à la somme du coût de l'achat de combustibles et d'autres coûts variables indépendants du combustible. Les « autres » coûts concernent l'achat de quotas d'émission lors d'enchères. En effet, à partir de 2013, les quotas d'émission qui seront attribués au secteur électrique seront mis aux enchères.

Le graphique 13 montre l'évolution du coût moyen de la production électrique et de ses composantes entre 2010 et 2030.

En 2020, le coût moyen de la production électrique augmente par rapport à 2010 dans une fourchette allant de 14 à 30% (de 81 à 92 euros 2005/MWh en 2020 contre 71 euros 2005/MWh en 2010). Cette évolution correspond à un taux de croissance annuel moyen variant entre 1,3% et 2,6%. Le bas de la fourchette correspond au scénario *Nuc-900* et le haut au scénario *Nuc-3000*. Cette variation s'explique par l'hypothèse relative à la disponibilité des capacités nucléaires en 2020 qui a un impact sur les trois composantes du coût moyen. Les coûts fixes sont affectés car les besoins en nouvelles capacités de production varient d'un scénario à l'autre. Les coûts variables le sont également car ils sont liés aux besoins en gaz naturel. Enfin, le coût correspondant à l'achat de permis d'émission est fonction des émissions de GES du secteur électrique.

Les coûts fixes croissent de 12-13% dans les scénarios *Nuc-900* et *Nuc-1800* et de 16% dans le scénario *Nuc-3000* entre 2010 et 2020. La hausse des coûts fixes s'explique principalement par le développement sensible de la capacité renouvelable. Cette capacité se caractérise par un taux d'utilisation moyen inférieur à celui des autres unités de production électrique. Comme le coût annuel du capital pour des investissements RES est divisé par une production relativement plus faible, on a une augmentation des coûts fixes par MWh produit. En 2020, les centrales nucléaires sont totalement amorties. Dès lors, plus grande est la capacité nucléaire déclassée en 2020 (*Nuc-3000*) plus conséquents sont les investissements à

consentir et plus significatif est l'accroissement des coûts fixes. Par contre, les coûts fixes s'avèrent comparables dans les scénarios *Nuc-900* et *Nuc-1800* indiquant que le coût fixe du capital induit par le remplacement de Tihange 1 dans le second scénario est équivalent au coût fixe du capital utilisé⁴⁷ pour l'allongement de la durée de fonctionnement de ce même réacteur dans le premier scénario.

Les coûts variables dont le principal élément est constitué par les coûts d'achat de combustibles sont les moins élevés dans le scénario *Nuc-900* et les plus élevés dans le scénario *Nuc-3000*. Ce résultat s'explique essentiellement par les achats de gaz naturel pour la production électrique, qui sont d'autant plus importants que la capacité nucléaire est réduite (voir graphique 11). Entre 2010 et 2020, les coûts variables progressent de respectivement 9%, 22% et 36% dans les scénarios *Nuc-900*, *Nuc-1800* et *Nuc-3000*.

Enfin, le coût lié à l'achat de permis d'émissions est d'autant plus élevé que la production nucléaire est faible (*Nuc-3000*). Comme le quota d'émission de chaque secteur ETS est fixé pour chaque année, toute émission additionnelle en une année donnée (voir graphique 12) doit être compensée par des achats supplémentaires de permis d'émission.

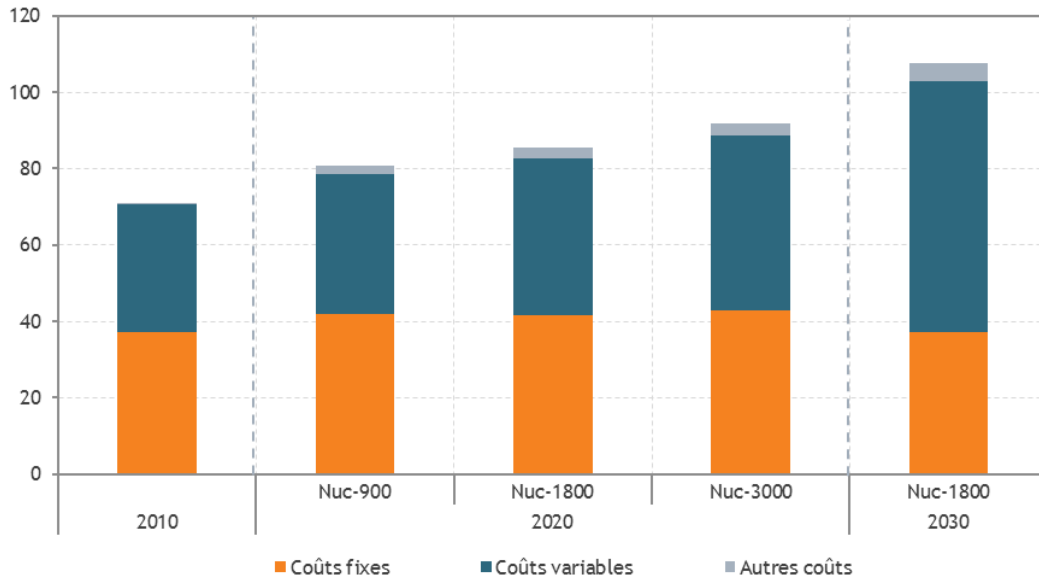
Les parts relatives des composantes fixes et variables du coût moyen de production évoluent peu d'ici 2020 : la première est comprise entre 47 et 52% (comparé à 52% en 2010), la seconde entre 45 et 50% (contre 48% en 2010). La troisième composante représente quant à elle entre 3 et 4% du coût moyen de production en 2020.

⁴⁷ L'hypothèse utilisée pour les coûts d'investissement associés à la prolongation de dix ans de la durée de fonctionnement de Tihange 1 est de 800 euros/kW. Cette hypothèse utilisée par la Commission européenne pour ses perspectives énergétiques à long terme est quelque peu supérieure au chiffre obtenu à partir des informations reprises dans le rapport Gemix2 (2012), à savoir un coût supplémentaire de l'ordre de 500 euros/kW.



Graphique 13. Evolution du coût moyen de la production électrique, scénarios de base

euros 2005/MWh



Source : PRIMES.

Entre 2010 et 2030, le coût moyen de production augmente de 52% et s'établit à 108 euros 2005/MWh dans les trois scénarios de base. Cette évolution correspond à une hausse annuelle de 2,1% en moyenne.

En 2030, la composition du coût moyen de production de l'électricité change radicalement : les coûts variables dominent puisqu'ils représentent 61% du coût moyen tandis que la part des coûts fixes se contracte (35%). De nombreuses centrales au gaz naturel (principalement des TGV) sont construites au cours de la période 2020-2030, ce qui ne manque pas d'influencer les dépenses en combustibles dont les prix sont supposés augmenter régulièrement d'ici 2030, mais aussi les coûts fixes. En effet, les centrales au gaz naturel présentent des coûts d'investissement (et donc de capital) et des coûts fixes d'exploitation et de maintenance parmi les plus bas. Enfin, la part des « autres » coûts s'établit à un peu moins de 5% en 2030.

2.3.2. Les scénarios alternatifs

L'analyse des scénarios alternatifs passe en revue les mêmes indicateurs que ceux examinés dans la section précédente. Des graphiques ou tableaux sont utilisés afin de mettre en évidence les différences avec les évolutions dans le scénario de base *Nuc-1800*⁴⁸.

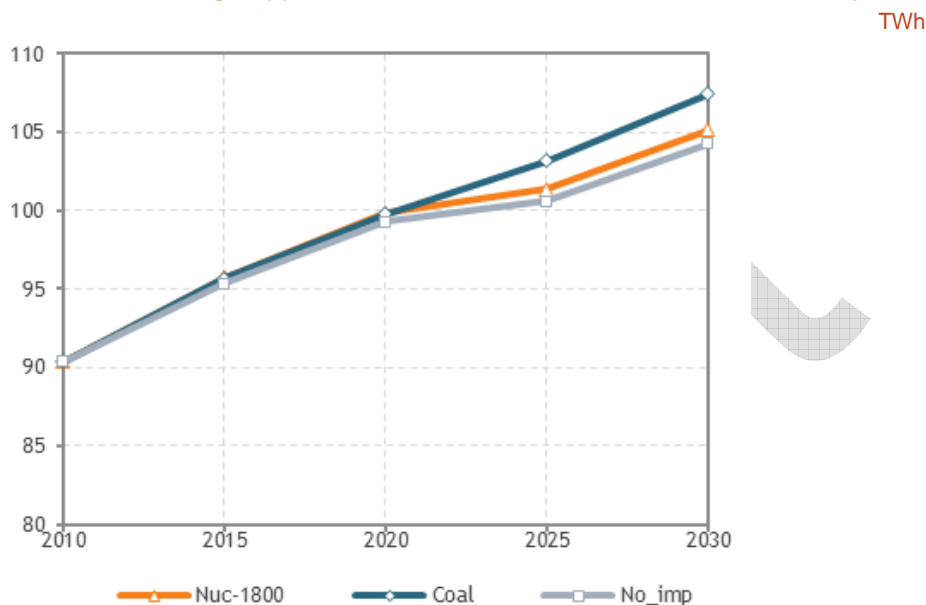
⁴⁸ Pour rappel, les scénarios alternatifs reposent sur la même hypothèse de retrait progressif des capacités nucléaires que dans le scénario *Nuc-1800*.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Les variantes sur l'offre : les scénarios *Coal* et *No_imp*

Le graphique 14 montre l'évolution de l'énergie appelée sur la période 2010-2030 dans les scénarios *Nuc-1800*, *Coal* et *No_imp*.

Graphique 14. Evolution de l'énergie appelée dans les scénarios *Nuc-1800*, *Coal* et *No_imp*



Source : Observatoire de l'Energie (DG Energie), Eurostat, PRIMES.

Il ressort de ce graphique que les évolutions sont comparables d'ici 2020 mais plus différenciées au-delà. Les écarts en 2030 restent néanmoins modestes : dans le scénario *Coal*, l'énergie appelée s'établit à 107,4 TWh, soit 2% au-dessus du niveau du scénario *Nuc-1800* ; dans le scénario *No_imp*, elle est estimée à 104,3 TWh, soit 1% sous le niveau du scénario *Nuc-1800*.

Traduite en taux de croissance annuel moyen, la progression de l'énergie appelée entre 2010 et 2030 est de 0,87% dans le scénario *Coal* et de 0,72% dans le scénario *No_imp* (comparé à 0,76% dans le scénario *Nuc-1800*).

La croissance légèrement supérieure dans le scénario *Coal* vient de la baisse du coût moyen de la production électrique par rapport au scénario *Nuc-1800*. Cette baisse a un impact favorable sur le prix de l'électricité dont la position concurrentielle s'améliore, ce qui entraîne des substitutions en faveur de cette forme d'énergie. La diminution du coût moyen de production s'explique par un différentiel de prix entre le gaz naturel et le charbon qui croît au cours du temps (voir graphique 1) et que ne compensent pas des coûts plus élevés de capital et d'achat de quotas d'émission et des rendements énergétiques plus faibles.

A l'inverse, la réduction de l'énergie appelée de 1 TWh environ dans le scénario *No_imp* en 2030 par rapport au scénario *Nuc-1800* provient d'une augmentation du prix de l'électricité. En effet, le coût de la production (domestique) additionnelle s'avère supérieur au prix de l'électricité importée.



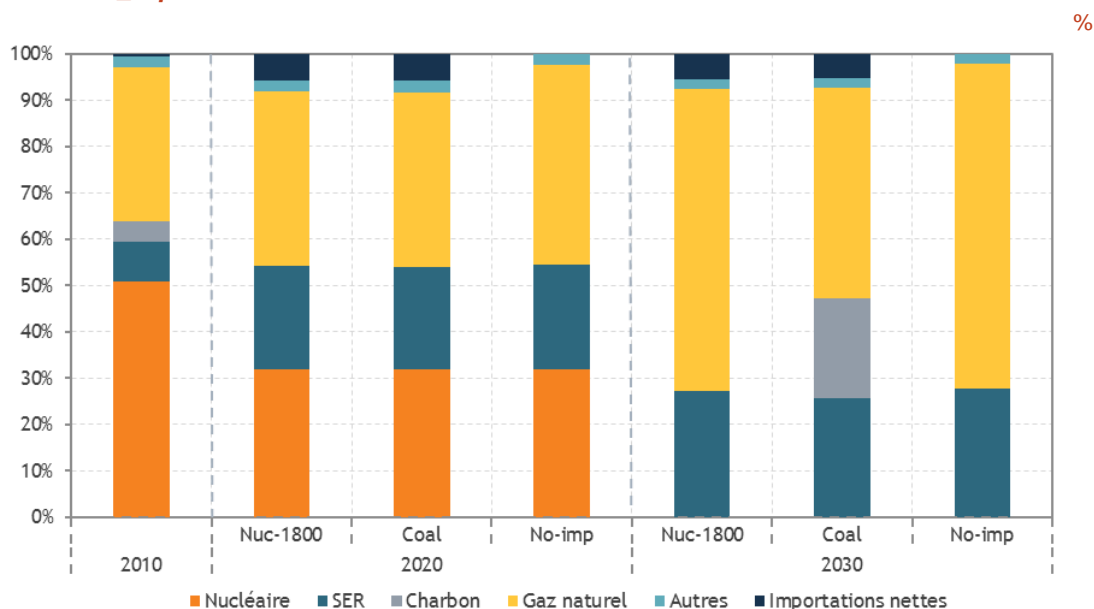
Pour répondre à la demande, il faut une offre. Le graphique 15 présente les évolutions contrastées de la structure de l'offre électrique dans les scénarios *Nuc-1800*, *Coal* et *No-imp*.

Dans le scénario *No-imp*, l'offre électrique est exclusivement alimentée par la production domestique. Comme la demande d'électricité est peu affectée par l'hypothèse relative aux échanges électriques, une production additionnelle de l'ordre de 5 TWh est requise sur la période de projection par rapport au scénario *Nuc-1800*. Cette production additionnelle provient presque exclusivement de centrales au gaz naturel : la part du gaz naturel dans la production électrique passe ainsi à 70% en 2030 contre 69% dans le scénario *Nuc-1800*. L'impact sur la production électrique à partir de sources d'énergie renouvelables est marginal : par rapport au scénario *Nuc-1800*, cette dernière ne s'accroît que de 100 GWh en 2020 et 2030.

Le scénario *Coal* fait apparaître des changements plus marqués au niveau de la structure de la production électrique, à tout le moins en 2030, puisque par hypothèse de nouveaux investissements en centrales au charbon ne sont « permis » qu'après 2020. Comme dans le scénario *No-imp*, les changements concernent principalement le gaz naturel et moins les sources d'énergie renouvelables ou les autres combustibles. Le charbon prend à son compte 23 TWh en 2030 tandis que la production à partir de gaz naturel s'infléchit de quelque 20 TWh. La production à partir de sources d'énergie renouvelables recule quant à elle d'un peu plus de 1 TWh⁴⁹. En 2030, le charbon assure 23% de la production électrique en Belgique, le gaz naturel 48%, les SER 27% (soit 2 points de pourcentage de moins que dans le scénario *Nuc-1800*) et les autres combustibles 2%.

⁴⁹ La différence de 2 TWh (23-20-1) vient de l'accroissement de la demande électrique dans le scénario *Coal*.

Graphique 15. Evolution de la composition de l'offre d'électricité dans les scénarios Nuc-1800, Coal et No_imp



Note : SER = sources d'énergie renouvelables ; Autres = gaz dérivés et produits pétroliers.
Source : Observatoire de l'Energie (DG Energie), Eurostat, PRIMES.

Les variantes sur l'offre proposées dans cette étude n'ont pas d'impact notable sur le niveau et le planning des investissements en nouvelles capacités de production, ni dès lors sur la puissance installée du parc électrique. Comme dans le scénario *Nuc-1800*, les investissements sont évalués à 11 GW sur la période 2011-2020 et à 9 GW sur la période 2021-2030. Quant à la capacité du parc de production belge, elle s'élève en 2030 à 25,8 GW dans le scénario *Coal* et à 26,1 GW dans le scénario *No_imp*, comparé à 25,9 GW dans le scénario *Nuc-1800*.

Ces évolutions comparables cachent néanmoins quelques disparités. Ainsi, le taux d'utilisation de la puissance installée est supérieur dans les scénarios *Coal* et *No_imp* où il s'élève en 2030 à respectivement 45,5% et 46,1% contre 44,1% dans le scénario *Nuc-1800*. La marge de réserve, telle que définie au point Critère de fiabilité pour l'approvisionnement électrique, est supérieure dans le scénario *No_imp*. Elle dépasse la valeur calculée dans les scénarios *Nuc-1800* et *Coal* de 1,5 points de pourcentage en 2020 (27,2% vs. 25,7%) et de 1,7 points de pourcentage en 2030 (23,4% vs. 21,7%). Les investissements en nouvelles centrales au gaz naturel s'échelonnent entre 7,9 et 10,7 GW d'ici 2030 selon le scénario. Le minimum correspond au scénario *Coal* et le maximum au scénario *No_imp*. Dans le scénario *Nuc-1800*, les nouvelles capacités au gaz naturel représentent 11 GW. Le scénario *Coal* fait apparaître 3,1 GW de nouvelles capacités de production au charbon à l'horizon 2030 qui se substituent, lorsque la contrainte sur le charbon est levée, à des centrales au gaz naturel.

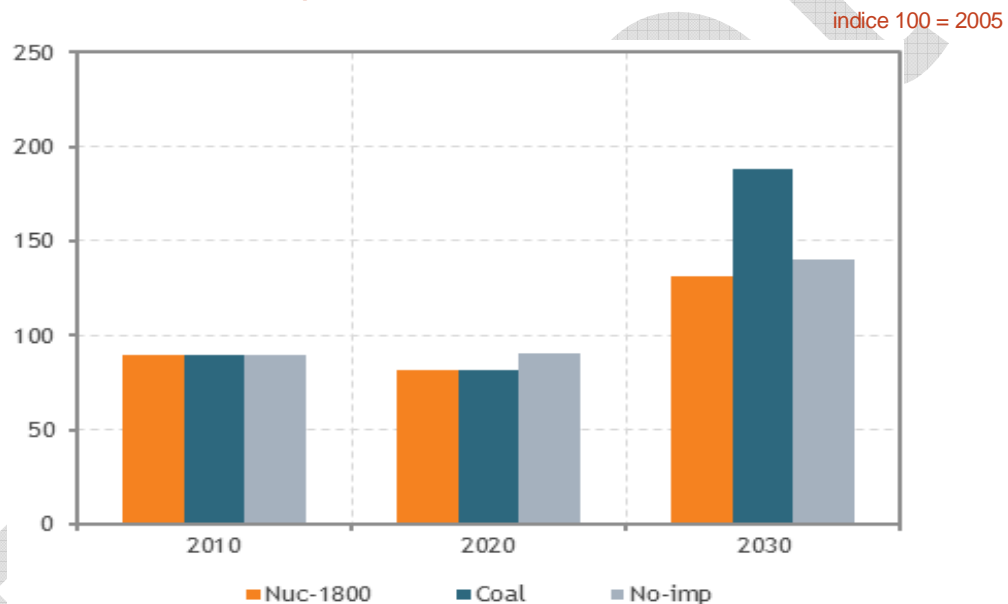
Les besoins en gaz naturel pour la production électrique découlent de l'évolution de la production à partir de gaz naturel qui, comme on l'a vu plus haut, varie d'un scénario à l'autre.



Ainsi, les besoins sont les moins élevés dans le scénario *Coal* : 357 PJ en 2030, soit une augmentation de 111 PJ par rapport à 2010, et les plus importants dans le scénario *No-imp* : 539 PJ en 2030, soit 292 PJ de plus qu'en 2010. A titre de comparaison, la consommation de gaz naturel du secteur électrique dans le scénario *Nuc-1800* est évaluée à 501 PJ en 2030. En tenant compte de l'évolution de la demande de gaz naturel dans les autres secteurs, on chiffre à respectivement 37%, 48% et 46% la part du secteur électrique dans les importations totales de gaz naturel en 2030 dans les scénarios *Coal*, *No-imp* et *Nuc-1800*, contre 31% en 2010.

Le graphique 16 montre l'évolution, par rapport à 2005, des émissions de gaz à effet de serre du parc électrique belge entre 2010 et 2030 dans les scénarios *Nuc-1800*, *Coal* et *No-imp*.

Graphique 16. Evolution des émissions de gaz à effet de serre du parc électrique belge dans les scénarios *Nuc-1800*, *Coal* et *No-imp*



Source : PRIMES.

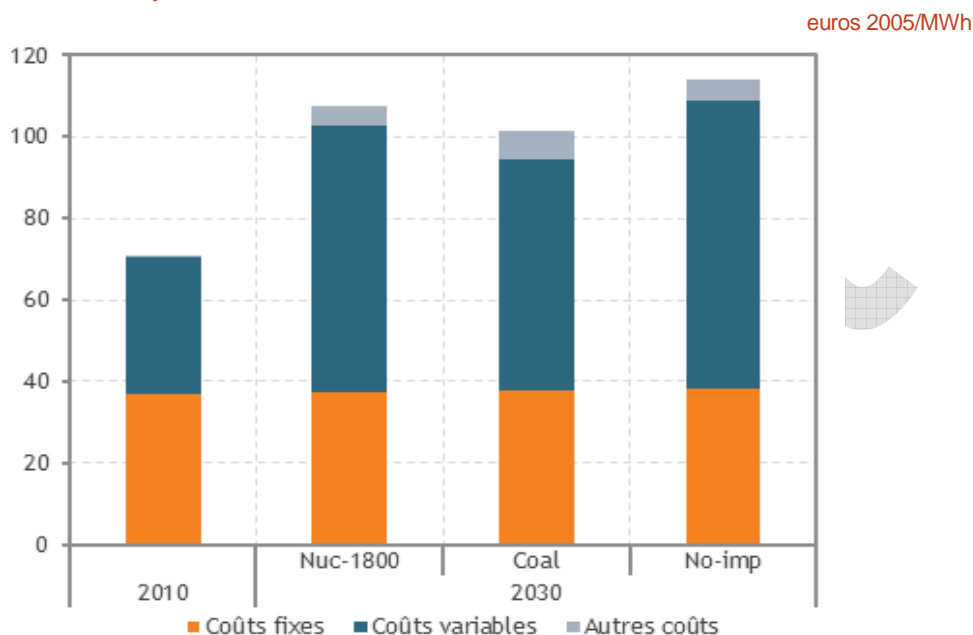
En 2020, les émissions de GES sont inférieures au niveau de 2010 quel que soit le scénario. Le résultat légèrement supérieur dans le scénario *No-imp* vient de la production électrique additionnelle nécessaire (à partir de gaz naturel) pour compenser l'absence d'importations d'électricité.

En 2030, les émissions de GES décollent et le scénario *Coal* affiche, sans surprise, le niveau d'émission le plus élevé : il est plus de deux fois supérieur au niveau de 2010 (+111%). Ce résultat s'explique par l'absence du recours au captage et au stockage du CO₂ (CCS) car cette technologie n'est pas « coût-efficace » avec un prix du carbone de l'ordre de 20 euros/t CO₂ utilisé dans l'étude. Autrement dit, pour respecter son quota d'émission, il est économiquement plus intéressant pour le secteur électrique d'acheter des permis d'émissions sur le marché européen ETS que de réduire les émissions de GES de ses propres centrales.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Les différences mises en avant ci-dessus ont un impact sur le coût moyen de la production électrique, surtout en fin de période de projection (2030). Le graphique 17 présente le niveau et la composition du coût moyen de la production électrique dans les scénarios *Nuc-1800*, *Coal* et *No-imp* en 2030 et les compare à la situation en 2010.

Graphique 17. Comparaison du coût moyen de la production électrique dans les scénarios *Nuc-1800*, *Coal* et *No-imp* en 2030



Source : PRIMES.

Dans le scénario *No-imp*, le coût moyen de la production électrique s'établit à 114 euros/MWh en 2030, soit 6% de plus que dans le scénario *Nuc-1800*. Sa composition reste néanmoins la même : les coûts fixes (capital, exploitation et maintenance) représentent 34% du coût moyen, les coûts variables (combustibles et autres) 62% et les autres coûts (achat de quotas d'émission dans le secteur ETS) un peu moins de 5%.

Le scénario *Coal* a quant à lui un impact tant sur le niveau que sur la structure du coût moyen de la production électrique. Ce dernier se situe cette fois sous la valeur calculée dans le scénario *Nuc-1800* : 101 euros/MWh en 2030, soit une réduction de 6%. Cette réduction est imputable aux coûts variables (-13% en 2030 par rapport au scénario *Nuc-1800*) dont la part dans le coût moyen n'est plus que de 56%. Les parts des deux autres composantes de coût s'accroissent donc : 37% pour les coûts fixes et 7% pour les autres coûts.

La réduction des coûts variables vient de la substitution d'une partie de la consommation de gaz naturel du secteur électrique par du charbon dont le prix est et reste inférieur à celui du gaz naturel sur toute la période de projection. Les coûts fixes sont par contre légèrement supérieurs à leur valeur dans le scénario *Nuc-1800* (+2% en 2030). Cet écart est dû au fait que le coût d'investissement et les coûts fixes d'exploitation et de maintenance d'une centrale au charbon sont plus élevés que pour une centrale à gaz à cycle combiné. Enfin, comme le charbon émet plus de CO₂ que le gaz naturel, le secteur électrique doit acquérir davantage de permis d'émission sur le marché européen ETS. Cela explique pourquoi les « autres »



coûts augmentent de 39% par rapport aux coûts rapportés dans le scénario *Nuc-1800*. Ils s'établissent à quelque 7 euros/MWh en 2030.

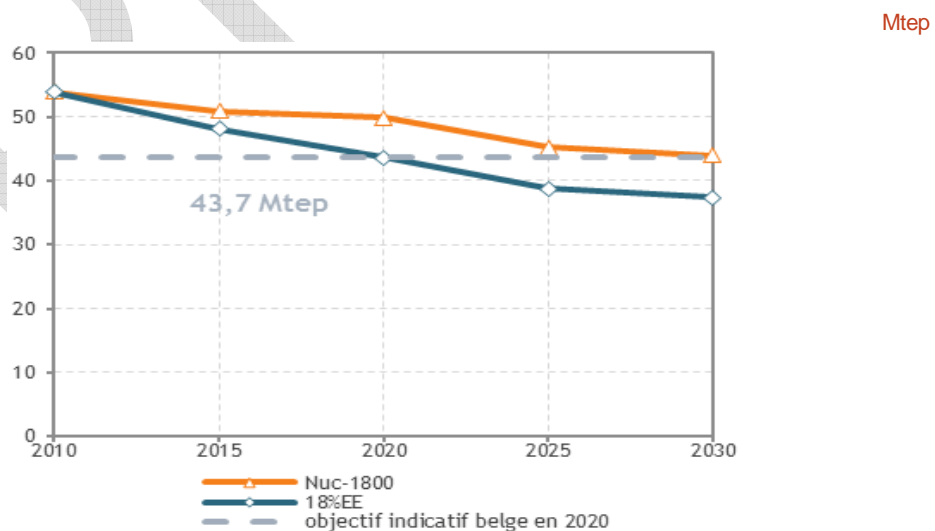
Une maîtrise renforcée de la demande énergétique : le scénario *18%EE*

Plusieurs études l'ont montré (voir notamment EC(2011a), EC(2011b), BFP(2011b)), la réalisation des objectifs du paquet législatif Climat-Energie concernant la réduction des émissions de gaz à effet de serre et le développement des sources d'énergie renouvelables d'ici 2020 conduit à une réduction de la consommation d'énergie primaire. Néanmoins, la réduction induite par ces deux objectifs n'est pas suffisante pour réaliser l'objectif « efficacité énergétique » (EE) en 2020. Contrairement aux objectifs GES et SER, ces objectifs sont actuellement toujours indicatifs. L'objectif belge de 18% d'amélioration de l'efficacité énergétique signifie que la consommation d'énergie primaire de la Belgique doit se situer sous la barre des 43,7 Mtep en 2020. Dans les scénarios de base (*Nuc-900*, *Nuc-1800* et *Nuc-3000*), la consommation d'énergie primaire en 2020 se situe entre 48,8 et 50,9 Mtep.

Nonobstant le fait que l'objectif « efficacité énergétique » s'applique à la consommation d'énergie primaire toutes formes d'énergie confondues, il est intéressant d'étudier comment et dans quelle mesure il peut affecter la demande d'électricité et par là les besoins en capacité de production électrique d'ici 2030. C'est le but du scénario *18%EE* que d'analyser ces effets.

Le graphique 18 présente l'évolution de la consommation intérieure brute d'énergie sur la période 2010-2030 dans le scénario *18%EE*. A titre de comparaison, il montre également l'évolution dans le scénario de base *Nuc-1800* ainsi que le niveau de consommation correspondant à l'objectif belge de 18% d'amélioration de l'efficacité énergétique en 2020.

Graphique 18. Evolution de la consommation d'énergie primaire dans les scénarios *18%EE* et *Nuc-1800*, 2010-2030



Source : Eurostat, NRP (2011), PRIMES, calculs BFP.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

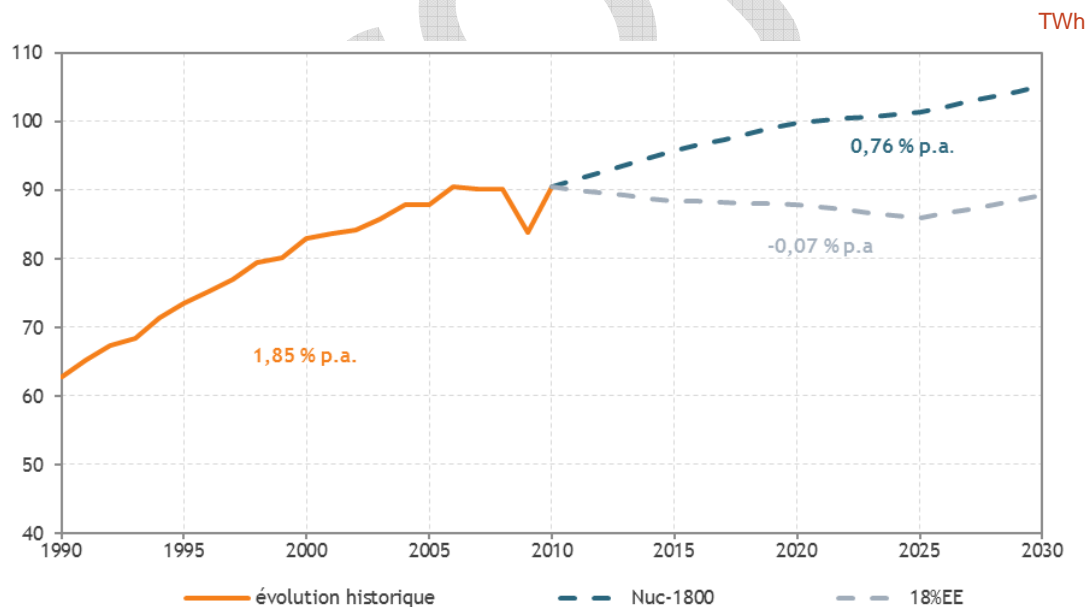
Au-delà de 2020, aucun objectif « efficacité énergétique » n'a été fixé. La poursuite de la décroissance de la consommation d'énergie primaire après 2020 découle des hypothèses générales de l'étude (voir 2.2.1) et de l'impact prolongé des changements opérés en 2020. En 2030, la consommation d'énergie primaire s'établit à 37,3 Mtep dans le scénario 18%EE, contre 44,0 Mtep dans le scénario Nuc-1800⁵⁰.

La réduction de la consommation d'énergie primaire dans le scénario 18%EE touche avant tout les énergies fossiles (-17% en 2020 par rapport au scénario Nuc-1800) et dans une moindre mesure les SER (-5%). Ces changements découlent en majeure partie d'une diminution de la consommation tant d'énergies fossiles que d'électricité dans les secteurs de la demande finale (industrie, secteurs résidentiel et tertiaire et transport) qui se ressent par ricochet dans les secteurs de transformation de l'énergie comme le secteur électrique.

Ainsi, dans le scénario 18%EE, l'énergie appelée se stabilise sur la période 2010-2030 (-0,07% en moyenne par an) alors qu'elle progresse au rythme moyen de 0,76% par an dans le scénario Nuc-1800 comme l'illustre le graphique 19.

L'énergie appelée se réduit d'abord régulièrement d'ici 2025 où elle s'établit à 85,9 TWh (comparé à 90,4 TWh en 2010). Après 2025, l'énergie appelée repart à la hausse et s'établit à 89,2 TWh en 2030, soit 15 TWh de moins que dans le scénario Nuc-1800 et 1 TWh sous le niveau de 2010.

Graphique 19. Evolution de l'énergie appelée sur la période 1990-2030, scénario 18%EE vs. scénario Nuc-1800



Source : Observatoire de l'Énergie (DG Énergie), Eurostat, PRIMES.

⁵⁰ Il est intéressant de noter que la consommation d'énergie primaire en 2030 dans le scénario Nuc-1800 est proche de l'objectif indicatif pour 2020. En d'autres mots, le scénario Nuc-1800 est compatible avec l'objectif EE avec dix ans de retard.



Le ralentissement de l'énergie appelée dans le scénario *18%EE* est la résultante d'une plus grande maîtrise de la demande d'électricité dans l'industrie et les secteurs résidentiel et tertiaire et d'une progression de cette forme d'énergie dans les transports. Le tableau 13 ci-dessous montre ces évolutions contrastées.

Tableau 13. Evolution sectorielle de la demande finale d'électricité, scénario *18%EE*

	(TWh)	2020 vs. <i>Nuc-1800</i> (%)	vs.2010 (%)	(TWh)	2030 vs. <i>Nuc-1800</i> (%)	vs.2010 (%)
Industrie	43,7	-1%	14%	39,5	-6%	3%
Résidentiel	18,0	-20%	-12%	21,7	-23%	6%
Tertiaire	17,5	-28%	-24%	17,7	-31%	-23%
Transport	3,1	74%	77%	4,9	181%	180%

Source : PRIMES.

Dans le scénario *18%EE*, la consommation électrique de l'industrie croît toujours entre 2010 et 2020 (mais de façon plus modérée que dans le scénario *Nuc-1800*) mais diminue sur la période 2020-2030. L'industrie est le secteur où la demande électrique est la moins affectée par l'objectif « efficacité énergétique ». Les changements sont beaucoup plus significatifs dans les secteurs résidentiel et tertiaire où la consommation électrique s'effondre par rapport au scénario *Nuc-1800* et dans le secteur des transports où, à l'inverse, elle décolle.

Dans le secteur résidentiel, l'application de l'objectif de 18% d'amélioration de l'efficacité énergétique a pour effet de réduire la consommation électrique de 12% en 2020 par rapport à 2010. Cet effet est cependant de courte durée puisqu'après, la demande électrique repart à la hausse et s'établit, en 2030, 6% au-dessus du niveau de 2010. Par rapport au scénario *Nuc-1800*, l'impact est significatif sur toute la période de projection, la consommation électrique recule en effet de 20 à 23%. L'origine de ce recul est double : (1) une plus grande efficacité énergétique des appareils électriques quel que soit l'usage (pompes à chaleur, chauffe-eau, électro-ménager, etc.), (2) une réduction du nombre mais surtout un meilleur usage des appareils électriques grâce à un large recours à des sociétés de services énergétiques⁵¹.

Dans le secteur tertiaire, l'on observe également une réduction très marquée de la consommation électrique dans le scénario *18%EE* par rapport au scénario de base *Nuc-1800* (de 28 à 31% selon l'année) mais aussi par rapport à 2010 (-24% en 2020 et -23% en 2030). Les causes de cette évolution sont les mêmes que dans le secteur résidentiel.

Enfin, contrairement aux autres secteurs, le secteur transport voit sa consommation électrique augmenter (+77% en 2020 et +180% en 2030 par rapport à 2010). Cette tendance s'explique principalement par le développement des voitures hybrides rechargeables et 100% électriques d'ici 2030. Comme la consommation par kilomètre parcouru de ces nouvelles motorisations est inférieure à celle des voitures conventionnelles équipées d'un moteur

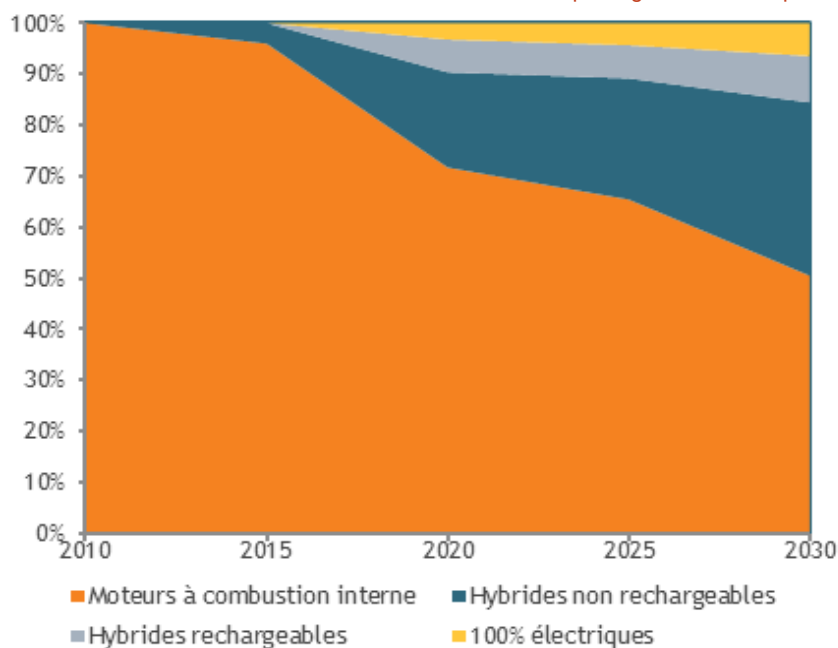
⁵¹ Une société de services énergétiques (acronyme ESCO pour Energy service company) est une entreprise de services qui offre une vaste gamme de solutions énergétiques dont le but principal est la réalisation d'économies d'énergie. Dans le secteur résidentiel, il peut s'agir par exemple de modes innovants de financement de travaux d'isolation comme le système du tiers investisseur ou la redevance pour service rendu (Ortega O., 2011).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

à combustion interne, ce développement peut avoir un impact positif (c'est-à-dire une réduction) sur la consommation d'énergie primaire. Le graphique 20 montre l'évolution, dans le scénario *18%EE*, de la part des différents types de motorisation dans le total des passagers-kilomètres parcourus en voiture⁵².

Graphique 20. Evolution de la composition du transport en voiture, scénario *18%EE*, 2010-2030

% des passagers-kilomètres parcourus en voiture



Source : PRIMES (basé sur des hypothèses exogènes).

En 2020, les hybrides rechargeables et les voitures 100% électriques couvrent respectivement 6% et 3% du nombre total de passagers-kilomètres en voiture. En 2030, les parts respectives passent à 9 et 6%. En termes de consommation électrique, cette évolution se traduit par une demande supplémentaire de 1,2 TWh en 2020 et de 2,9 TWh en 2030.

Un autre effet vient s'ajouter au déploiement des nouveaux types de motorisation. En effet, le scénario *18%EE* se caractérise également par un léger transfert modal en faveur du transport ferroviaire. Cela conduit à une consommation électrique supplémentaire de 0,2 TWh en 2030.

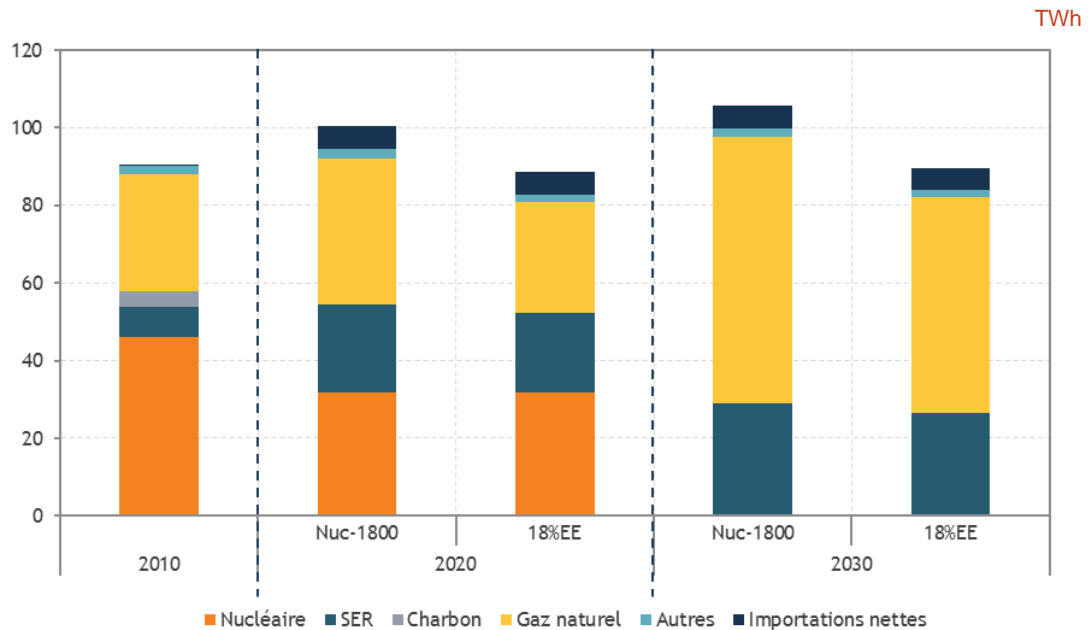
Comme les importations nettes d'électricité sont supposées constantes sur toute la période de projection (5,8 TWh), l'impact de l'objectif « efficacité énergétique » sur l'énergie appelée a un effet direct sur la production électrique en Belgique. Pour illustrer cet effet, le graphique 21 propose une comparaison du niveau et de la composition de la production électrique dans les scénarios *Nuc-1800* et *18%EE* en 2020 et 2030.

⁵² Dans le scénario *Nuc-1800*, seules les voitures hybrides non rechargeables sont supposées pouvoir se substituer aux voitures traditionnelles à essence, au diesel ou au LPG.



Dans le scénario *18%EE*, la production nette d'électricité est évaluée à 82,7 TWh en 2020 et à 83,9 TWh en 2030. A titre de comparaison, la production électrique s'élevait à 90,1 TWh en 2010. Par rapport au scénario *Nuc-1800*, la production électrique est réduite de 13% en 2020 et de 16% en 2030.

Graphique 21. Evolution de l'offre d'électricité, scénario *18%EE* vs. scénario *Nuc-1800*, 2010-2030



Note : SER = sources d'énergie renouvelables ; Autres = gaz dérivés et produits pétroliers.
Source : Observatoire de l'Energie (DG Energie), Eurostat, PRIMES.

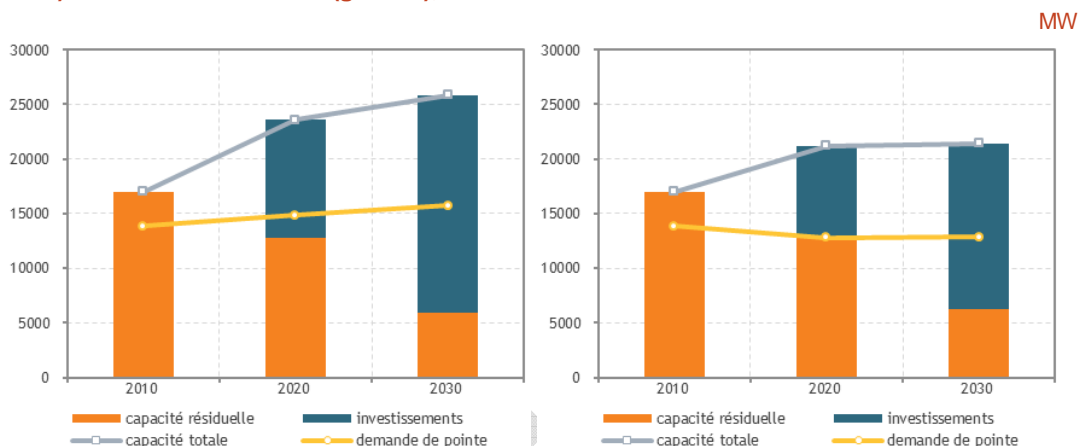
La réduction touche singulièrement la production électrique à partir de gaz naturel : -9,2 TWh en 2020 et -13,0 TWh en 2030. La production d'électricité à partir de SER fléchit également mais dans une moindre mesure : -2,0 TWh en 2020 et -2,4 TWh en 2030. Malgré ce fléchissement, la part des SER dans la production électrique est plus élevée dans le scénario *18%EE* (31% en 2030) que dans le scénario *Nuc-1800* (29%).

En 2020, le recul de la production électrique « renouvelable » affecte uniquement l'éolien onshore (-0,7 TWh) et les centrales « biomasse » (-1,3 TWh). En 2030, le recul affecte toutes les SER mais il reste plus marqué pour l'éolien onshore (-1,1 TWh) et les centrales « biomasse » (-1,1 TWh également).

Qui dit diminution de la production électrique dit réduction de la puissance installée et donc des investissements à réaliser pour satisfaire la demande. En effet, les déclassements sont analogues dans les deux scénarios (*Nuc-1800* et *18%EE*). Le graphique 22 illustre cette suite logique d'effets. La présentation côte à côte des évolutions de la capacité totale et des investissements dans les scénarios *Nuc-1800* (graphique de gauche) et *18%EE* (graphique de droite) facilite la comparaison. Le graphique 22 montre également comment évolue la

demande de pointe dans les deux scénarios ainsi que l'écart entre la demande de pointe et la capacité totale installée. Il s'agit de la demande de pointe à température normalisée⁵³.

Graphique 22. Evolution de la puissance installée et des investissements, scénario 18%EE (droite) vs. scénario Nuc-1800 (gauche), 2010-2030



Source : Observatoire de l'Energie (DG Energie), Elia, PRIMES.

Dans le scénario 18%EE, la puissance installée totale s'élève à 21,2 GW en 2020 et à 21,4 GW en 2030. A titre de comparaison, elle était de 17 GW en 2010 et se hisse à respectivement 23,6 et 26 GW en 2020 et 2030 dans le scénario de base Nuc-1800. La mise en œuvre de l'objectif indicatif d'amélioration de l'efficacité énergétique en 2020 telle que simulée dans le scénario 18%EE a donc un impact non négligeable sur l'évolution de la capacité de production du parc électrique. Ce sont 2,4 GW en 2020 et 4,7 GW en 2030 d'investissements en nouvelles capacités de production qui peuvent ainsi être évités. Il s'agit principalement d'investissements en centrales à gaz car la production à partir de SER reste suscitée par la contrainte de couvrir 13% de la consommation finale brute d'énergie par les SER en 2020. Cela dit, comme cette consommation fléchit sous l'impact de l'objectif « efficacité énergétique », la production électrique à partir de SER peut faiblir (et c'est le cas concrètement) sans mettre à mal l'objectif de 13% rappelé ci-dessus.

Dans le scénario 18%EE, la demande de pointe se situe, en 2020 et 2030, sous le niveau de 2010 (respectivement 12800 MW et 12880 MW comparé à 13845 MW en 2010). Elle diminue en moyenne de 0,36% par an entre 2010 et 2030, soit davantage que l'énergie appelée (-0,07% p.a.). Ce résultat est en ligne avec ce qui se passe dans le scénario Nuc-1800 où la demande de pointe progresse également à un rythme inférieur à celui de l'énergie appelée (0,64% comparé à 0,76%). En 2030, la demande de pointe s'établit ainsi à 15730 MW dans le scénario Nuc-1800.

En 2020, les 2,4 GW de puissance évitée sont répartis comme suit : 1,5 GW de capacités au gaz naturel, 0,6 GW de capacités SER (moitié éolien onshore, moitié biomasse) et 0,3 GW d'autres unités (brûlant des produits pétroliers et des gaz dérivés). Il est intéressant de noter (voir graphique de droite) que la hauteur des investissements à consentir d'ici 2020 est égale

⁵³ Les degrés-jours, qui sont une mesure des conditions de température et ont de ce fait un impact sur la consommation d'énergie, sont supposés rester constants sur la période de projection et se maintenir à leur niveau de 2000. Les projections de consommation annuelle d'électricité et de demande de pointe sont donc des projections à température de référence (hors aléa climatique).

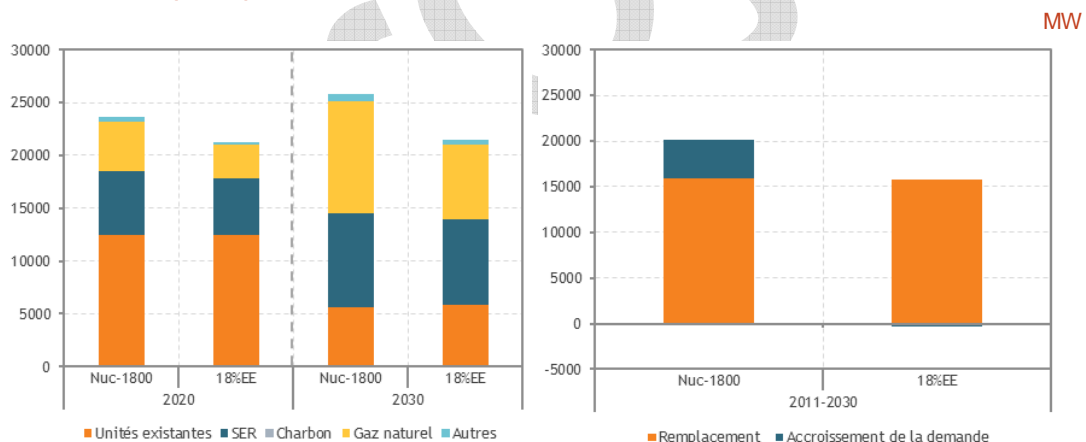


aux capacités nécessaires pour assurer une marge de réserve d'au moins 21%⁵⁴ (voir Critère de fiabilité pour l'approvisionnement électrique). En effet, en 2020, la capacité résiduelle coïncide avec la demande de pointe.

Après 2020, la capacité résiduelle se situe sous la demande de pointe ; c'est en effet entre 2020 et 2025 que le « gros » du parc nucléaire arrête sa production en vertu de la loi de 2003 sur la sortie du nucléaire. En 2030, la différence de 4,7 GW avec le scénario *Nuc-1800* vient essentiellement des centrales à gaz (-3,6 GW). Les capacités SER sont quant à elles réduites de 0,9 GW dont la moitié vient de l'éolien onshore.

Le graphique 23 met en parallèle l'évolution de la structure du parc de production et les investissements cumulés en nouvelles capacités de production dans les scénarios *Nuc-1800* et *18%EE*. Le graphique de gauche montre très clairement l'impact prépondérant de la mise en œuvre de l'objectif « efficacité énergétique » sur la capacité de production au gaz naturel décrit ci-dessus ainsi que l'effet, mais nettement moins marqué, sur les autres types de centrales. Quant au graphique de droite, il montre que la différence (entre les deux scénarios) au niveau des investissements cumulés sur la période 2011-2030 vient essentiellement de l'évolution de la demande électrique. Une autre manière d'interpréter ce graphique consiste à dire que même si la demande électrique reste quasi stable d'ici 2030, des investissements de l'ordre de 16 GW seront nécessaires pour remplacer les centrales mises hors service. Dans le graphique de droite, la contribution de l'accroissement de la demande aux investissements à réaliser est (légèrement) négative dans le scénario *18%EE* car l'énergie appelée en 2030 se situe sous le niveau de 2010.

Graphique 23. Evolution de la capacité installée par forme d'énergie (gauche) et investissements cumulés (droite), scénario *18%EE* vs. scénario *Nuc-1800*



Note : SER = sources d'énergie renouvelables; Autres = gaz dérivés et produits pétroliers.
Source : PRIMES, calcul BFP.

L'évolution des besoins en nouvelles capacités de production dans le scénario *18%EE*, décrite ci-dessus, conduit à des dépenses d'investissement moindres que dans le scénario

⁵⁴ Nous faisons référence ici à la hauteur des investissements et non pas à leur nature.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

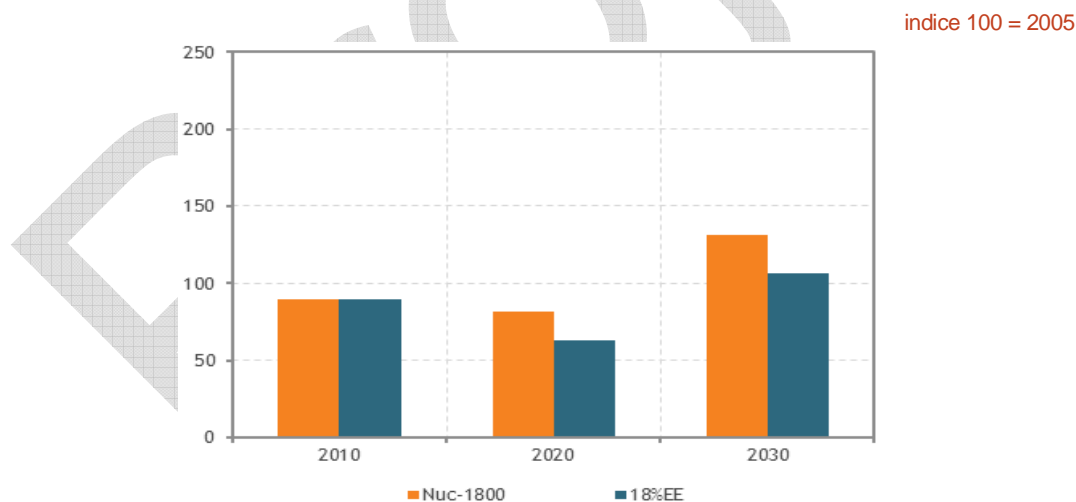
Nuc-1800. Sur la période 2011-2030, elles se montent à 19,8 milliards d'euros (de 2005) comparé à 22,2 milliards d'euros dans le scénario *Nuc-1800*, soit une baisse de 11%.

Enfin, le parc électrique dans le scénario *18%EE* se caractérise par un taux d'utilisation moyen inférieur à celui calculé pour le scénario *Nuc-1800* en 2020 (44,5% vs. 45,8%) mais supérieur en 2030 (44,7% vs. 44,1%). La différence en 2020 vient d'une production plus importante à partir de SER intermittentes tandis que l'écart en 2030 s'explique par un taux d'utilisation plus élevé pour les centrales brûlant de la biomasse.

Le recours moindre aux centrales à gaz naturel qui caractérise le scénario *18%EE* a des répercussions sur les besoins en gaz naturel du secteur électrique. Ces besoins sont évalués à 410 PJ en 2030, soit 164 PJ de plus qu'en 2010 (ou une augmentation de 66%) mais 92 PJ de moins que dans le scénario *Nuc-1800* en 2030 (soit un recul de 18%). A cela s'ajoute l'impact de l'objectif « efficacité énergétique » sur la consommation de gaz naturel des autres secteurs consommateurs d'énergie. Cet impact est significatif puisque cette consommation recule non seulement par rapport au niveau rapporté dans le scénario *Nuc-1800* pour l'année 2030 (-13%) mais aussi par rapport aux statistiques de 2010 (-5%). L'un dans l'autre, les besoins en gaz naturel de la Belgique progressent de 17% entre 2010 et 2030 dans le scénario *18%EE* (contre 39% dans le scénario *Nuc-1800*) et la part du secteur électrique s'accroît, elle passe de 31% en 2010 à 44% en 2030, comparé à 46% dans le scénario *Nuc-1800*.

Le graphique 24⁵⁵ compare l'évolution des émissions de GES du parc électrique belge entre 2010 et 2030 dans les scénarios *Nuc-1800* et *18%EE*.

Graphique 24. Evolution des émissions de gaz à effet de serre du parc électrique belge, scénario *18%EE* vs. scénario *Nuc-1800*



Source : PRIMES.

Dans le scénario *18%EE*, les émissions de GES se situent 30% sous le niveau de 2010 en 2020 (comparé à 9% dans le scénario *Nuc-1800*) mais 19% au-dessus de ce même niveau en 2030 (comparé à 47% dans le scénario *Nuc-1800*).

⁵⁵ Pour faciliter la comparaison, nous avons utilisé la même échelle pour l'axe des y qu'au Graphique 16.



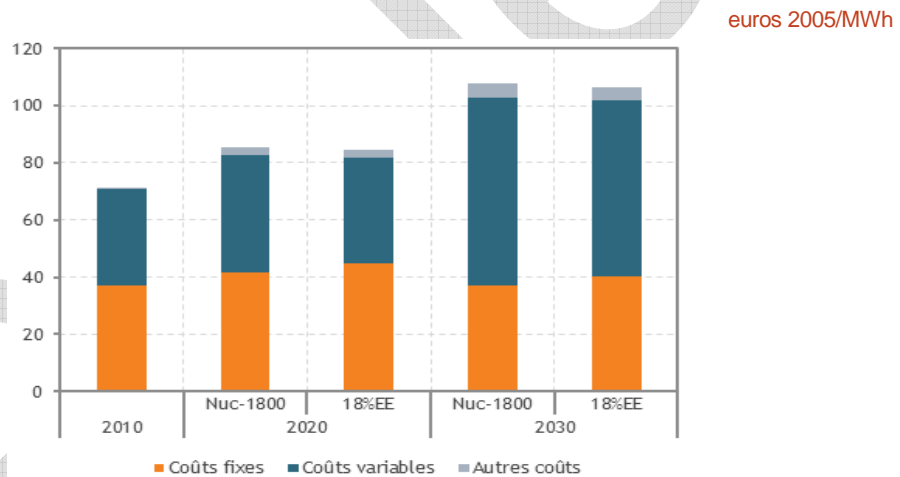
Le recul des émissions par rapport au scénario *Nuc-1800* s'explique par la baisse non négligeable de la production électrique à partir de gaz naturel.

En 2030, la part du secteur électrique dans les émissions totales de GES (resp. dans les émissions de GES du secteur ETS) se monte à 21% (resp. 42%), soit des pourcentages assez comparables à ceux calculés dans le scénario *Nuc-1800*. Le scénario *18%EE* se caractérise en effet non seulement par une baisse de la production/consommation électrique mais aussi par une diminution de la consommation finale des énergies fossiles.

Enfin, le graphique 25 montre les évolutions du coût moyen de la production électrique dans les scénarios *Nuc-1800* et *18%EE*.

On y voit que le coût moyen de la production électrique est comparable dans les deux scénarios tant en 2020 qu'en 2030. L'écart est de l'ordre du pourcent en faveur du scénario *18%EE*. Ce résultat indique que, par rapport au scénario *Nuc-1800*, le coût total de la production électrique diminue dans des proportions comparables à la baisse de la production d'électricité dans le scénario *18%EE*.

Graphique 25. Comparaison du coût moyen de la production électrique, scénario *18%EE* vs. scénario *Nuc-1800*



Source : PRIMES.

Au niveau des composantes du coût moyen, on constate que les coûts fixes (resp. variables) sont plus (resp. moins) élevés dans le scénario *18%EE* que dans le scénario *Nuc-1800*. L'explication vient des parts relatives de la production à partir de SER et de gaz naturel dans la production totale. La production à partir de SER se caractérise par des coûts fixes par MWh généré relativement plus importants que ceux caractérisant la production dans des centrales à gaz naturel. Et c'est l'inverse pour les coûts variables. En 2020 (resp. 2030), la part des coûts fixes est de 53% (resp. 38%) dans le scénario *18%EE* (comparé à 49% (resp. 35%) dans *Nuc-1800*). Les « autres » coûts représentent 3% du coût moyen en 2020 dans les deux scénarios. En 2030, ils se montent à 4% dans le scénario *18%EE* et à 5% dans le scénario *Nuc-1800*. Maîtriser la demande d'électricité permet donc de réduire le coût moyen d'achat de quotas d'émission.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Effacité énergétique et production électrique plus verte : le scénario *EE/RES++*

Le scénario précédent a montré comment une maîtrise renforcée de la demande énergétique en cohérence avec l'objectif de 18% d'amélioration de l'efficacité énergétique en 2020 pouvait affecter la demande et l'offre d'électricité. Le scénario *EE/RES++* va un pas plus loin puisqu'il combine l'objectif susnommé avec un développement des SER plus ambitieux au niveau de la production électrique.

A moyen terme (2020), le scénario *EE/RES++* table, en sus de l'objectif visant à couvrir 13% de la consommation finale brute d'énergie avec des SER, sur la réalisation des objectifs régionaux pour l'éolien onshore et le solaire photovoltaïque. Pour l'éolien onshore, l'objectif est d'arriver à une puissance totale installée de 2589 MW en 2020 dont 1529 MW en Wallonie⁵⁶ et 1060 MW en Flandre⁵⁷. Pour le solaire photovoltaïque, la puissance totale installée devrait s'élever à 4054 MW en 2020, dont 2774 MW en Flandre⁵⁸, 1271 MW en Wallonie⁵⁹ et 9 MW en Région de Bruxelles Capitale⁶⁰.

A long terme (2030), la part des SER dans la production d'électricité est fixée à 50% dans le scénario *EE/RES++* (et à 40% en 2025), alors qu'elle avoisine les 30% en 2030 dans les autres scénarios.

Le graphique 26 compare l'évolution de l'énergie appelée dans les scénarios *Nuc-1800*, *EE/RES++* et *18%EE*.

⁵⁶ Actualisation du Plan pour la Maîtrise Durable de l'Energie (PMDE) de 2009 (ICEDD, 2011).

⁵⁷ <http://docs.vlaamsparement.be/docs/stukken/2011-2012/q1639-10.pdf>

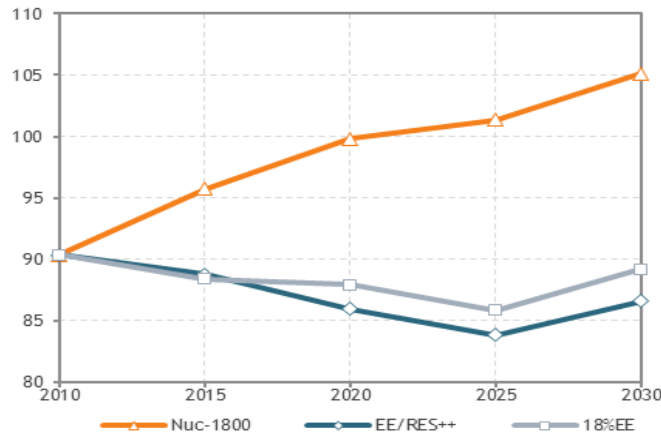
⁵⁸ Ibid.

⁵⁹ Ibid.

⁶⁰ Estimation à partir de l'étude (Brugel, 2011).



Graphique 26. Evolution de l'énergie appelée dans les scénarios Nuc-1800, EE/RES++ et 18%EE
TWh



Source : Observatoire de l'Energie (DG Energie), Eurostat, PRIMES.

Dans le scénario *EE/RES++*, l'énergie appelée diminue de 0,21% en moyenne par an sur la période 2010-2030 (comparé à une augmentation de 0,76% par an dans le scénario *Nuc-1800* et à une réduction de 0,07% par an dans le scénario *18%EE*).

L'énergie appelée décroît d'abord constamment entre 2010 et 2025 où elle s'établit à 83,9 TWh (contre 90,4 TWh en 2010). En 2025, l'écart avec le scénario *Nuc-1800* (resp. *18%EE*) est de 17,5 TWh (resp. 2 TWh). Ensuite, l'énergie appelée croît pour arriver à 86,6 TWh en 2030. En fin de période de projection, l'énergie appelée se situe alors 4% sous le niveau de 2010. Par rapport au scénario *Nuc-1800*, l'écart se monte à 18,5 TWh en 2030; par rapport au scénario *18%EE*, il est de 2,6 TWh.

La réduction supplémentaire de l'énergie appelée par rapport au scénario *18%EE* vient d'économies additionnelles d'électricité dans les secteurs résidentiel et tertiaire mais aussi d'une baisse de la consommation électrique de la branche énergie. Par contre, la consommation finale d'électricité de l'industrie et des transports⁶¹ est quasi identique dans les scénarios *EE/RES++* et *18%RES*.

L'évolution de la production d'électricité dans le scénario *EE/RES++* est présentée sur le graphique 27 à côté des évolutions dans les scénarios *Nuc-1800* et *18%EE*. Les résultats sont exposés pour les années 2020 et 2030 et comparés à la situation en 2010.

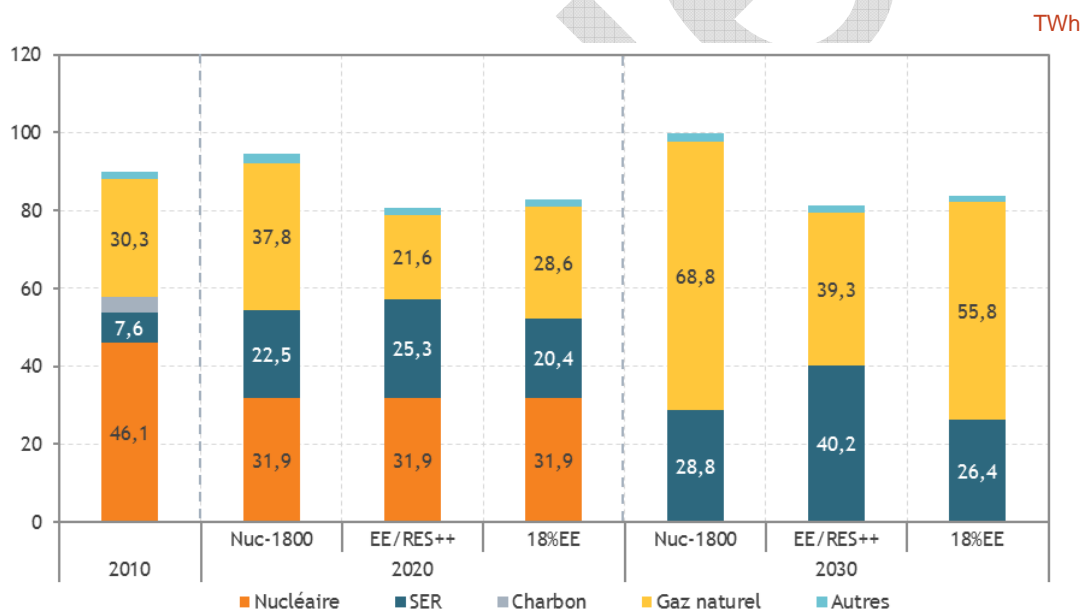
En 2020, le scénario *EE/RES++* affiche une production d'électricité de 80,6 TWh, soit 15% (resp. 2,5%) sous le niveau enregistré dans le scénario *Nuc-1800* (resp. *18%EE*). Par hypothèse, la production électrique des centrales nucléaires est identique dans les trois scénarios (31,9 TWh). Les différences se situent au niveau de la production d'électricité à partir de gaz

⁶¹ Dans le scénario *EE/RES++*, les hypothèses de développement des voitures hybrides rechargeables et 100% électrique sont les mêmes que dans le scénario *18%EE*.

naturel et de SER. Ainsi, le scénario *EE/RES++* se caractérise par une production à partir de gaz naturel la plus faible : 21,6 TWh comparé à 37,8 TWh dans le scénario *Nuc-1800* et à 28,6 TWh dans le scénario *18%EE*. A l'inverse, il présente la production à partir de SER la plus élevée : 25,3 TWh contre 22,5 TWh dans le scénario *Nuc-1800* et 20,4 TWh dans le scénario *18%EE*. La production électrique dans le scénario *EE/RES++* se répartit de la manière suivante entre les différentes formes d'énergie : 40% pour le nucléaire, 31% pour les SER, 27% pour le gaz naturel et 2% pour les produits pétroliers et les gaz dérivés (catégorie « autres »). C'est le seul scénario étudié où la part des SER dépasse la part du gaz naturel dans la production d'électricité en 2020.

En 2030, la production d'électricité s'établit à 81,3 TWh dans le scénario *EE/RES++*, soit 19% (resp. 3%) sous le niveau enregistré dans le scénario *Nuc-1800* (resp. *18%EE*). Dans les trois scénarios, elle provient principalement du gaz naturel et des SER mais dans des proportions très différentes. Par hypothèse, les SER couvrent 50% de la production électrique dans le scénario *EE/RES++* (soit un peu plus de 40 TWh). C'est beaucoup plus que dans les deux autres scénarios où la part des SER avoisine les 30% (29% pour *Nuc-1800* et 31% pour *18%EE*).

Graphique 27. Evolution de la production d'électricité dans les scénarios *Nuc-1800*, *EE/RES++* et *18%EE*



Note : SER = sources d'énergie renouvelables ; Autres = gaz dérivés et produits pétroliers.
Source : Observatoire de l'Energie (DG Energie), Eurostat, PRIMES.

Le graphique 28 propose une description plus fine des différences mises en avant au niveau de la production électrique à partir de SER. Dans le paragraphe qui suit, l'accent est surtout mis sur les disparités entre le scénario *EE/RES++* et le scénario de base *Nuc-1800*.

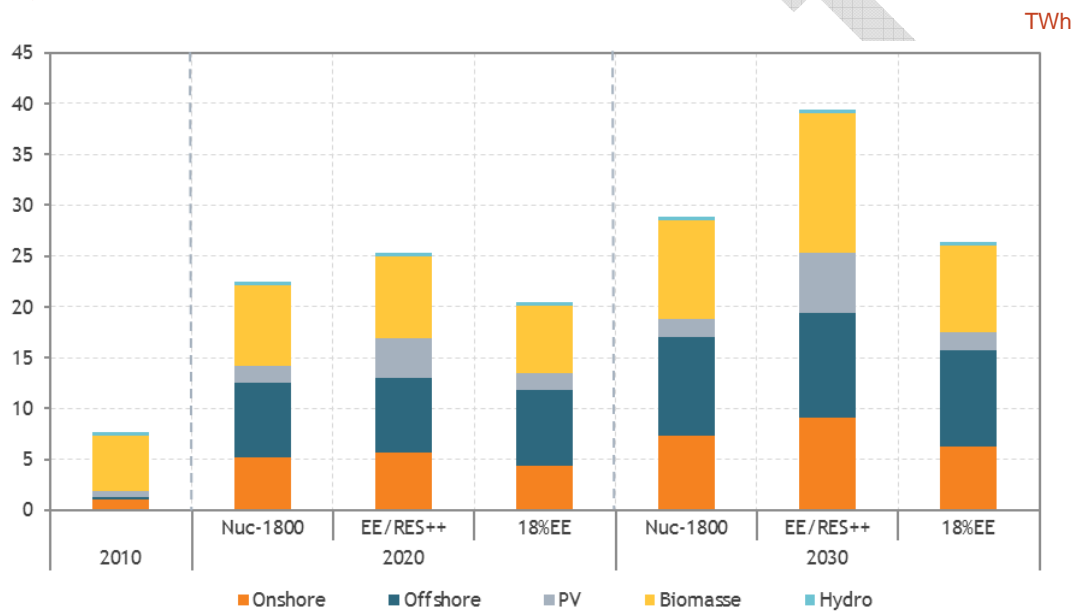
En 2020, des écarts existent uniquement pour l'éolien onshore et le solaire photovoltaïque. Ils résultent de la prise en compte, dans le scénario *EE/RES++*, des objectifs régionaux pour ces deux types de SER (voir supra) en sus de l'objectif de 13% de SER dans la consommation finale brute d'énergie en 2020, spécifié dans le paquet législatif Climat-Energie. Les éo-



liennes onshore produisent ainsi 5,6 TWh, contre 5,1 TWh dans le scénario *Nuc-1800*. Quant aux panneaux photovoltaïques, ils produisent 3,9 TWh au lieu de 1,7 TWh dans le scénario *Nuc-1800*.

En 2030, ce sont tous les types d'énergies renouvelables qui contribuent au surcroît de production électrique à partir de SER. Par rapport au scénario *Nuc-1800*, la production électrique à partir de biomasse augmente de 42% (13,7 TWh vs. 9,6 TWh), la production des éoliennes onshore de 24% (9,1 TWh vs. 7,3 TWh), celle des éoliennes offshore de 6% (10,2 TWh vs. 9,6 TWh) et enfin la production des panneaux photovoltaïques est multipliée par un facteur 3 environ (6 TWh vs. 1,9 TWh).

Graphique 28. Evolution de la production d'électricité à partir de SER dans les scénarios *Nuc-1800*, *EE/RES++* et *18%EE*

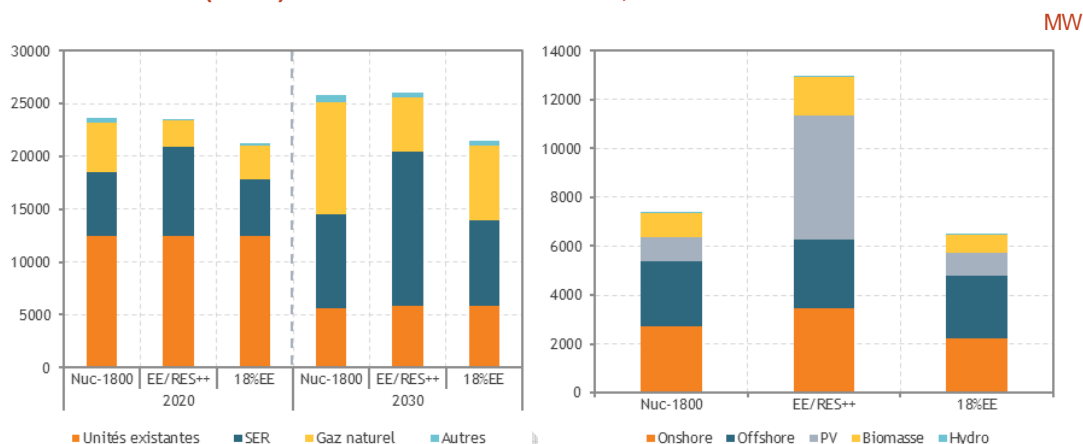


Note : PV = solaire photovoltaïque.
Source : Observatoire de l'Energie (DG Energie), PRIMES.

Cette production électrique additionnelle à partir de SER a bien sûr un impact sur les investissements en nouvelles capacités de production et sur l'évolution de la puissance installée. Cet impact est illustré sur le graphique 29. La partie gauche du graphique compare l'évolution du niveau et de la composition de la capacité installée en 2020 et 2030 dans les scénarios *EE/RES++*, *Nuc-1800* et *18%EE*. Comme elle distingue la capacité résiduelle (« unités existantes ») des besoins en nouvelles capacités de production, elle met également en avant les divergences au niveau des investissements cumulés sur la période 2011-2030.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Graphique 29. Evolution de la capacité installée (gauche) et capacités SER additionnelles sur la période 2011-2030 (droite) dans les scénarios Nuc-1800, EE/RES++ et 18%EE



Note : SER = sources d'énergie renouvelables ; Autres = gaz dérivés et produits pétroliers.
Source : PRIMES.

Alors que la capacité installée diminue notablement dans le scénario 18%EE par rapport au scénario Nuc-1800 (voir section Une maîtrise renforcée de la demande énergétique : le scénario 18%EE), ce n'est pas le cas dans le scénario EE/RES++. L'impact de la mise en œuvre de l'objectif de 18% d'amélioration de l'efficacité énergétique en 2020 est en fait compensé par l'effet du recours plus important aux SER. L'explication est la suivante, comme les capacités SER se caractérisent par un taux d'utilisation annuel moyen plus faible que celui des centrales à gaz naturel⁶², une proportion plus importante de SER dans la production électrique totale se traduit, toutes choses égales par ailleurs, par une puissance installée plus élevée. Concrètement, la puissance installée dans le scénario EE/RES++ se monte à 23,5 GW en 2020 et à 26 GW en 2030 comme dans le scénario Nuc-1800 alors que la production électrique totale est inférieure de respectivement 15% et 19% par rapport au scénario Nuc-1800. Ou encore, la puissance installée dans le scénario EE/RES++ est 11% supérieure en 2020 et 22% supérieure en 2030 par rapport au scénario 18%EE alors que la production électrique totale y est légèrement inférieure (voir graphique 27).

Dans le scénario EE/RES++, les capacités SER représentent plus de la moitié de la capacité totale en 2030. Les investissements en nouvelles capacités de production d'ici à 2030 (ou investissements cumulés) s'élèvent à 20 GW dans le scénario EE/RES++ comme dans le scénario Nuc-1800 ; dans le scénario 18%EE, ils se montent à 15,5 GW. Les dépenses d'investissement sur la période 2011-2030 sont par contre les plus élevées dans le scénario EE/RES++ puisqu'elles s'élèvent à 27 milliards d'euros (de 2005), contre 22,2 milliards d'euros dans le scénario Nuc-1800 et 19,8 milliards d'euros dans le scénario 18%EE.

La partie droite du graphique 29 compare les capacités SER additionnelles en 2030 par rapport à 2010 dans les scénarios EE/RES++, Nuc-1800 et 18%EE. Par rapport au scénario de base Nuc-1800, la capacité SER s'accroît de 5,6 GW dans le scénario EE/RES++. Cet ac-

⁶² En effet, à l'exception de la biomasse, les SER ne permettent pas de produire de l'électricité de manière constante au cours de l'année car elles dépendent des conditions de vent et d'ensoleillement.

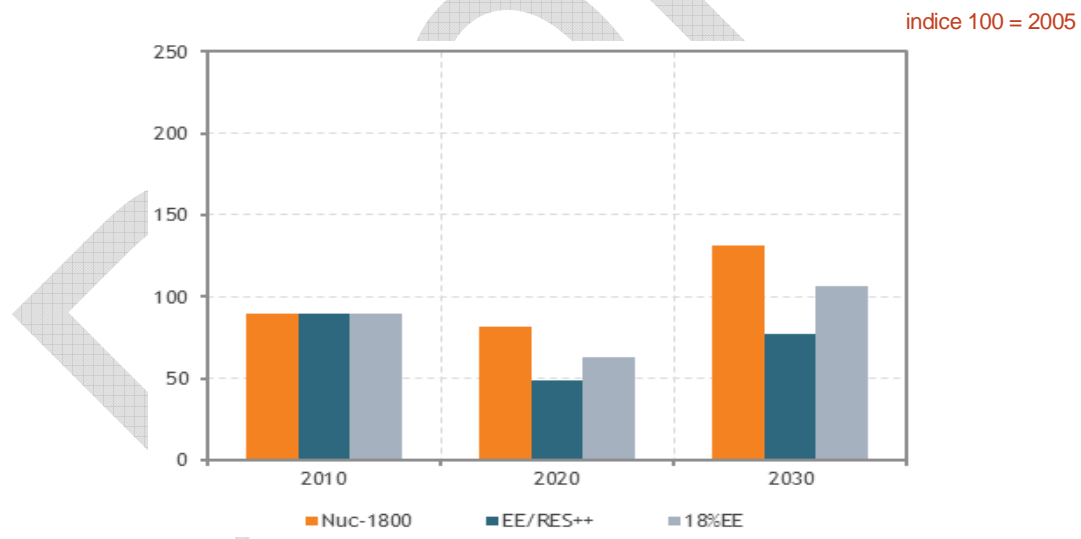


croissement se répartit de la façon suivante entre les types de SER : + 4,1 GW pour le solaire photovoltaïque, + 0,7 GW pour l'éolien onshore, + 0,6 GW pour la biomasse et + 0,2 GW pour l'éolien offshore.

Le développement significatif des SER pour la production électrique, qui caractérise le scénario *EE/RES++*, a un impact tout aussi significatif sur les besoins en gaz naturel du secteur électrique. Ces besoins sont évalués à 290 PJ en 2030, soit une réduction de 212 PJ (ou 42%) par rapport au scénario *Nuc-1800* et de 120 PJ (ou 29%) par rapport au scénario *18%EE*. Entre 2010 et 2030, la consommation de gaz naturel du secteur électrique ne progresse que de 18%, comparé à 104% dans le scénario *Nuc-1800* et à 66% dans le scénario *18%EE*. Si l'on ajoute à cela l'impact de l'objectif de 18% d'amélioration de l'efficacité énergétique sur la consommation de gaz naturel des autres secteurs, les besoins en gaz naturel de la Belgique progressent d'un peu moins de 4% entre 2010 et 2030 dans le scénario *EE/RES++*, comparé à 39% dans le scénario *Nuc-1800* et à 17% dans le scénario *18%EE*. Quant à la part du secteur électrique dans les besoins totaux de gaz naturel, elle s'établit à 35% en 2030 (soit une légère progression par rapport aux 31% en 2010), comparé à 46% dans le scénario *Nuc-1800* et à 44% dans le scénario *18%EE*.

Le graphique 30 compare l'évolution des émissions de GES du parc électrique belge entre 2010 et 2030 dans les scénarios *EE/RES++*, *Nuc-1800* et *18%EE*.

Graphique 30. Evolution des émissions de gaz à effet de serre du parc électrique belge dans les scénarios *Nuc-1800*, *EE/RES++* et *18%EE*



Source : PRIMES.

Le scénario *EE/RES++* est le seul scénario étudié où l'on observe une réduction des émissions de GES du secteur électrique tant en 2020 qu'en 2030 par rapport à 2010 (mais également par rapport à 2005). En 2020, les émissions de GES se situent 45% sous le niveau de 2010 (comparé à 9% dans le scénario *Nuc-1800* et à 30% dans le scénario *18%EE*).

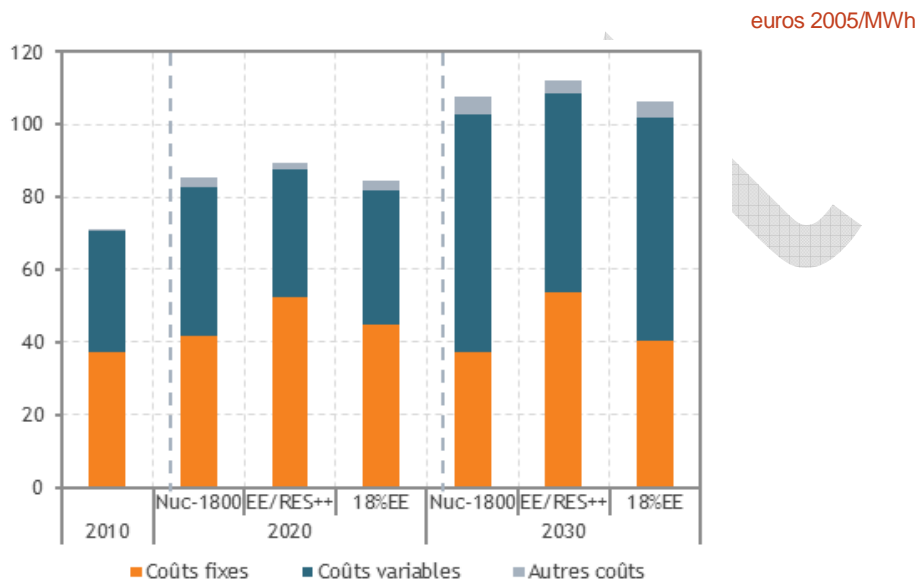
En 2030, les émissions de GES se situent 13% sous le niveau de 2010 (comparé à une augmentation de 47% dans le scénario *Nuc-1800* et de 19% dans le scénario *18%EE*).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Cette évolution s'explique bien sûr par le développement significatif des SER pour la production d'électricité en lieu et place du gaz naturel et dans une moindre mesure par le fléchissement de la production totale d'électricité induite par celui de l'énergie appelée.

Enfin, le graphique 31 montre les évolutions contrastées du coût moyen de la production électrique dans les trois mêmes scénarios *EE/RES++*, *Nuc-1800* et *18%EE*.

Graphique 31. Comparaison du coût moyen de la production électrique dans les scénarios *Nuc-1800*, *EE/RES++* et *18%EE*



Source : PRIMES.

Le scénario *EE/RES++* enregistre les coûts moyens les plus élevés tant en 2020 qu'en 2030. En 2020, le coût moyen de la production électrique est évalué à 90 euros 2005/MWh, soit une hausse de 27% par rapport à 2010. Par rapport au scénario *Nuc-1800* (resp. *18%EE*), l'écart est de 5% (resp. 6%).

En 2030, le coût moyen de la production électrique s'élève à 112 euros 2005/MWh, soit une hausse de 58% par rapport à 2010. Par rapport au scénario *Nuc-1800* (resp. *18%EE*), l'écart est de 4% (resp. 5%).

Ce qui distingue aussi le scénario *EE/RES++* des autres scénarios présentés sur le graphique, c'est la composition du coût moyen de la production électrique. La part des coûts fixes y est beaucoup plus importante. En 2020, elle est de 58%, comparé à respectivement 49% et 53% dans les scénarios *Nuc-1800* et *18%EE*. En 2030, elle se monte à 48%, comparé à respectivement 35% et 38% dans les scénarios *Nuc-1800* et *18%EE*. L'explication vient de la production à partir de SER qui est relativement plus importante dans le scénario *EE/RES++*. Or, cette production se caractérise par des coûts fixes supérieurs aux coûts variables (seule la production à partir de biomasse induit des achats de combustibles) alors que c'est l'inverse pour la production à partir de gaz naturel.



2.3.3. Une vue générale des perspectives

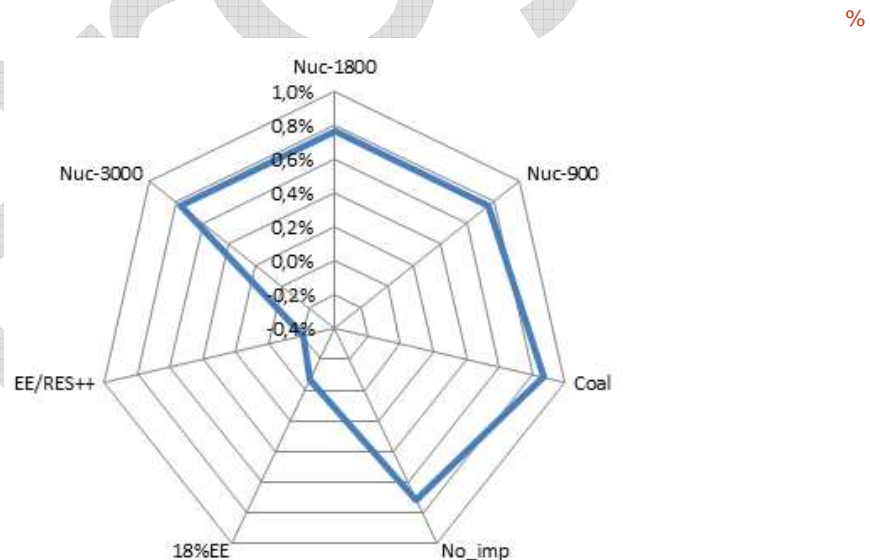
Cette section propose un autre éclairage des perspectives de l'approvisionnement électrique de la Belgique en 2020 et 2030. Plutôt qu'une analyse détaillée scénario par scénario, elle offre une vue d'ensemble de l'évolution d'indicateurs pertinents dans les différents scénarios étudiés. Les indicateurs sont les mêmes que ceux analysés dans les sections 2.3.1 et 2.3.2. Dès lors, l'accent sera davantage mis sur les contrastes entre scénarios plutôt que sur l'explication des évolutions.

Pour la comparaison graphique des indicateurs pertinents, le choix s'est porté sur le même graphique en toile d'araignée dont les sommets représentent les différents scénarios étudiés. Les scénarios ont été également regroupés par type : les trois scénarios de base (*Nuc-900*, *Nuc-1800* et *Nuc-3000*) sont présentés côte à côte au sommet de la toile d'araignée. Les deux variantes sur l'offre (*Coal* et *No_imp*) sont exposées en bas à droite de la toile et enfin les deux scénarios étudiant l'impact de l'objectif « efficacité énergétique » (*18%EE* et *EE/RES++*) se situent en bas à gauche.

La demande d'électricité

Le graphique 32 montre le taux de croissance annuel moyen de l'énergie appelée sur la période 2010-2030. Les trois scénarios de base affichent des évolutions comparables (0,76% p.a.) car l'élément qui les distingue, à savoir la capacité nucléaire disponible, se rapporte à la période 2015-2025. A l'horizon 2030, les trois scénarios se rejoignent en termes de structure de la production électrique et donc de coûts ce qui conduit à des demandes d'électricité similaires.

Graphique 32. Taux de croissance annuel moyen de l'énergie appelée, 2010-2030



Source : PRIMES.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Comme la production électrique⁶³ à partir de charbon est économiquement plus intéressante que celle à partir de gaz naturel compte tenu des hypothèses de coûts du capital, de coûts des combustibles et du prix du carbone retenues dans l'étude, le coût (et par là le prix) moyen de l'électricité se situe, dans le scénario *Coal*, sous le niveau des scénarios de base. L'électricité devient ainsi plus compétitive que les autres formes d'énergie pour certains usages, et sa consommation progresse à un rythme plus soutenu (0,87% p.a.). Dans le scénario *No-imp*, c'est l'effet inverse qui joue : le coût moyen de la production électrique est légèrement supérieur au coût dans les scénarios de base ce qui affecte négativement la demande d'électricité (0,72% p.a.).

Enfin, la mise en œuvre de l'objectif « efficacité énergétique » de 18% en 2020, combinée ou non avec un déploiement plus significatif des SER et simulée dans les scénarios *18%EE* et *EE/RES++*, affecte la consommation de toutes les formes d'énergie⁶⁴ dont l'électricité. L'énergie appelée diminue ainsi de 0,07% p.a. dans le premier scénario et de 0,21% p.a. dans le second.

La production d'électricité

Le graphique 33 permet de comparer le niveau et la structure de la production d'électricité en 2020 (graphique de gauche) et en 2030 (graphique de droite) dans les sept scénarios étudiés.

En 2020, les résultats des trois scénarios de base montrent très clairement le « trade-off » entre l'énergie nucléaire et le gaz naturel : la production électrique à partir de gaz naturel est la plus élevée (la plus faible) dans le scénario où la disponibilité d'électricité d'origine nucléaire est la plus réduite (élevée), soit dans le scénario *Nuc-3000* (*Nuc-900*). Comme les scénarios alternatifs reposent sur la même hypothèse « nucléaire » que le scénario *Nuc-1800*, la production des centrales nucléaires y est identique. La production électrique à partir de charbon est quasi nulle dans tous les scénarios puisque la grande majorité des centrales au charbon est mise hors service d'ici 2020 et que la possibilité d'investir dans de nouvelles centrales n'est proposée qu'après 2020 dans le seul scénario *Coal*. La production électrique à partir de SER est comparable dans la majorité des scénarios (aux alentours de 22-23 TWh). Elle découle principalement de la nécessité d'arriver à 13% de SER dans la consommation finale brute d'énergie en 2020. Deux scénarios se distinguent, le scénario *18%EE* et le scénario *EE/RES++*. Dans le premier, la production électrique à partir de SER est plus faible (20 TWh) car la baisse de la demande finale d'énergie permet de satisfaire l'objectif de 13% de SER avec une production électrique basée sur les SER moindre. Dans le second cas, la production électrique à partir de SER est plus élevée (25 TWh) car elle est calquée sur les objectifs régionaux qui se traduisent par des niveaux de production SER supérieurs à ceux enregistrés dans les scénarios de base.

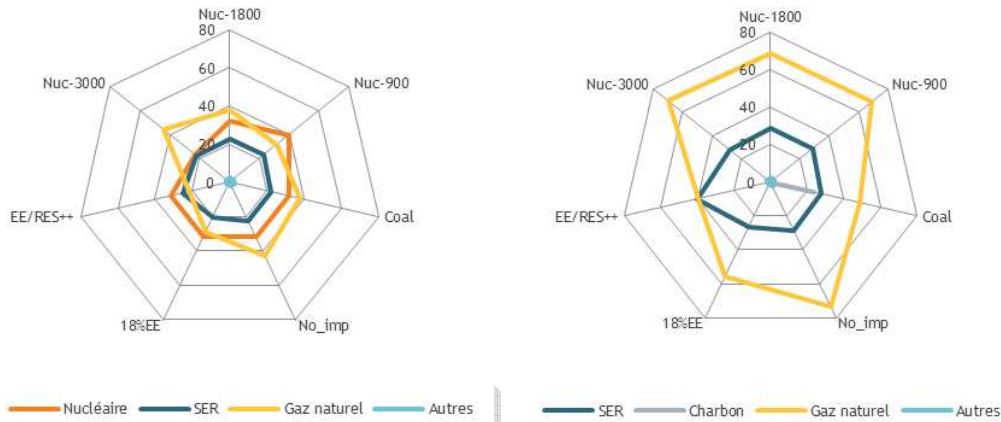
⁶³ On parle ici de production de base (base load).

⁶⁴ L'effet est le plus marqué pour les énergies fossiles et le moins significatif pour les SER. L'impact sur la demande d'électricité se situe entre les deux.



Graphique 33. Production d'électricité par forme d'énergie, 2020 (gauche) et 2030 (droite)

TWh



Note : SER = sources d'énergie renouvelables ; Autres = gaz dérivés et produits pétroliers.
Source : PRIMES.

Enfin, les centrales au gaz naturel constituent en quelque sorte la variable d'ajustement pour répondre à la demande d'électricité : elles produisent moins lorsque la demande est réduite (scénarios *18%EE* et *EE/RES++*), elles produisent plus lorsque le recours aux importations n'est pas possible (scénario *No-imp*). La production à partir de gaz naturel s'échelonne ainsi entre 22 et 44 TWh.

En 2030, il n'y a plus de production électrique d'origine nucléaire puisque l'ensemble du parc nucléaire est mis hors service en vertu de la loi de sortie du nucléaire de 2003. La production à partir de SER est pratiquement la même dans tous les scénarios (entre 26 et 29 TWh) sauf dans le scénario *EE/RES++* où elle se monte à quelque 40 TWh en raison de l'objectif de 50% d'électricité produite à partir de SER qui y a été imposé. Seul le scénario *Coal* affiche une production électrique à partir de charbon (23,4 TWh). Enfin, comme c'était le cas en 2020, le gaz naturel permet de faire la jonction entre la production à partir des autres formes d'énergie et étrangère (importations nettes) et la demande d'électricité. La production à partir de gaz naturel varie ainsi entre 40 TWh et 74 TWh.

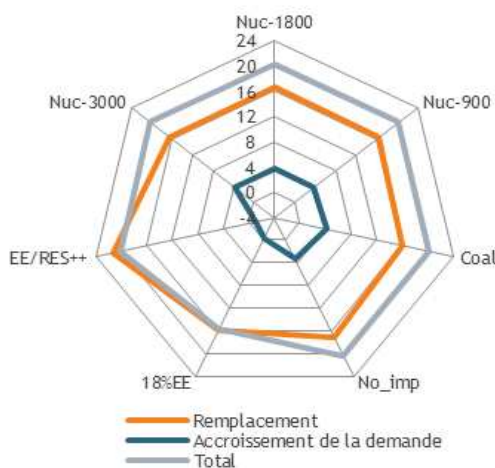
Les investissements en nouvelles capacités de production

Comme le montre le graphique 34 les investissements cumulés sur la période 2011-2030 sont comparables dans tous les scénarios (de l'ordre de 20 GW) sauf dans le scénario *18%EE* où la demande d'électricité croît à un rythme beaucoup plus modéré mais où aucun objectif SER n'a été fixé pour la production électrique.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Graphique 34. Investissements cumulés en nouvelles capacités de production, 2011-2030

GW



Source : PRIMES.

Dans ce cas, les investissements en nouvelles capacités de production se montent à 15,5 GW, soit 4,7 GW évités.

La majeure partie des investissements sont des investissements de remplacement d'unités devenues obsolètes ou mises hors service. Ces derniers représentent entre 79 et 100% des investissements totaux requis pour satisfaire la demande d'électricité à l'horizon 2030.

La capacité installée du parc électrique belge

Le graphique 35 montre la capacité des nouvelles unités de production électrique en 2020 et 2030 selon le type d'énergie utilisée : les sources d'énergie renouvelables (SER), le gaz naturel, le charbon ou d'autres combustibles (gaz dérivés et produits pétroliers). La capacité installée du parc électrique belge est égale à la somme des nouvelles⁶⁵ capacités et de la capacité résiduelle. La capacité résiduelle est donnée par la différence entre la puissance installée en 2010 et les déclassements. Elle est comparable dans les scénarios *Nuc-1800* et alternatifs ; elle varie par contre (par hypothèse) dans les trois scénarios de base.

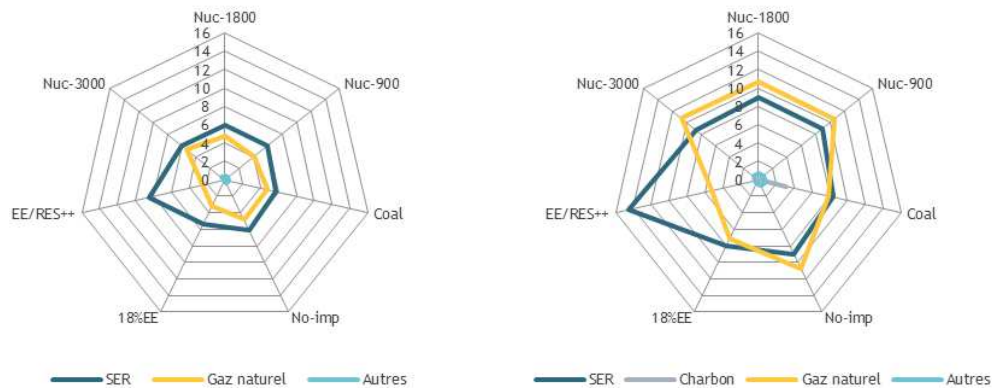
En 2020, la capacité correspondant aux nouvelles unités SER dépasse la capacité des nouvelles centrales au gaz naturel sauf dans le scénario *Nuc-3000* où elles sont équivalentes. La première se situe entre 5,3 et 8,5 GW, la seconde s'échelonne entre 2,5 et 5,3 GW. Le niveau inférieur de la capacité additionnelle SER correspond au scénario *18%EE* et le niveau supérieur au scénario *EE/RES++* où il a été tenu compte des objectifs régionaux pour les capacités éoliennes onshore et PV. Le niveau inférieur de la capacité additionnelle au gaz naturel correspond au scénario *EE/RES++* et le niveau supérieur au scénario *Nuc-3000* où 3000 MW de capacités nucléaires sont hors service.

⁶⁵ C'est-à-dire mise en service après 2010.



Graphique 35. Nouvelles capacités installées en 2020 (gauche) et en 2030 (droite)

GW



Note : SER = sources d'énergie renouvelables; Autres = gaz dérivés et produits pétroliers.
Source : PRIMES.

En 2030, la capacité des nouvelles centrales au gaz naturel dépasse la capacité des nouvelles unités de production SER sauf dans le scénario *EE/RES++* où elle est inférieure et dans les scénarios *18%EE* et *Coal* où elle est comparable. Ce dernier scénario se distingue de tous les autres avec une capacité installée en centrales au charbon de quelque 3 GW. La capacité des nouvelles unités de production SER varie entre 8 et 14,5 GW tandis que les nouvelles capacités au gaz naturel oscillent entre 5 et 11 GW.

Les besoins en gaz naturel pour la production d'électricité

Les besoins en gaz naturel du secteur électrique sont étroitement liés à la production des centrales à gaz qui, on l'a vu précédemment, peut varier de manière importante d'un scénario à l'autre. Comme la Belgique dépend exclusivement des importations, cet indicateur peut constituer une mesure de la vulnérabilité de notre économie aux importations d'énergie ou, dit autrement, de la sécurité de notre approvisionnement énergétique. Le secteur électrique n'est pas le seul secteur consommateur de gaz naturel. D'autres secteurs « transformateurs » d'énergie (les raffineries, les hauts fourneaux, etc.), l'industrie, les secteurs résidentiel et tertiaire en consomment également. Le modèle utilisé pour l'analyse des scénarios permet aussi de quantifier les besoins futurs de ces autres secteurs qui dépendent également des hypothèses posées dans chaque scénario.

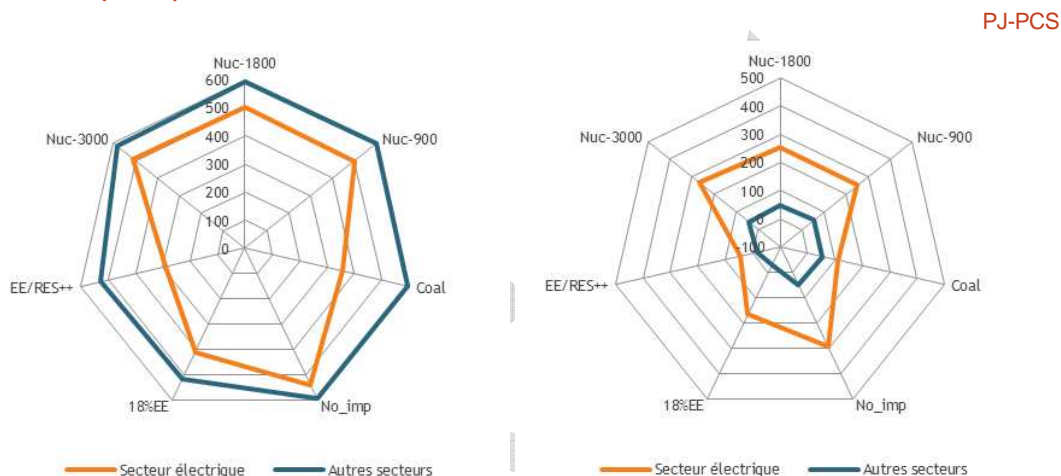
Le graphique 36 met en perspective le rôle du secteur électrique dans les besoins totaux en gaz naturel en 2030 dans les différents scénarios. Le graphique de gauche présente la consommation de gaz naturel en 2030 tandis que le graphique de droite donne la variation de cette consommation entre 2010 et 2030.

En 2030, la consommation annuelle de gaz naturel pour la production électrique est la plus élevée dans le scénario *No-imp* (538 PJ) et la moins élevée dans le scénario *EE/RES++* (290 PJ). L'écart entre la valeur maximum et la valeur minimum est de 249 PJ ce qui équivaut à 32% de nos importations de gaz naturel en 2010. A l'exception des scénarios *Coal* et *EE/RES++*, la part du secteur électrique dans les besoins totaux de gaz naturel augmente considérablement : elle s'échelonne entre 44 et 48% en 2030 contre 31% en 2010 (elle

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

s'élève à respectivement 37% et 35% en 2030 dans les scénarios *Coal* et *EE/RES++*). Il convient également de noter que la consommation de gaz naturel dans les autres secteurs peut aussi varier d'un scénario à l'autre. La variation est surtout visible dans les scénarios « efficacité énergétique » (*18%EE* et *EE/RES++*) car des économies de gaz naturel dans l'industrie et pour le chauffage des bâtiments sont également requises pour atteindre l'objectif de 18% d'efficacité énergétique en 2020.

Graphique 36. Comparaison des besoins en gaz naturel en 2030 (gauche) et variation par rapport à 2010 (droite)



Note : PCS = pouvoir calorifique supérieur.
Source : PRIMES.

Dans le secteur électrique, la consommation additionnelle de gaz naturel en 2030 par rapport à 2010 varie entre 44 (scénario *EE/RES++*) et 292 PJ (scénario *No_imp*), soit un accroissement de respectivement 18 et 119%. Tous secteurs confondus, l'augmentation de nos besoins en gaz naturel entre 2010 et 2030 se situe entre 4 et 43%. Le bas de la fourchette correspond au scénario *EE/RES++*, le haut au scénario *No_imp*.

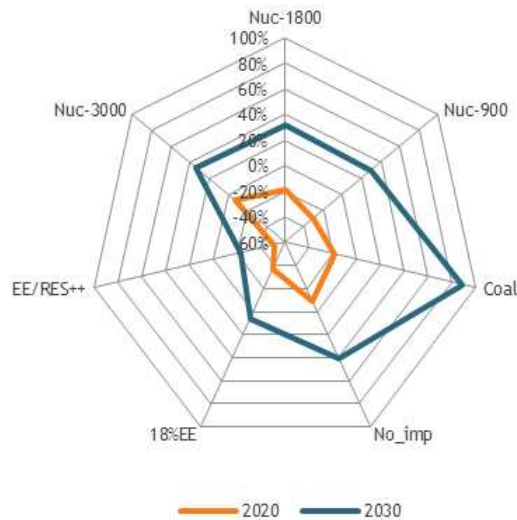
Les émissions de gaz à effet de serre du secteur électrique

Les évolutions contrastées des émissions de gaz à effet de serre du secteur électrique sont présentées dans le graphique 37. Il s'agit d'évolutions entre 2005 et 2020, d'une part, et entre 2005 et 2030, d'autre part. En effet, 2005 est l'année de référence pour les objectifs « GES » (ETS et non-ETS) du paquet législatif Climat-Energie.

Le premier enseignement que l'on peut tirer de ce graphique est la diminution des émissions de GES du secteur électrique entre 2005 et 2020 et cela quel que soit le scénario. La réduction des émissions va de 7% dans le scénario *Nuc-3000* à 51% dans le scénario *EE/RES++*.



Graphique 37. Evolution des émissions de gaz à effet de serre du parc électrique belge
variation en % par rapport à 2005



Source : PRIMES.

A l'horizon 2030, le tableau change diamétralement. Les émissions de GES partent à la hausse dans tous les scénarios - en raison principalement de l'arrêt de la production électrique dans toutes les centrales nucléaires - sauf dans le scénario *EE/RES++* où elles restent sous le niveau de 2005 (-23%). La mise en œuvre de l'objectif « efficacité énergétique » permet de limiter la progression des émissions : +6% entre 2005 et 2030 dans le scénario *18%EE*. A l'inverse, le recours à des centrales au charbon (scénario *Coal*) conduit à un bond en avant des émissions : +88% entre 2005 et 2030. Dans les autres scénarios, la hausse des émissions se situe entre 30 et 40%.

Il convient de préciser que le développement des émissions de GES dans le secteur électrique belge n'est pas en contradiction avec l'objectif européen de réduction des émissions de GES dans le secteur ETS et l'instrument qui a été mis en place pour y arriver (la directive ETS et sa prolongation supposée au-delà de 2020). Pour compenser les augmentations d'émission projetées, le secteur électrique achète des permis d'émission sur le marché européen ETS en plus ou moins grandes quantités selon le scénario. Le coût de ces achats est pris en compte dans le calcul du coût moyen de la production électrique et répercuté sur le prix de l'électricité.

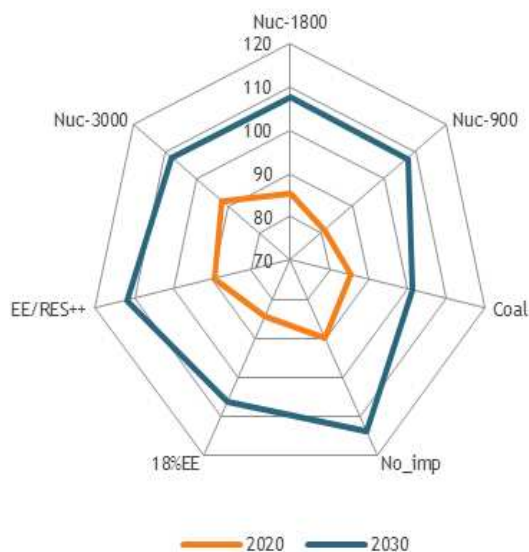
Les coûts liés à la production électrique

On l'a vu dans les sections précédentes, le coût moyen de la production d'électricité progresse d'ici 2030 dans tous les scénarios. Cette progression varie néanmoins d'un scénario à l'autre comme le montre le graphique 38.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Graphique 38. Coût moyen de la production électrique en 2020 et 2030

euros 2005/MWh



Source : PRIMES.

Pour mieux illustrer les augmentations du coût moyen, le graphique part de la valeur du coût moyen en 2010 soit quelque 70 euros 2005/MWh.

Entre 2010 et 2020, le coût moyen de la production électrique connaît une hausse qui se situe entre 14 et 30%. Le bas de la fourchette correspond au scénario *Nuc-900* et le haut de la fourchette au scénario *Nuc-3000*.

Entre 2010 et 2030, l'augmentation se renforce et s'échelonne entre 43 et 61%. Cette fois c'est le scénario *Coal* qui enregistre la plus faible progression et le scénario *No_imp* la plus forte.

Evaluation générale des scénarios

Comme on l'a vu tout au long de cette section, les scénarios étudiés affectent de manière différente des indicateurs clés de la politique énergétique belge. Pour juger des points tantôt positifs, tantôt négatifs des scénarios, le tableau 14 et le tableau 15 proposent une évaluation plutôt qualitative des effets des différents scénarios par rapport aux résultats du scénario de base *Nuc-1800*. Le premier tableau concerne l'horizon 2020, le second 2030. Les indicateurs proposés sont les émissions de GES du secteur électrique, les besoins (en MW) et les dépenses d'investissements d'ici à 2030 (en milliards d'euros) en nouvelles capacités de production, le coût moyen de la production électrique et enfin la dépendance aux importations⁶⁶ de gaz naturel en particulier et d'énergie en général (combustibles fossiles, biomasse et électricité).

⁶⁶ La dépendance aux importations est mesurée par les importations nettes d'énergie.



Tableau 14. Résumé des impacts positifs (+) et négatifs (-) des scénarios étudiés par rapport au scénario *Nuc-1800*, année 2020

	<i>Nuc-900</i>	<i>Nuc-3000</i>	<i>Coal</i>	<i>No-imp</i>	<i>18%EE</i>	<i>EE/RES++</i>
Emissions de GES du secteur électrique	++	--	=	-	++	+++
Besoins d'investissement (MW)	+	-	=	=	++	=
Coût moyen de la production électrique	+	-	=	-	=	-
Dépendance au gaz naturel	+	-	=	-	++	++
Dépendance aux importations d'énergie	=	=	=	=	++	++

Note :

= équivalent au scénario *Nuc-1800* ;

+ à +++ amélioration par rapport au scénario *Nuc-1800* (+ : amélioration < 10% ; ++ : amélioration entre 10 et 30% ; +++ : amélioration de plus de 30%) ;

- à --- détérioration par rapport au scénario *Nuc-1800* (- : détérioration < 10% ; -- : détérioration entre 10 et 30% ; --- : détérioration de plus de 30%).

Source : BFP.

A l'horizon 2020, le maintien en activité du réacteur de Tihange 1 (scénario *Nuc-900*) a un impact positif sur les émissions de GES, les besoins en nouvelles capacités de production, le coût moyen de la production d'électricité et notre dépendance vis-à-vis du gaz naturel. Il n'affecte par contre pas (ou peu) notre dépendance aux importations totales d'énergie.

La mise en œuvre de l'objectif « efficacité énergétique » (scénario *18%EE*) a un impact très positif sur tous les indicateurs sauf sur le coût moyen de la production d'électricité qui n'est pas affecté. Lorsque l'objectif « efficacité énergétique » est combiné avec un déploiement significatif des SER (scénario *EE/RES++*), l'effet positif sur les émissions de GES et la dépendance au gaz naturel ou aux importations d'énergie en général se renforce ; par contre, le coût moyen de la production d'électricité augmente et les besoins d'investissement ne sont pas réduits.

L'indisponibilité de 3000 MW de capacité nucléaire (scénario *Nuc-3000*) et l'absence d'échanges transfrontaliers d'électricité (scénario *No-imp*) ont pour effet de détériorer trois indicateurs : le coût moyen de la production électrique, les émissions de GES du secteur électrique et la dépendance aux importations de gaz naturel. Le premier scénario a également un impact négatif sur les besoins d'investissement.

Enfin, par hypothèse, le scénario *Coal* n'a pas d'effet en 2020 sur les indicateurs proposés.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Tableau 15. Résumé des impacts positifs (+) et négatifs (-) des scénarios étudiés par rapport au scénario *Nuc-1800*, année 2030

	<i>Nuc-900</i>	<i>Nuc-3000</i>	<i>Coal</i>	<i>No-imp</i>	<i>18%EE</i>	<i>EE/RES++</i>
Emissions de GES du secteur électrique	=	=	---	-	++	+++
Besoins d'investissement (MW)	=	=	=	=	+	=
Dépenses d'investissement 2011-2030	=	=	-	=	++	--
Coût moyen de la production électrique	=	=	+	-	=	-
Dépendance au gaz naturel	=	=	++	-	++	++
Dépendance aux importations d'énergie	=	=	-	=	++	++

Note :

= équivalent au scénario *Nuc-1800* ;

+ à +++ amélioration par rapport au scénario *Nuc-1800* (+ : amélioration < 10% ; ++ : amélioration entre 10 et 30% ; +++ : amélioration de plus de 30%) ;

- à --- détérioration par rapport au scénario *Nuc-1800* (- : détérioration < 10% ; -- : détérioration entre 10 et 30% ; --- : détérioration de plus de 30%).

Source : BFP.

A l'horizon 2030, les hypothèses différentes sur la disponibilité des capacités nucléaires qui caractérisent les deux autres scénarios de base (*Nuc-900* et *Nuc-3000*) n'ont plus d'impact et ces deux scénarios ont des performances équivalentes au scénario *Nuc-1800*. Le non recours aux importations d'électricité des pays voisins (scénario *No-imp*) a, comme en 2020, des impacts négatifs sur la plupart des indicateurs sans améliorer pour autant notre dépendance aux importations totales d'énergie. La possibilité d'investir dans des centrales électrique au charbon (scénario *Coal*) a des effets positifs sur le coût de la production d'électricité mais surtout sur notre dépendance aux importations de gaz naturel. Par contre, elle a un impact très négatif sur les émissions de GES et légèrement défavorable sur notre dépendance aux importations d'énergie⁶⁷.

La mise en œuvre de l'objectif de 18% d'amélioration de l'efficacité énergétique en 2020 (scénario *18%EE*) continue à avoir des effets très positifs en 2030 sur la majorité des indicateurs proposés. La seule différence par rapport à 2020 vient de l'impact sur les besoins en nouvelles capacités de production qui de très positif devient simplement positif. Enfin, la combinaison de l'objectif « efficacité énergétique » et d'une proportion importante de l'électricité produite avec des SER à l'horizon 2030 (scénario *EE/RES++*) a toujours un effet très positif sur les émissions de GES et sur notre dépendance aux importations d'énergie mais elle a des effets négatifs le coût moyen de la production d'électricité.

L'indicateur « dépenses d'investissement » concerne toute la période de projection (2011-2030). Il n'est que faiblement affecté dans les scénarios *Nuc-900*, *Nuc-3000* et *No-imp* : l'augmentation par rapport au scénario *Nuc-1800* est inférieure à 3%. Par contre, cet indicateur se détériore dans le scénario *Coal* et plus encore dans le scénario *EE/RES++*. A l'inverse, le scénario *18%EE* a un impact très positif sur les dépenses d'investissement.

⁶⁷ Qui s'explique par le rendement plus faible des centrales au charbon par rapport aux centrales à cycle combiné au gaz naturel.



Un autre indicateur intéressant, qu'il est par contre difficile de quantifier comme les indicateurs précédents, concerne la diversification du mix énergétique pour la production d'électricité. En 2020, les différents scénarios étudiés sont assez semblables au niveau du mix énergétique : les SER couvrent entre 23 et 31% de la production électrique totale, le gaz naturel entre 33 et 40% et enfin le nucléaire entre 34 et 41%. La même conclusion s'applique à l'année 2030 à deux exceptions près, le scénario *Coal* et le scénario *EE/RES++*. Dans le premier scénario, la possibilité d'investir dans des centrales électriques au charbon après 2020 améliore la diversification du mix énergétique pour la production électrique : les SER représentent 27%, le charbon 22% et le gaz naturel 49% de la production totale. Dans le second scénario, la production électrique est assurée pour moitié par les SER et à hauteur de 48% par le gaz naturel. Cette répartition contraste avec celle des autres scénarios, à savoir 67 à 70% de la production assurée par le gaz naturel et 27 à 31% par les SER. Les gaz dérivés et les produits pétroliers garantissent le solde de la production.

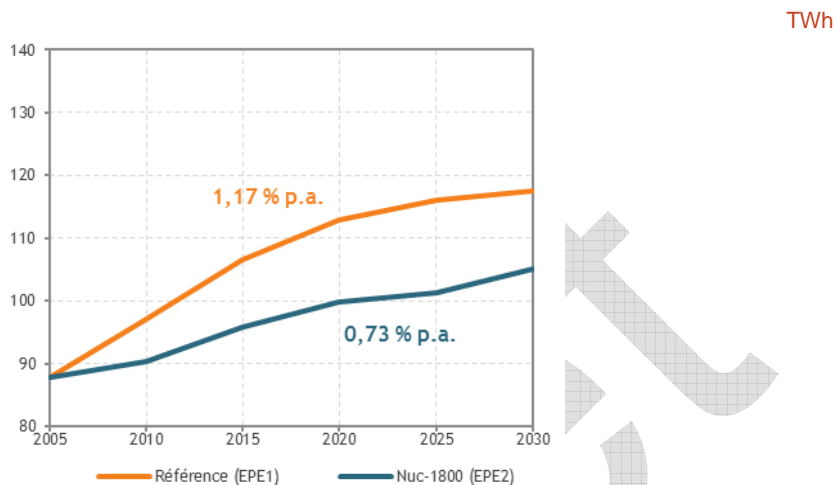
2.3.4. Comparaison avec l'EPE1

Après avoir décrit les différences entre les hypothèses de l'EPE2 et de l'EPE1 dans la section 2.2.3, il est intéressant d'esquisser les effets de ces hypothèses sur plusieurs indicateurs. Les écarts les plus importants sont présentés dans des graphiques et expliqués. La comparaison porte sur l'année 2020 qui est l'horizon de temps étudié dans l'EPE1. La seule exception concerne l'évolution de l'énergie appelée qui a été calculée jusque 2030 dans l'EPE1.

Dans le cadre de cette analyse comparative, un seul scénario a été sélectionné dans chaque étude afin de faciliter la comparaison et dans le souci de garder une vue d'ensemble. Les scénarios analysés sont les suivants : le *scénario de référence* de l'EPE1 et le scénario de base *Nuc-1800* de l'EPE2.

Le graphique 39 présente l'évolution de l'énergie appelée dans le *scénario de référence* de l'EPE1 et dans le scénario *Nuc-1800* de l'EPE2. Force est de constater que cette évolution est très différente d'un scénario à l'autre : dans le premier scénario, le rythme de croissance de l'énergie appelée se monte à 1,17% par an en moyenne sur la période 2005-2030, contre seulement 0,73% dans le second scénario.

Graphique 39. Comparaison de l'évolution de l'énergie appelée sur la période 2005-2030 : scénario Nuc-1800 de l'EPE2 vs. scénario de référence de l'EPE1



Note : interpolation linéaire entre les années indiquées sur le graphique.
Source : Observatoire de l'Énergie (DG Énergie), EPE1 (2009), PRIMES.

Une partie de la différence s'explique par le choix de l'année de base - 2005 dans l'EPE1, 2010 dans l'EPE2 - et par la crise économique et financière qui a eu lieu entre ces deux années. Cette crise a eu un impact significatif sur la demande d'électricité comme l'atteste la courbe bleue entre 2005 et 2010⁶⁸. Cet effet n'est pas intégré dans le scénario de référence de l'EPE1 puisque ce dernier a été simulé en 2007.

L'écart entre les deux projections s'explique également (et surtout pour ce qui est de la période après 2010) par les hypothèses de départ quant à la croissance économique, le développement des prix internationaux des combustibles, les politiques et mesures prises en compte et l'évolution démographique.

Par rapport au scénario de référence de l'EPE1, le scénario Nuc-1800 de l'EPE2 intègre une croissance économique plus faible, des prix de l'énergie plus élevés et la prise en compte des objectifs du paquet législatif Climat-Energie qui ont un effet modérateur sur la demande d'électricité à l'horizon 2020. Par contre, les perspectives démographiques sont supérieures dans l'EPE2 (la population croît plus vite que dans l'EPE1) ce qui, toutes choses égales par ailleurs, devrait pousser la demande d'électricité vers le haut. Ce dernier effet est néanmoins loin de pouvoir compenser tous les autres comme le montre le graphique 39.

L'écart entre les deux projections est égal à 13 TWh en 2020 (ce qui représente 15% de l'énergie appelée en 2005), il se réduit ensuite quelque peu pour s'établir à 12 TWh en 2030. Avant de conclure cette section, il convient de rappeler que l'EPE1 a décrit et analysé d'autres scénarios dont un, le scénario LoGro, se caractérise par un taux de croissance de l'énergie appelée de 0,3% par an en moyenne sur la période 2005-2030.

⁶⁸ La différence entre la projection de l'EPE1 pour l'année 2010 et le chiffre observé s'élève à 6,8 TWh.

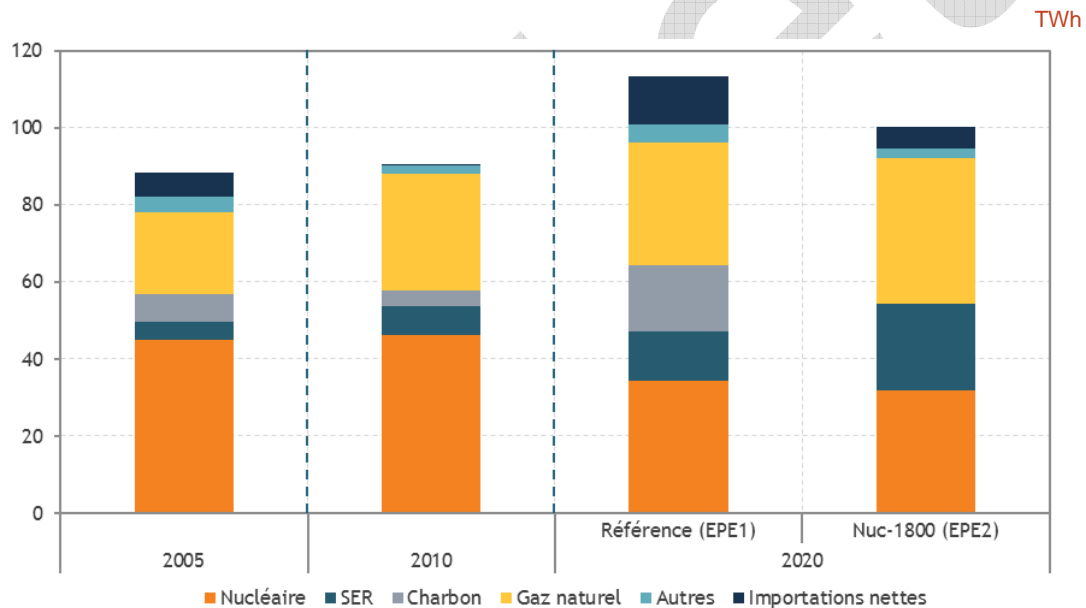


L'offre d'électricité se décompose en deux éléments : l'électricité produite en Belgique et l'électricité importée. Ces deux éléments présentent de fortes dissemblances en 2020 dans les deux études comme le montre le graphique 40 qui reprend également la structure de l'offre d'électricité en 2005 et 2010.

Au niveau des importations nettes d'électricité, l'écart entre le *scénario de référence* de l'EPE1 et le scénario *Nuc-1800* de l'EPE2 est de 7 TWh en 2020. Cette différence vient avant tout du changement dans l'approche méthodologique (voir sections 2.1.4 et Importations nettes d'électricité).

L'écart est de même ampleur en 2020 pour la production sur le territoire belge, soit 6 TWh également. Au niveau de l'offre totale d'électricité, l'écart entre les deux scénarios est donc de quelque 13 TWh.

Graphique 40. Comparaison de l'évolution de l'offre d'électricité : scénario *Nuc-1800* de l'EPE2 vs. scénario de référence de l'EPE1



Note :

- SER = sources d'énergie renouvelables; Autres = gaz dérivés et produits pétroliers ;

- les chiffres pour les années 2005 et 2010 sont des observations.

Source : Observatoire de l'Energie (DG Energie), EPE1 (2009), PRIMES.

Une autre différence notable entre les deux scénarios vient de la structure de la production électrique. Par rapport au *scénario de référence* de l'EPE1, le scénario *Nuc-1800* se caractérise par davantage de SER et de gaz naturel dans le mix énergétique du secteur électrique et par l'absence de charbon. En 2020, la production électrique à partir de SER est quasiment deux fois plus élevée que dans le *scénario de référence* de l'EPE1 (23 TWh contre 13 TWh). Cet écart est dû surtout à la prise en compte, dans l'EPE2, de l'objectif belge de 13% de SER dans la consommation finale brute d'énergie en 2020. L'absence de charbon dans le scénario *Nuc-1800* est la conséquence logique de l'hypothèse qui y a été posée alors que les investissements en nouvelles centrales au charbon n'étaient pas proscrits dans l'EPE1. Enfin,

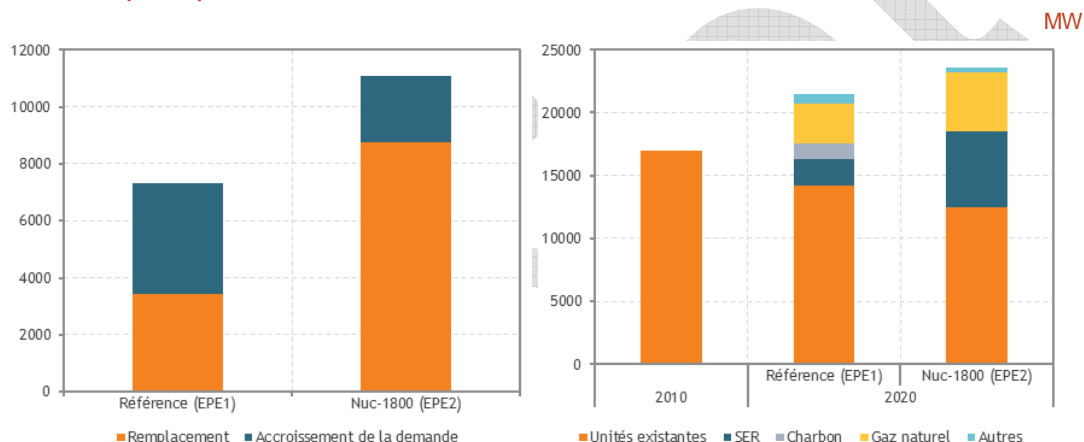
« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

la production électrique dans les centrales à gaz naturel est légèrement supérieure dans le scénario *Nuc-1800* par rapport au *scénario de référence* de l'EPE1 : 38 TWh contre 32 TWh.

Comme l'année de base est différente dans les deux études, des calculs préalables ont été effectués pour rendre possible la comparaison des investissements sur la période 2011-2020. Ces calculs permettent de réconcilier les projections du *scénario de référence* de l'EPE1 pour les années 2010 et 2020 avec les statistiques connues et utilisées dans l'EPE2 pour l'année 2010.

Le graphique 41 propose une comparaison des investissements sur la période 2011-2020 (graphique de gauche) et de la capacité installée en 2020 (graphique de droite) entre le *scénario de référence* de l'EPE1 et le scénario *Nuc-1800* de l'EPE2.

Graphique 41. Comparaison des investissements 2011-2020 (gauche) et de la puissance installée en 2020 (droite) : scénario *Nuc-1800* de l'EPE2 vs. scénario de référence de l'EPE1



Note : SER = sources d'énergie renouvelables ; Autres = gaz dérivés et produits pétroliers.

Source : Observatoire de l'Énergie (DG Énergie), EPE1 (2009), PRIMES, calculs BFP.

Nonobstant une production électrique plus faible en 2020 dans le scénario *Nuc-1800* par rapport au *scénario de référence* de l'EPE1, les besoins dans de nouvelles capacités de production sont nettement plus conséquents dans le premier scénario. Ce résultat s'explique, d'une part, par le développement très marqué des SER intermittentes qui, à production égale, requièrent davantage de capacités, et d'autre part, par des déclassements de centrales beaucoup plus importants. Ces nouvelles perspectives modifient également la répartition des investissements entre les deux composantes « remplacement » et « accroissement de la demande ». La première représente 79% dans le scénario *Nuc-1800*, contre seulement 47% dans le *scénario de référence* de l'EPE1.

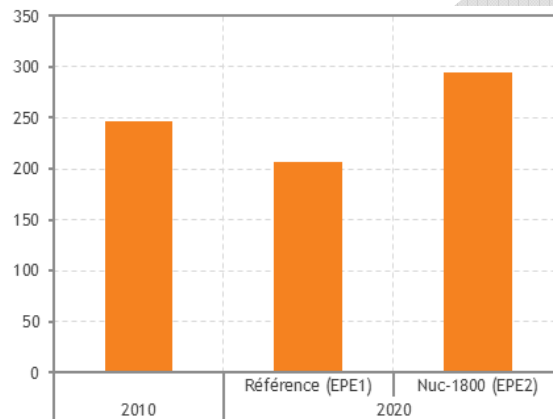
Les mêmes éléments cités dans le paragraphe précédent expliquent également certaines différences au niveau de la capacité installée en 2020. Ainsi, la capacité SER est significativement plus élevée dans le scénario *Nuc-1800* (4,6 GW de plus) tandis que la capacité résiduelle (« unités existantes ») est plus réduite en raison d'autres hypothèses de déclassement des centrales. Par ailleurs, la capacité des nouvelles centrales à gaz naturel s'élève à 4,7 GW dans le scénario *Nuc-1800* comparé à 3,1 GW dans le *scénario de référence* de l'EPE1. La différence entre les deux résultats est comparable à la capacité des centrales au charbon dans le second scénario (1,2 GW).



Une analyse plus fine au niveau des SER montre les écarts suivants pour la puissance installée en 2020⁶⁹ : 1700 MW pour l'éolien onshore, environ 1000 MW pour l'éolien offshore, 1700 MW pour le solaire photovoltaïque et un peu plus de 200 MW pour la biomasse.

Pour pouvoir comparer les besoins en gaz naturel du secteur électrique et des autres secteurs entre les deux scénarios, ici aussi des calculs préliminaires ont dû être effectués pour assurer la cohérence des indicateurs utilisés. En effet, la comptabilisation des consommations de gaz naturel dans les installations de cogénération où la chaleur est valorisée sur place⁷⁰ (« On site CHP ») a changé entre les deux exercices. Dans l'EPE1, elles étaient comptabilisées dans le secteur électrique alors que dans l'EPE2 elles sont comptabilisées dans l'industrie (en cohérence avec les statistiques d'Eurostat).

Graphique 42. Comparaison des besoins en gaz naturel du secteur électrique en 2020 : scénario Nuc-1800 de l'EPE2 vs. scénario de référence de l'EPE1



Note : PCS = pouvoir calorifique supérieur.

Source : Observatoire de l'Energie (DG Energie), EPE1 (2009), PRIMES, calculs BFP.

Le graphique 42 montre comment la différence au niveau de la production électrique à partir de gaz naturel se traduit en termes de besoins en gaz naturel en 2020. Alors que la consommation de gaz naturel du secteur électrique projetée dans le *scénario de référence* de l'EPE1 se situe 16% sous le niveau de 2010, elle est 20% plus élevée qu'en 2010 dans le scénario *Nuc-1800*. L'écart de consommation entre les deux scénarios est d'environ 87 PJ. Au niveau des besoins totaux de gaz naturel (secteur électrique + autres secteurs), l'écart est d'environ 120 PJ.

Quant à la comparaison des émissions de CO₂ en 2020, elle n'est pas possible quantitativement en raison des différences comptables mentionnées ci-dessus qui ont des répercussions sur l'allocation des émissions entre secteurs. On peut néanmoins affirmer que les émissions de CO₂ du parc de production belge sont moins élevées dans le scénario *Nuc-1800* de l'EPE2 que dans le *scénario de référence* de l'EPE1 car la consommation additionnelle de

⁶⁹ Il faut comprendre ici la somme des capacités existantes en 2010 et des nouvelles capacités mises en service entre 2011 et 2020.

⁷⁰ Par opposition aux installations de cogénération avec distribution de la chaleur produite (« distributed CHP »).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

gaz naturel est plus que compensée par l'absence de consommation de charbon qui émet environ deux fois plus de CO₂ que le gaz naturel.

Projet



Projet

3. Evaluation de la sécurité d'approvisionnement en électricité de la Belgique et recommandations

Dans cette partie, qui prolonge une démarche entamée à la fin de la partie précédente et la complète avec l'analyse d'un ensemble plus large d'indicateurs possibles, il est proposé d'évaluer la sécurité d'approvisionnement en électricité de la Belgique et d'en déduire des recommandations. A cette fin, la sécurité d'approvisionnement en électricité est d'abord définie, puis les risques, mesures d'atténuation et critères d'évaluation concernés par cette problématique sont examinés et, enfin, les critères d'évaluation sont mis en œuvre et des recommandations sont formulées.

3.1. Sécurité d'approvisionnement en électricité

Faute d'une définition satisfaisante de la sécurité d'approvisionnement en électricité, une définition de la sécurité d'approvisionnement en énergie est adaptée à l'électricité. Cette définition, proposée par la Commission européenne⁷¹, s'énonce ainsi :

« La sécurité énergétique doit viser à assurer, pour le bien-être des citoyens et le bon fonctionnement de l'économie, la disponibilité physique et continue des produits énergétiques sur le marché à un prix accessible à tous les consommateurs (privés et industriels) dans la perspective d'un développement durable conformément à l'objectif fixé dans le traité d'Amsterdam. »

En ce qui concerne l'électricité, cette définition recouvre différents aspects. Consciente « que le risque d'approvisionnement peut être causé autant par des facteurs liés à l'électricité per se, donc à sa transformation, que par des facteurs extérieurs, concernant essentiellement les matières premières pour sa production », Stasiakowska⁷² en distingue trois :

1. la sécurité à court terme, axée sur la fiabilité ou la sûreté du système électrique, c'est-à-dire la capacité du système de supporter des perturbations imprévues (conditions météorologiques extrêmes, catastrophe naturelle, panne...). Cet aspect a surtout trait aux capacités de réserve et à la gestion du réseau ;
2. la sécurité à moyen et long terme, basée sur la sécurité économique ou l'adéquation des investissements en capacités de production et de transport d'électricité (offre) aux besoins des consommateurs (demande) ;
3. la sécurité d'approvisionnement en sources d'énergie primaires nécessaires à la production d'électricité.

Etant donné l'horizon de l'EPE2, seuls, les deuxième et troisième aspects sont examinés dans la suite du texte. La question du transport, quant à elle, n'est qu'effleurée, car elle sera

⁷¹ Commission européenne (2000).

⁷² Stasiakowska A. (2008), *Le Marché Intérieur d'Electricité. Entre la libéralisation et la sécurité d'approvisionnement en électricité*, Mémoire présenté pour l'obtention du Diplôme d'études approfondies en études européennes, Institut européen de l'Université de Genève, Collection Euryopa, vol. 63-2009, Genève, septembre 2008.



étudiée en profondeur dans le cadre du plan de développement que doit établir le gestionnaire du réseau en vertu de l'article 13 de la loi du 29 avril 1999.

3.2. Risques, mesures d'atténuation et critères d'évaluation

Après un examen de la littérature⁷³, il apparaît, bien que des indicateurs aient été proposés par des experts ou des économistes, qu'il n'existe pas de consensus sur les critères appropriés à l'évaluation de la sécurité d'approvisionnement énergétique et, a fortiori, de la sécurité d'approvisionnement en électricité. Il est donc proposé de s'inscrire dans le cadre plus large de la vulnérabilité énergétique, qui a fait l'objet de travaux de mesure intéressants.

3.2.1. Sécurité d'approvisionnement et vulnérabilité énergétique

De manière générale, le concept de vulnérabilité énergétique traduit une situation où la sécurité d'approvisionnement énergétique n'est pas assurée. Il est parfois associé à celui de dépendance énergétique. Pourtant, comme l'indique Percebois⁷⁴, « on peut être dépendant sans être vulnérable (si coût supportable et si approvisionnement diversifié) » et « on peut être vulnérable tout en étant indépendant (si coût national prohibitif ou technologies obsolètes) ». Selon ce spécialiste de l'énergie, « un pays vulnérable énergétiquement signifie [...] que ce pays ne sera pas en mesure de faire des choix de politique énergétique librement consentis, ou de les faire à un coût économique ou politique collectivement insupportable ».

d'Artigues⁷⁵ ajoute qu'un pays vulnérable n'est pas non plus capable de faire face à une crise ou à un choc, que celui-ci soit exogène (hausse brutale et non anticipée des prix directs, ruptures non concertées de contrats d'approvisionnement...) ou endogène (faiblesse des investissements visant à diversifier l'offre énergétique...). Celle-ci définit la vulnérabilité énergétique à partir de trois notions liées entre elles : la diversité, l'efficacité et la soutenabilité énergétique (par exemple, l'amélioration de l'efficacité énergétique entraîne une diminution de la consommation et donc une réduction des émissions polluantes, qui est un facteur de soutenabilité). A ces trois notions, elle associe des indicateurs.

C'est cette définition qui est retenue et adaptée à l'électricité dans la mesure du possible. Quant aux indicateurs, seuls sont évoqués ceux pour lesquels suffisamment d'informations sont disponibles.

Il découle de ces options que certains critères d'évaluation ont trait à la sécurité d'approvisionnement en électricité et d'autres à la sécurité d'approvisionnement en énergie. Ces derniers sont signalés par l'abréviation « SAEN » dans une note de bas de page dans la section consacrée à la mise en œuvre des critères d'évaluation et aux recommandations (voir 3.3).

⁷³ Y compris le document : European Commission (2013), *Member State's Energy Dependence : An Indicator-Based Assessment*, European economy, Occasional Paper 145, April 2013 (http://ec.europa.eu/economy_finance/publications/occasional_paper/2013/pdf/ocp145_en.pdf).

⁷⁴ Percebois J. (2007), *Dépendance et vulnérabilité : deux approches connexes dans le traitement des risques énergétiques*, Séminaire international France-Amérique Latine et Caraïbes - Géopolitique, sécurité et durabilité : transition vers un nouvel ordre énergétique mondial, Santiago du Chili, 28-30 novembre 2007.

⁷⁵ d'Artigues A. (2008), *Définition d'indicateurs de vulnérabilité énergétique. Une analyse comparée des pays de l'Europe des 15*, Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie, juillet 2008.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

3.2.2. Diversité

La diversité concerne le risque de rupture d'approvisionnement en :

- sources d'énergie primaires nécessaires à la production d'électricité (pétrole, gaz naturel, charbon, uranium, biomasse, vent, soleil, eau) ;
- électricité elle-même.

Pour faire face à ce risque, la mesure la plus communément appliquée est la diversification :

- des sources d'énergie primaires ;
- des pays fournisseurs de sources d'énergie primaires et, à titre connexe, des routes d'acheminement des sources d'énergie primaires. En effet, acheter une source d'énergie primaire auprès d'un maximum de pays ne suffit pas à garantir l'approvisionnement en celle-ci. Encore faut-il pouvoir l'acheminer jusqu'aux consommateurs. Des difficultés d'ordre technique (altération d'une infrastructure...) ou géopolitique (conflit entre Etats, comme la crise russo-ukrainienne du gaz naturel de janvier 2009⁷⁶...), peuvent entraver l'acheminement, surtout quand celui-ci a lieu par canalisation. Un pays a donc intérêt à sélectionner soigneusement et à diversifier ses routes d'acheminement ;
- des technologies de production d'électricité.

A cette mesure s'ajoutent la possibilité d'importer de l'électricité et la recherche de nouvelles technologies.

Pourvu qu'il soit effectivement compétitif, c'est-à-dire transparent, liquide et stable, le marché est à même d'assurer la continuité de l'approvisionnement. « Le devoir des gouvernements est d'élaborer un cadre réglementaire qui [...] pénalise ceux qui ont pris un risque excessif dont ils ne seront pas capables d'assurer les conséquences, par exemple, en se limitant à une seule technologie ou matière fossile. »⁷⁷

En matière de diversité, on utilise souvent comme critère d'évaluation l'indice de diversité (ID) de Shannon-Wiener, basé sur le nombre et les parts relatives des objets étudiés. Il peut être appliqué au portefeuille de sources d'énergie primaires, au portefeuille de pays fournisseurs de sources d'énergie primaires et au portefeuille de technologies de production d'électricité. Calculé pour le portefeuille de sources d'énergie primaires, il est qualifié d'indicateur de base de sécurité d'approvisionnement énergétique par les auteurs.

⁷⁶ Le 1^{er} janvier 2009, la Russie a interrompu la fourniture de gaz naturel à l'Ukraine. Ce faisant, elle a également supprimé la livraison à d'autres pays, dont les approvisionnements transitent traditionnellement par ce pays, provoquant une crise. Cette crise a pris fin le 19 janvier, après qu'un compromis ait été trouvé.

⁷⁷ Stasiakowska A. (2008).



L'ID se formule comme suit :

$$ID = - \sum_i p_i \ln p_i$$

où

i = source d'énergie primaire ou pays fournisseur de source d'énergie primaire ou technologie de production d'électricité
= 1... X

p_i = part de la source/du pays fournisseur/de la technologie i dans l'ensemble des sources/pays fournisseurs/technologies

Si l'on dispose de 8 objets, l'ID vaut 2,07941. La limite inférieure de l'ID est 0. Dans le contexte énergétique, cette limite correspond au cas où toute la production d'énergie ou d'électricité se concentre sur une seule source, un seul pays fournisseur ou une seule technologie. Par conséquent, une valeur faible indique une situation défavorable et vice-versa. Comme sa valeur dépend du nombre d'objets étudiés, l'ID n'a théoriquement pas de limite supérieure. Il ne peut donc être interprété que de manière relative, dans le temps ou dans l'espace.

Deux autres indicateurs peuvent nuancer le premier : la part de la production d'une source d'énergie primaire dans la consommation intérieure brute (PPCIB) et son pendant : la part des importations nettes dans la consommation intérieure brute, aussi qualifié d'indicateur de dépendance énergétique (DE). Ces deux indicateurs ont pour formules :

$$PPCIB_i = P_i / CIB_i$$

où

i = source d'énergie primaire
= 1... X

P_i = production de la source d'énergie primaire i

CIB_i = consommation intérieure brute de la source d'énergie primaire i

$$DE_i = IN_i / CIB_i$$

où

i = source d'énergie primaire ou vecteur énergétique
= 1... X

IN_i = importations nettes de la source d'énergie primaire/du vecteur i

CIB_i = consommation intérieure brute de la source d'énergie primaire/du vecteur i

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Etant donné la symétrie entre ces deux indicateurs, la DE n'est calculée que pour l'électricité, à laquelle la PPCIB n'est pas applicable.

Prendre en considération ces indicateurs peut amener à relativiser des performances médiocres en terme d'ID. En particulier, l'autosuffisance énergétique peut contrebalancer une faible diversité des pays fournisseurs.

3.2.3. Efficacité

Qui dit croissance de la demande d'électricité dit croissance de l'offre d'électricité, en terme de sources d'énergie primaires, comme en terme de moyens de production et de transport, et dit croissance du risque de rupture d'approvisionnement en électricité. Pour atténuer ce risque, on peut donc également agir sur la demande et, plus précisément, la maîtriser.

La maîtrise de la demande repose sur deux piliers : la sobriété et l'efficacité. La sobriété fait référence à la lutte contre le gaspillage (dans les comportements individuels et dans l'organisation de la société), tandis que l'efficacité a trait à la performance des équipements ou des processus (économiques - industriels, tertiaires, de transport - et résidentiels). La directive européenne relative à l'efficacité énergétique⁷⁸ donne comme définition de celle-ci :

« le rapport entre les résultats, le service, la marchandise ou l'énergie que l'on obtient et l'énergie consacrée à cet effet ».

La frontière entre les deux piliers « n'est pas précise d'autant que le progrès d'efficacité, s'il n'est pas accompagné d'un effort de sobriété, peut se traduire par un « effet rebond »⁷⁹, qui peut remettre en cause les effets de ce progrès. »⁸⁰

L'efficacité électrique concerne tant l'acte de production que l'acte de consommation. Comme il n'est pas possible d'évaluer l'évolution de la performance électrique des équipements et processus pris individuellement, on utilise des indicateurs agrégés d'intensité électrique comme « proxy » de la mesure de l'efficacité électrique⁸¹. Au niveau de la production, on évalue si la production d'un secteur en particulier est devenue plus ou moins intense en électricité.

⁷⁸ Official Journal of the European Union (2012).

⁷⁹ « D'une manière très générale, l'effet rebond peut être défini comme l'augmentation de consommation liée à la réduction des limites à l'utilisation d'une technologie, ces limites pouvant être monétaires, temporelles, sociales, physiques, liées à l'effort, au danger, à l'organisation... Il en découle le corollaire suivant : les économies d'énergie ou de ressources initialement prévues par l'utilisation d'une nouvelle technologie sont partiellement ou complètement compensées suite à une adaptation du comportement de la société. » (<http://fr.wikipedia.org>).

⁸⁰ Laponche B. (2006), *Sobriété et maîtrise de la demande d'énergie*, Les cahiers de Global Chance, n°21, mai 2006.

⁸¹ Ce faisant, on tient compte aussi des effets de changements de structure dans la production et la consommation qui n'ont rien à voir avec l'efficacité énergétique proprement dite.



L'indicateur d'intensité électrique (IE) s'écrit alors :

$$IE_i = CEF_i / VA_i$$

où

i = secteur
= 1... X

CEF_i = consommation d'électricité finale du secteur i

VA_i = valeur ajoutée du secteur i

Au niveau de la consommation, on peut calculer la quantité d'électricité consommée par ménage (CEM) ou par habitant (CEH).

$$CEM = CEF_M / M$$

où

CEF_M = consommation d'électricité finale des ménages

M = nombre de ménages

$$CEH = CEF_M / H$$

où

CEF_M = consommation d'électricité finale des ménages

H = nombre d'habitants

3.2.4. Soutenabilité

La soutenabilité est une composante complexe de la vulnérabilité qui s'inscrit sur le plus long terme. Elle recouvre plusieurs aspects, qui ne sont pas tous (aisément) mesurables et relèvent du processus de convergence de l'offre et de la demande, appuyé par le développement des interconnexions avec les pays voisins, de la stabilité des pays fournisseurs sur les plans social, économique et (géo)politique et de la notion de développement durable.

Convergence de l'offre et de la demande

« [...] le marché libéralisé, où la concurrence fonctionne sans obstacles, n'a pas de problèmes pour assurer les trois aspects de la sécurité d'approvisionnement [évoqués plus haut]. »⁸²

⁸² Stasiakowska A. (2008).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Pour qu'un marché libéralisé permette la convergence de l'offre et de la demande, il doit au moins présenter une architecture fondée sur :

- l'accès libre des acteurs au marché, qui permet le jeu entre un grand nombre d'acteurs ;
- l'accès des tiers au réseau ;
- une autorité efficace de régulation du système et de gestion du réseau ;
- l'ouverture du marché aux clients éligibles.

Il devrait aussi réunir les conditions suivantes :

- des signaux de prix précis (non déformés par des mesures régulatrices, tels un plafonnement des prix ou des subsides) ;
- un cadre administratif approprié (un processus d'autorisation pour la construction de nouvelles centrales adapté au marché libéralisé, permettant aux nouveaux investissements de se matérialiser à temps) ;
- des mécanismes appropriés pour couvrir les risques (selon l'étape de la libéralisation, la coexistence de transactions spot et de contrats bilatéraux de fourniture ou des bourses obligatoires d'électricité) ;
- une autorité vigilante de surveillance de la concurrence (surtout sur le marché de la production d'électricité, afin de diminuer la possibilité de l'exercice d'un pouvoir de marché par les grands acteurs ou par un cartel) ;
- une autorité vigilante de régulation du transport (garantissant des procédures d'autorisation de construction accessibles et non-discriminatoires et des tarifs rentables et non discriminatoires).

Jusqu'à présent, le processus de libéralisation du secteur de l'électricité a tendance à augmenter le risque de rupture d'approvisionnement. En effet, « les marges de sécurité se sont nettement réduites depuis l'ouverture à la concurrence des marchés électriques [...], créant des pressions sur l'équilibre offre/demande du système électrique et faisant ressortir des besoins d'investissements en centrales de production de pointe. [...] Le même problème se retrouve dans la gestion des capacités de « back-up » nécessaires pour gérer l'intermittence liée aux énergies renouvelables. »⁸³

Cette situation tient avant tout à l'incertitude sur le fonctionnement des nouvelles installations ainsi que sur les différents niveaux de prix. A titre transitoire, « pour réduire cette incertitude, le revenu lié à la vente de l'énergie doit être associé à un autre revenu, issu de principes soit de marchés [(marchés de capacités)] soit réglementaires [(tarifs d'achat garantis ou contrats

⁸³ Clastres C., C. Locatelli (2012), *Libéralisation et sécurité énergétique dans l'Union européenne - Succès et questions*, Economie du développement durable et de l'énergie, Cahier de recherche n° 15/2012, septembre 2012.



entre producteurs et gestionnaires de réseau)]. »⁸⁴ Les contrats de long terme entre producteurs et fournisseurs permettent, de leur côté, d'assurer une certaine stabilité des prix.

A cette incertitude, s'ajoutent l'incertitude juridique (en matière d'autorisation ou d'environnement, par exemple), qui peut peser lourdement sur les stratégies d'investissement, ainsi que l'incertitude associée au syndrome « nimby », dont les procédures de recours peuvent aussi décourager les investisseurs. Que faire pour remédier à cette situation ? Sur le plan juridique, un cadre favorable, stable, et cohérent s'impose. Sur le plan du syndrome nimby, « il est utopique d'espérer faire disparaître tout phénomène de contestation. Il s'agit en effet d'une réaction naturelle, la proximité géographique entraînant spontanément chez les riverains la crainte de nuisances et de perte de valeur du patrimoine. Toutefois, il semble possible, par différentes voies, de favoriser l'acceptabilité[en agissant sur le choix du lieu d'implantation, la qualité des équipements (respect des normes sanitaires et limitation des nuisances), l'ouverture des sites sur l'extérieur (visites), la revalorisation de l'image des sites, les compensations (économiques, sociales et financières), l'information du public ainsi que sa participation à la prise de décision et au contrôle des équipements.] »⁸⁵

Pour cerner la convergence de l'offre et de la demande, il semble pertinent d'évaluer non seulement l'équilibre entre l'offre et la demande, mais aussi la concurrence. En effet, celle-ci reflète le niveau de libéralisation du marché et donc le niveau de développement des conditions favorables à la convergence de l'offre et de la demande. Néanmoins, en Belgique, la concurrence sur le marché de l'électricité relève de la compétence des régulateurs⁸⁶. C'est pourquoi, ne sont proposés ici que quelques critères d'évaluation, propres à esquisser un portrait de celle-ci, le lecteur étant renvoyé aux travaux des régulateurs pour de plus amples informations.

Equilibre entre l'offre et la demande

L'équilibre et, le cas échéant, l'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité sont évalués :

- pour le moyen terme, dans le Rapport sur les moyens de production d'électricité 2012-2017⁸⁷, élaboré par la Direction générale de l'Energie en 2012, et le Plan Wathelet⁸⁸, qui en découle ;
- pour le long terme, dans l'analyse quantitative exposée dans la deuxième partie de l'EPE2.

⁸⁴ Clastres C., C. Locatelli (2012).

⁸⁵ Dufeigneux J.-L., A. Tétu, R. Risser, M. Renon-Beaufils, Ph. Le Lourd, E. Charbonnier (2003), *Rapport de l'instance d'évaluation de la politique du service public des déchets ménagers et assimilés - Volume II*, Commissariat général du Plan, décembre 2003.

⁸⁶ Bruxelles Gaz Electricité (Brugel), Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG), Commission wallonne pour l'Energie (CWaPE) et Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt (VREG).

⁸⁷ Observatoire de l'Energie (DG Energie) (2012b), *Rapport sur les moyens de production d'électricité 2012-2017*, juin 2012 (http://economie.fgov.be/fr/modules/publications/analyses_etudes/rapport_moyens_production_electricite_2012-2017.jsp).

⁸⁸ Wathelet M. (2012), *Le système électrique belge à la croisée des chemins : une nouvelle politique énergétique pour réussir la transition*, 27 juin 2012 (<http://wathelet.belgium.be/wp-content/uploads/2012/07/Plan-Wathelet-pour-%C3%A9lectricit%C3%A9.pdf>).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Le lecteur est donc renvoyé à ces textes pour la méthodologie appliquée.

Concurrence

Pour évaluer la concurrence sur un marché, on utilise souvent l'indice de Herfindahl-Hirschmann (IHH), qui permet de mesurer la concentration du marché⁸⁹. Cet indice se formule comme suit :

$$IHH = \sum_i s_i^2$$

où

i = entreprise
= 1... X

s_i = part de marché de l'entreprise i (multipliée par 100)

Plus l'IHH est élevé, plus le marché est concentré. On distingue plusieurs fourchettes, dont le nombre et les limites varient selon les auteurs. Il est proposé de retenir les fourchettes ci-dessous⁹⁰ :

- IHH inférieur à 750 : marché faiblement concentré ;
- IHH compris entre 750 et 1800 : marché moyennement concentré ;
- IHH compris entre 1800 et 5000 : marché fortement concentré ;
- IHH supérieur à 5000 : marché très fortement concentré (le maximum étant 10000, atteint lorsque le marché ne comporte qu'une entreprise).

Par ailleurs, différents indicateurs ont été développés, à l'échelle européenne, pour évaluer la concurrence sur le marché de l'électricité⁹¹ :

- pour la production :
 - le nombre d'entreprises qui, ensemble, représentent au moins 95% de la production nationale nette d'électricité ;
 - le nombre d'entreprises qui assurent chacune au moins 5% de la production nationale nette d'électricité ;
 - la part de marché cumulée de toutes les entreprises qui assurent chacune au moins 5% de la production nationale nette d'électricité ;

⁸⁹ Commission européenne (2004), *Lignes directrices sur l'appréciation des concentrations horizontales au regard du règlement du Conseil relatif au contrôle des concentrations entre entreprises*, Journal officiel de l'Union européenne C 31, 5 février 2004.

⁹⁰ European Commission (2012), *Energy Markets in the European Union in 2011, 2012*.

⁹¹ Journal officiel de l'Union européenne (2009b), *Directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE*, 14 août 2009.



- pour la fourniture :
 - le nombre total de fournisseurs aux consommateurs finals ;
 - le nombre de fournisseurs livrant au moins 5% de la consommation totale d'électricité ;
 - la part de marché cumulée de tous les fournisseurs livrant au moins 5% de la consommation totale d'électricité.

Développement des interconnexions avec les pays voisins

Le degré d'interconnexion avec les pays voisins est le reflet «de la capacité de secours qu'un pays peut attendre [...] de la part de ses voisins »⁹² et des possibilités de développement de la concurrence. Ce critère est d'autant plus important que le pays est faiblement doté en ressources énergétiques.

Pour mesurer le degré d'interconnexion avec les pays voisins, l'on peut employer le taux d'interconnexion électrique (TIE). Ce taux établit « le rapport entre la capacité totale d'échanges du pays avec [les pays voisins] et la capacité de production installée dans un pays. La capacité d'échange entre deux pays est la puissance électrique maximale qu'ils peuvent s'échanger sans pour autant saturer leurs lignes ou ne pas respecter les règles d'exploitation du réseau. La capacité de production installée est la somme de toutes les puissances électriques maximales que peuvent produire les centrales installées dans un pays. »⁹³

Le TIE a pour formule :

$$\text{TIE} = \sum_i \text{KTF}_i / \text{KPI}$$

où

i = ligne de transport de frontière à frontière
= 1... X

KTF_i = capacité de la ligne de transport de frontière à frontière i

KPI = capacité de production installée

Stabilité des pays fournisseurs

Comme écrit plus haut, la diversification des pays fournisseurs de sources d'énergie primaires constitue une mesure répandue de réduction du risque de rupture d'approvisionnement. Cette mesure peut toutefois ne pas être suffisante. En effet, un pays fournisseur en proie à des troubles peut être empêché d'honorer ses contrats. C'est pourquoi

⁹² d'Artigues A. (2008).

⁹³ d'Artigues A. (2008).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

il apparaît utile d'évaluer le niveau de stabilité des pays fournisseurs sur les plans social, économique et (géo)politique.

Le niveau de stabilité peut être apprécié, en première instance, au moyen d'indicateurs agrégés : les indices cherchant à évaluer directement le risque politique (indices élaborés par des agences de notation, comme Moody's, Standard & Poor's, Fitch, etc.), l'indice des droits de l'homme (« Human Right Index » ou « HRI »), l'indicateur de développement humain (IDH), etc. Ce dernier, publié par les Nations Unies, présente divers avantages en comparaison avec les autres : il fait autorité, est calculé pour chaque pays, est régulièrement mis à jour et est facilement accessible en ligne⁹⁴. C'est par conséquent cet indice qui est utilisé.

L'IDH est un indice composite mesurant le niveau moyen atteint dans trois dimensions essentielles du développement humain : la santé et la longévité, l'accès à l'éducation et un niveau de vie décent. Il repose sur quatre indicateurs : l'espérance de vie à la naissance, la durée moyenne de scolarisation (adultes âgés de 25 ans), la durée attendue de scolarisation (enfants d'âge scolaire) et le revenu national brut par habitant. Il donne lieu à une classification des pays, individuelle et par groupes. Dans le second cas, la classification est « basée sur des quartiles de l'IDH : un pays appartient au groupe « IDH très élevé » si son IDH se situe dans le quartile supérieur, au groupe « IDH élevé » si son IDH figure dans les percentiles de 51 à 75, au groupe « IDH moyen » si son IDH figure dans les percentiles de 26 à 50 et au groupe « IDH faible » si son IDH se situe dans le quartile inférieur. »⁹⁵

L'évaluation du niveau de stabilité peut être affinée à l'aide d'informations issues d'organisations publiques ou privées, internationales ou nationales (comme l'ONU⁹⁶, les services diplomatiques nationaux, des organisations non gouvernementales⁹⁷ ou des entreprises spécialisées dans l'assurance-crédit). En raison, de leur complémentarité par rapport à l'IDH et de leur présentation synthétique, ce sont les informations à caractères (géo)politique et commercial de la SA Ducreire et de l'Office national du ducreire qui sont retenues ici⁹⁸.

Développement durable

Plusieurs éléments peuvent refléter le caractère durable des choix énergétiques, parmi lesquels l'évolution de la consommation, la raréfaction des ressources, les émissions et déchets polluants.

⁹⁴ <http://hdr.undp.org/fr/statistiques/idh/>

⁹⁵ Programme des Nations Unies pour le développement (2013), *Rapport sur le développement humain 2013 - L'essor du Sud : le progrès humain dans un monde diversifié – Résumé*, 2013.

⁹⁶ Par exemple, le Département des affaires politiques du Secrétariat de l'ONU (<http://www.un.org/wcm/content/site/undpa/main>).

⁹⁷ Dont « Human Rights Watch », l'une des principales organisations indépendantes au monde qui se consacrent à la protection et à la défense des droits humains (<http://www.hrw.org>).

⁹⁸ La SA Ducreire (entreprise belge d'assurance et de réassurance des risques politiques et commerciaux de transactions commerciales courantes) et l'Office national du ducreire (assureur-crédit public belge, qui assure les risques politiques et commerciaux liés à des transactions commerciales internationales relatives, entre autres, à des biens d'équipement, des projets industriels, des travaux d'entreprise générale et des services) publient une synthèse de leurs analyses de risques par pays sur leurs sites Internet (<http://www.delcredere.be> et <http://www.ondd.be>).



Evolution de la consommation

Les critères d'évaluation retenus pour l'efficacité sont également appropriés à la durabilité. En effet, « comme [l'indiquent Bernard et Idoudi (2003)⁹⁹], l'efficacité est directement associée à la durabilité dans le calcul d'indicateurs, dans la mesure où l'estimation des émissions et de l'épuisement des ressources¹⁰⁰ est corrélée à la consommation énergétique. »¹⁰¹

Raréfaction des ressources

Dans ce contexte, il convient de distinguer les sources d'énergie fossiles et minérales des sources d'énergie renouvelables.

Les sources d'énergie fossiles et minérales se caractérisent par des réserves finies, mais dont l'estimation progresse constamment, par le fait de nouvelles découvertes et de l'amélioration des techniques d'exploitation (et du taux de récupération). Dans ce cas, l'effet de raréfaction se manifeste à travers la différence entre le taux de croissance de la production, mue essentiellement par la consommation, et celui des réserves.

Les sources d'énergie renouvelables bénéficient, par définition, de réserves inépuisables. Néanmoins, deux d'entre elles, la biomasse et la géothermie, sont soumises à des limitations. En effet, la biomasse n'est renouvelable qu'à condition qu'on lui laisse le temps et l'espace pour se renouveler, or la demande est appelée à croître rapidement. En outre, les usages énergétiques sont en concurrence avec les usages alimentaires. Quant à la géothermie, elle n'est inépuisable que si l'on adapte le rythme de pompage au rythme de renouvellement de la chaleur.

Les critères d'évaluation pertinents, présentés ci-dessous, peuvent être utilisés pour éclairer tant la situation mondiale que celle des pays fournisseurs.

Sources d'énergie fossiles et minérales

Les critères choisis habituellement pour mesurer l'état des réserves sont :

- les réserves prouvées (R) ;
- la production annuelle (P) ;
- une combinaison des deux premiers : le ratio R / P.

On peut également utiliser la notion de ressources récupérables restantes (RRR).

A ce stade, une précision s'impose, concernant la distinction entre ressources et réserves. « Les ressources sont les quantités en place sous le sol, découvertes ou non, exploitables

⁹⁹ Bernard J.-Th., N. Idoudi (2003), *Demande d'énergie et changement de l'intensité énergétique du secteur manufacturier québécois de 1990 à 1998*, Revue d'analyse économique, vol. 79, n°4, décembre 2003.

¹⁰⁰ [Non renouvelables.]

¹⁰¹ d'Artigues A. (2008).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

ou pas], alors que les réserves sont les fractions récupérables sur la base des contraintes économiques et technologiques actuelles. »¹⁰²

Réserves prouvées

« On appelle réserves prouvées les quantités [...] dont les chances de récupération [...] sont d'au moins 90%. Tout calcul en la matière comporte une part d'approximation. Lors d'une nouvelle découverte, les techniciens s'efforcent de calculer la quantité [...] qui pourra être récupérée [en se basant sur] un ensemble de paramètres géologiques sur chacun desquels demeure une relative incertitude. Si l'on devait caricaturer, on pourrait dire que la difficulté revient à évaluer la quantité de liquide absorbée par une éponge sans avoir la possibilité de la "presser". Difficulté d'autant plus grande qu'une seule partie de l'éponge est imbibée et qu'on ne peut la sonder qu'à 2 ou 3 endroits. Les spécialistes introduisent donc une notion de probabilité et procèdent à plusieurs chiffrages. »¹⁰³ A l'approximation inhérente au calcul du potentiel de récupération s'ajoute l'incertitude liée à la confidentialité des chiffres. En effet, « de nombreux pays n'autorisent pas d'audits de la taille de leurs champs. Seules les sociétés cotées en bourse sont soumises à des contrôles réguliers, mais elles ne représentent que 20% de la production totale. »¹⁰⁴ Il est donc difficile de vérifier si les chiffres publiés ont été déterminés sur la base des définitions...

Les réserves comprennent aussi les réserves probables et les réserves possibles, pour lesquelles les chances de récupération s'élèvent respectivement à 50% minimum et à 10% maximum.

Production annuelle

La production annuelle appelle une remarque, qui invite à considérer avec prudence le ratio R / P. Cette remarque porte plus particulièrement sur le pétrole, mais le gaz, le charbon et l'uranium sont concernés également.

L'évolution de la production annuelle de pétrole fait l'objet d'un débat depuis plusieurs années. Alors que l'on tablait sur une production annuelle en augmentation constante jusqu'à l'épuisement des réserves, de plus en plus de spécialistes de la géologie et des matières premières pensent qu'une telle évolution est improbable. Les incertitudes relatives tant aux estimations sur l'exploitation des ressources et leur transformation en réserves qu'à celles sur l'évolution de la demande les ont amenés à envisager différents schémas d'évolution, que l'on peut regrouper en deux types.

Le premier type de schéma s'articule autour de la notion de « pic de Hubbert »¹⁰⁵. « Pour les pessimistes (ASPO), le pic de production serait très proche et devrait se produire d'ici 2015.

¹⁰² Viterbo J. (2012), *Les nouvelles frontières de la production de pétrole*, Chercheurs d'énergies - 7. La production de pétrole, Cahier spécial La Recherche, La Recherche, n°464, mai 2012.

¹⁰³ IFP Energies nouvelles, <http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/espace-decouverte/les-grands-debats/quel-avenir-pour-le-petrole/la-notion-de-reserves>

¹⁰⁴ Viterbo J. (2012).

¹⁰⁵ « Le pic de Hubbert découle de règles établies par le géologue américain King Hubbert en 1956. À partir de toutes les données de production, de réserves, d'historique des découvertes d'une matière première donnée, il est possible de prévoir la courbe de production mondiale de cette matière première. Elle prend une forme proche d'une Gaussienne (distribution normale), avec une croissance jusqu'à un pic de production au-delà duquel elle décroît inéluctablement. » (L. Colombari (direction de recherche), B.



Pour les optimistes, qui tablent sur la capacité d'innovation technologique permettant d'accéder à de nouvelles ressources pétrolières à un coût acceptable, ce pic ne se profilerait pas avant l'horizon 2030 (USGS, AIE). »¹⁰⁶ « [...] un consensus se dégage [cependant] sur les zones qui ont dépassé leur pic de production (États-Unis depuis les années 70, Canada, mer du Nord, etc.) [...] »¹⁰⁷

Le second type de schéma [...] « est aujourd'hui considéré comme le plus probable par bon nombre de spécialistes, ces derniers pariant plutôt sur l'arrivée d'un pseudo plateau de production mondial consécutif à une limitation des volumes produits [liée à une limitation de l'offre et/ou de la demande]¹⁰⁸. »¹⁰⁹

Ratio R / P

Le ratio R / P exprime le nombre d'années de production restant, à production annuelle constante. Comme signalé plus haut, ce ratio devrait être considéré avec prudence, eu égard au débat relatif à l'évolution de la production annuelle.

Pour chaque source d'énergie primaire, est calculée la valeur du ratio R / P pour le monde (AM) et pour les pays fournisseurs (A), soit :

$$AM_i = RM_i / PM_i$$

où

i = source d'énergie primaire
= 1... X

RM_i = réserves (prouvées) mondiales de la source d'énergie primaire i

PM_i = production mondiale de la source d'énergie primaire i

Annen, M. Badot, N. Livrozet, C. Mounier, E. Murlon-Druol, H. René, K. Sader, *Géopolitique de l'énergie : risques et enjeux pour la Défense*, Centre d'études et de recherche de l'enseignement militaire supérieur, 1er juillet 2006).

¹⁰⁶ IFP Energies nouvelles, <http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/espace-decouverte/les-grands-debats/quel-avenir-pour-le-petrole/la-notion-de-reserves>

¹⁰⁷ Connaissance des énergies, <http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/pic-petrolier>

¹⁰⁸ « [Offre:] volonté des pays producteurs de gérer leurs « stocks » d'hydrocarbures pour préserver leurs revenus futurs, délais de mise en production de plus en plus longs (gisements de plus en plus éloignés des zones de consommation ou tout simplement des zones déjà équipées), déficits d'investissements locaux [; ... demande :] augmentation des prix, politiques volontaristes pour faire des économies d'énergie et développer les énergies alternatives. »

¹⁰⁹ IFP Energies nouvelles, <http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/espace-decouverte/les-grands-debats/quel-avenir-pour-le-petrole/la-notion-de-reserves>

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

$$A_{fi} = R_{fi} / P_{fi}$$

où

f = pays fournisseur de la Belgique
= 1... W

i = source d'énergie primaire
= 1... X

R_{fi} = réserves (prouvées) du pays fournisseur de la Belgique f de la source d'énergie primaire i

P_{fi} = production du pays fournisseur de la Belgique f de la source d'énergie primaire i

Ressources récupérables restantes

La notion de ressources récupérables restantes (RRR), bien que plus incertaine, offre une meilleure indication du potentiel de production à long terme que celle de réserves prouvées. Les ressources récupérables restantes se définissent comme la différence entre les ressources ultimes récupérables et la production cumulée.¹¹⁰ Les ressources ultimes récupérables couvrent les quantités susceptibles d'être extraites du début à la fin de la production. La production cumulée correspond aux quantités produites jusqu'au moment de l'estimation.

Biomasse et géothermie

Evaluer les réserves de biomasse à finalité énergétique est un exercice complexe, mêlant des difficultés techniques et des problèmes éthiques. De nombreux travaux ont été menés jusqu'à présent, dont certains ont été examinés dans le cadre de l'étude « Towards 100% renewable energy in Belgium by 2050 »¹¹¹. Cette étude, réalisée en 2012 à la demande des quatre ministres de l'Energie de la Belgique (fédéral et régionaux), a été utilisée dans le cadre de l'analyse quantitative de l'EPE2, notamment pour déterminer les potentiels de sources d'énergie renouvelables du scénario *EE/RES++*. Le lecteur est donc renvoyé vers cette étude, tandis que les lignes qui suivent rappellent ce que l'on entend par « biomasse ».

Dans la directive relative à la promotion des sources d'énergie renouvelables¹¹², la biomasse est définie comme « la fraction biodégradable des produits, des déchets et des résidus d'origine biologique provenant de l'agriculture (y compris les substances végétales et animales), de la sylviculture et des industries connexes, y compris la pêche et l'aquaculture, ainsi que la fraction biodégradable des déchets industriels et municipaux ».

¹¹⁰ McGlade Ch. (2010), *Uncertainties in estimating remaining recoverable resources of conventional oil*, University College London, 7th July 2010.

¹¹¹ Federal Planning Bureau, ICEDD and VITO (2012).

¹¹² Journal officiel de l'Union européenne (2009a).



« [...] les ressources en biomasse peuvent être classées en plusieurs catégories, selon leurs origines :

- le bois, sous forme de bûches, granulés et plaquettes ;
- les sous-produits du bois qui recouvrent l'ensemble des déchets produits par l'exploitation forestière (branchage, écorces, sciures, etc.), par les scieries (sciures, plaquettes, etc.), par les industries de transformation du bois (menuiseries, fabricants de meubles, parquets) et par les fabricants de panneaux ainsi que les emballages tels que les palettes ;
- les sous-produits de l'industrie tels les boues issues de la pâte à papier (liqueur noire) et les déchets des industries agroalimentaires (marcs de raisin et de café, pulpes et pépins de raisin, etc.) ;
- les produits issus de l'agriculture traditionnelle (céréales, oléagineux), [les] résidus tels que la paille, la bagasse (résidus ligneux de la canne à sucre) et les nouvelles plantations à vocation énergétique telles que les taillis à courte rotation (saules, miscanthus, etc.) ;
- les déchets organiques tels que les déchets urbains comprenant les boues d'épuration, les ordures ménagères, et les déchets en provenance de l'agriculture tels que les effluents agricoles. »¹¹³

En ce qui concerne la géothermie, son potentiel ayant également été évalué dans le cadre de l'étude « Towards 100% renewable energy in Belgium by 2050 », le lecteur est invité à se référer à cette étude.

Emissions et déchets polluants

Toutes les sources d'énergie concourant à la production d'électricité ont un impact environnemental, même si celui des sources d'énergie renouvelables est limité pour certains polluants. Sont évoqués ici les effets environnementaux principaux, qui sont aussi les plus pertinents dans le cadre d'une EPE.

En ce qui concerne les sources d'énergie fossiles, le principal inconvénient réside dans la production du dioxyde de carbone (CO₂). Gaz à effet de serre, le CO₂ est également responsable des pollutions acides. Son impact s'inscrit dans le long terme, sa durée de vie dans l'atmosphère atteignant plusieurs siècles. Les sources d'énergie fossiles émettent encore du dioxyde de soufre (SO₂) et des oxydes d'azote (NO_x), eux aussi responsables des pollutions acides.

¹¹³ Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie de la République française, <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Presentation-generale.13558.html>

Pour chacun des polluants, on peut déterminer la quantité d'émissions émanant des centrales électriques par habitant ou par unité de PIB :

- émissions de CO₂ par habitant :

$$\text{CO}_2\text{H} = \text{CO}_2 / \text{H}$$

où

CO₂ = émissions de CO₂ par les centrales électriques

H = nombre d'habitants

- émissions de CO₂ par unité de PIB :

$$\text{CO}_2\text{PIB} = \text{CO}_2 / \text{PIB}$$

où

CO₂ = émissions de CO₂ par les centrales électriques

PIB = produit intérieur brut

- émissions de NO_x par habitant :

$$\text{NO}_x\text{H} = \text{NO}_x / \text{H}$$

où

NO_x = émissions de NO_x par les centrales électriques

H = nombre d'habitants

- émissions de NO_x par unité de PIB :

$$\text{NO}_x\text{PIB} = \text{NO}_x / \text{PIB}$$

où

NO_x = émissions de NO_x par les centrales électriques

PIB = produit intérieur brut

- émissions de SO₂ par habitant :

$$\text{SO}_2\text{H} = \text{SO}_2 / \text{H}$$

où

SO₂ = émissions de SO₂ par les centrales électriques

H = nombre d'habitants



- émissions de SO₂ par unité de PIB :

$$\text{SO}_2\text{PIB} = \text{SO}_2 / \text{PIB}$$

où

SO₂ = émissions de SO₂ par les centrales électriques

PIB = produit intérieur brut

Il convient de noter qu'une diminution des émissions du secteur de la production d'électricité peut être liée à une augmentation des importations d'électricité. Si le pays de provenance des importations dispose d'un parc de production polluant, la réduction des émissions dans le pays importateur est (partiellement) compensée par l'accroissement des émissions dans le pays de production. Afin de tenir compte de cette possibilité, il est proposé d'assortir les critères susmentionnés de la valeur des importations d'électricité.

Les sources d'énergie minérales, utilisées dans les centrales nucléaires, produisent, quant à elles, des déchets radioactifs. La plupart de ces déchets sont peu ou moyennement radioactifs et ont une durée de vie de moins de 300 ans. Ils sont généralement (y compris en Belgique¹¹⁴) entreposés dans des centres de stockage de surface gérés par un organisme spécialisé. Pour les déchets restants, responsables de l'essentiel de la radiotoxicité totale, un mode de gestion doit encore être choisi dans la plupart des pays concernés (dont la Belgique¹¹⁵). En attendant, ils sont également entreposés dans des conditions de sûreté et de contrôle très strictes.

Pour ces sources d'énergie, la production de déchets radioactifs par unité d'énergie produite (DRU) apparaît comme le critère d'évaluation le plus approprié :

$$\text{DRU} = \text{DR} / \text{EP}$$

où

DR = quantité de déchets radioactifs produite par les centrales électriques

EP = énergie produite par les centrales électriques

Les données nécessaires à la mise en œuvre des critères relatifs aux émissions et déchets polluants peuvent être obtenues par le biais de l'évaluation stratégique environnementale (SEA).

¹¹⁴ Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies (ONDRAF), <http://www.ondraf.be/content/d%C3%A9p%C3%B4t-en-surface-des-d%C3%A9chets-de-cat%C3%A9gorie>

¹¹⁵ Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies (ONDRAF), <http://www.ondraf.be/content/gestion-%C3%A0-long-terme-des-d%C3%A9chets-des-cat%C3%A9gories-b-et-c>

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

3.3. Mise en œuvre des critères d'évaluation et recommandations

Avant de mettre en œuvre les critères d'évaluation exposés précédemment, il faut rappeler un constat fondamental et en déduire la recommandation qui s'impose.

Dans les premières lignes du point 3.2, il est écrit : « bien que des indicateurs aient été proposés par des experts ou des économistes, il n'existe pas de consensus sur les critères appropriés à l'évaluation de la sécurité d'approvisionnement énergétique et, a fortiori, de la sécurité d'approvisionnement en électricité ». Or, de tels critères, adaptés aux spécificités de la Belgique, sont essentiels à une évaluation la plus précise possible de la sécurité d'approvisionnement en électricité du pays, elle-même support indispensable à la formulation de recommandations efficaces. Par conséquent, il est recommandé de développer une batterie de critères permettant de mesurer la sécurité d'approvisionnement en électricité de la Belgique, qui pourrait prendre la forme d'un tableau de bord.

Recommandation : développer une batterie de critères permettant de mesurer la sécurité d'approvisionnement en électricité de la Belgique sous la forme d'un tableau de bord.

Pour mettre en œuvre les critères d'évaluation, diverses sources de données sont utilisées, mais principalement les chiffres de l'Observatoire de l'Energie¹¹⁶ et de l'Agence internationale de l'Energie ainsi que les résultats de l'analyse quantitative de l'EPE2. Parmi ces résultats, sont exploitées, en particulier, les informations contenues dans les deux tableaux du point Evaluation générale des scénarios, qui résument les impacts positifs et négatifs des scénarios étudiés par rapport au scénario Nuc-1800 respectivement pour 2020 et 2030.

Dans la mesure du possible, les critères d'évaluation sont mis en œuvre de façon à permettre des comparaisons dans le temps et dans l'espace. Pour ce qui est du temps, le choix des années est dicté essentiellement par la disponibilité des données. En ce qui concerne l'espace, le choix des pays repose sur les proximités technique et/ou commerciale en matière d'électricité. Les pays retenus sont, d'une part, les pays de la région de l'Europe du Centre-Ouest (Central Western Europe ou CWE) autres que la Belgique, c'est-à-dire la France, le Luxembourg, l'Allemagne et les Pays Bas, d'autre part, le Royaume-Uni (UK). Les pays CWE sont déjà proches les uns des autres : leurs réseaux de transport sont interconnectés¹¹⁷ et leurs marchés sont couplés depuis fin 2010¹¹⁸. Le Royaume-Uni devrait être connecté à la Belgique à l'horizon 2018 (commencement des travaux début 2015 et mise en

¹¹⁶ Observatoire de l'Energie (DG Energie) (2013), *Le marché de l'énergie 2010*, 2013.

¹¹⁷ Il n'existe pas encore de connexion électrique directe entre la Belgique et l'Allemagne. Néanmoins, une telle connexion est planifiée pour 2016-2018 (début des travaux mi-2016 et mise en service fin 2018), dans le cadre du projet ALEGRO, qui prévoit la construction d'une liaison souterraine en courant continu entre Lixhe (Visé) en Belgique et Oberzier (Aachen) en Allemagne, en passant par le point frontière de Eynatten (Raeren).

¹¹⁸ Un protocole d'accord a été signé le 6 juin 2007 par les gouvernements, les régulateurs, les gestionnaires de réseau de transport d'électricité, les bourses de l'énergie et les associations électriques des pays de cette région (Forum Pentalatéral de l'Energie). Ce protocole a pour objectif d'améliorer la sécurité d'approvisionnement et d'encourager l'analyse, le développement et l'implémentation du couplage de marché flow-based entre les cinq pays de la région. Un couplage de marché basé sur la capacité de transport disponible (Available Transmission Capacity ou ATC) a été lancé comme solution intermédiaire le 9 novembre 2010 et a permis de relier les régions CWE et Nordic (pays scandinaves).



service fin 2018), par le biais d'une liaison souterraine (sous la mer du Nord) en courant continu entre Richborough au Royaume-Uni et Zeebruges en Belgique (projet NEMO).

3.3.1. Diversité

Les informations disponibles permettent d'évaluer la diversité des sources d'énergie primaires entrant dans la production d'électricité passée et future et des pays fournisseurs de sources d'énergie primaires pour le système énergétique belge en général (pour le passé uniquement). La diversité des technologies de production d'électricité n'est pas évaluée, car le manque de détail de certaines informations a pour conséquence qu'elle se différencie peu de la diversité des sources d'énergie primaires.

Il est donc proposé d'examiner :

- la diversité des sources d'énergie primaires entrant dans la production d'électricité ;
- la diversité des pays fournisseurs de sources d'énergie primaires ;
- la part de la production de sources d'énergie primaires dans la consommation intérieure brute de sources d'énergie primaires ;
- la dépendance électrique.

Diversité des sources d'énergie primaires entrant dans la production d'électricité

En Belgique comme dans la plupart des autres pays du CWE (excepté le Luxembourg, dépourvu de nucléaire) et le Royaume-Uni, la production d'électricité fait appel à huit sources d'énergie primaires : le pétrole, le gaz naturel, le charbon, la chaleur nucléaire, la biomasse, le vent, le soleil et l'eau.

Dans le tableau 16 et le tableau 17, est calculé l'indice de diversité (ID) de Shannon-Wiener des sources d'énergie primaires entrant dans la production d'électricité d'abord pour le passé, puis pour l'avenir.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Tableau 16. Indice de diversité de Shannon-Wiener des sources d'énergie primaires entrant dans la production d'électricité, pays CWE et UK, 2005-2011

	2005	2008	2009	2010	2011
Belgique	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3
Allemagne	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5
France	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9
Luxembourg	0,7	0,8	0,8	0,8	0,9
Pays-Bas	1,2	1,2	1,1	1,1	1,2
Royaume-Uni	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4
Moyenne des pays observés	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2

Note : les valeurs de 2011 sont basées sur des estimations (au moment des calculs, ni l'AIE, ni Eurostat n'avaient encore publié les chiffres définitifs).

Source : Observatoire de l'Energie (DG Energie), AIE¹¹⁹.

Depuis 2005, la Belgique dispose, chaque année, d'un mix électrique plus diversifié que celui de la moyenne des autres pays considérés. Avec ses 79% de production nucléaire en 2011, la France montre l'ID le plus faible, tandis que l'Allemagne affiche l'ID le plus élevé.

Entre 2005 et 2011 en Belgique, les parts respectives du solaire, du gaz naturel, de l'éolien et de la biomasse ont augmenté de 1,3%, 2,0%, 2,3% et 3,9%, tandis que les parts respectives du charbon, du pétrole et du nucléaire ont diminué de 6,1%, 1,7% et 1,2%. Cette évolution a conduit à un accroissement de l'ID de 0,1 unité, témoignant d'une amélioration de la diversité du mix électrique belge au cours du temps.

Tableau 17. Indice de diversité de Shannon-Wiener des sources d'énergie primaires entrant dans la production d'électricité - Comparaison des scénarios alternatifs avec le scénario de base Nuc-1800, Belgique, 2020-2030

	<i>Nuc-1800</i>	<i>Coal</i>	<i>No-imp</i>	<i>18%EE</i>	<i>EE/RES++</i>
2020	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5
	=	=	-	=	+
2030	1,0	1,4	0,9	1,0	1,3
		+++	-	+	+++

Note :

= : équivalent au scénario Nuc-1800 ;

+ à +++ : amélioration par rapport au scénario Nuc-1800 (+ : 1% < amélioration < 10% ; ++ : amélioration entre 10 et 30% ; +++ : amélioration de plus de 30%) ;

- à --- : détérioration par rapport au scénario Nuc-1800 (- : 1% < détérioration < 10% ; -- : détérioration entre 10 et 30% ; --- : détérioration de plus de 30%).

Source : BFP, Observatoire de l'Energie (DG Energie).

En 2020, seul, le scénario *EE/RES++* présente un ID supérieur à celui du scénario *Nuc-1800*. En 2030, les scénarios *Coal* et *EE/RES++* ont un ID supérieur de plus de 30% à celui du scénario *Nuc-1800*. En favorisant une production interne recourant davantage aux centrales au gaz naturel, le scénario *No-imp* est le seul scénario à enregistrer une détérioration de l'ID par rapport au scénario *Nuc-1800*.

¹¹⁹ International Energy Agency (IEA, 2012b), *IEA statistics - Electricity information*, 2012.



Dans tous les scénarios, la valeur de l'ID de 2020 est supérieure à celle de 2011. La situation diffère en 2030, avec la perte des capacités nucléaires et la montée en puissance du gaz naturel. A cet horizon, seuls, les scénarios *Coal* et *EE/RES++* atteignent une valeur supérieure à celle de 2011, le gaz naturel y étant moins présent (respectivement 47,9% et 48,8%).

Ces observations, bien cohérentes avec l'appréciation qualitative des tableaux du point Evaluation générale des scénarios en matière de dépendance au gaz naturel, incitent à conseiller de surveiller la dépendance au gaz naturel, dans le respect de la liberté de choix des opérateurs du marché de l'électricité, à favoriser les travaux de la Task Force gaz L, consacrés à la conversion au gaz à pouvoir calorifique élevé (gaz H) des consommateurs belges de gaz à faible pouvoir calorifique (gaz L), et à renforcer la politique en cas de crise d'approvisionnement en gaz naturel, conformément aux exigences du troisième paquet énergie européen.

Recommandations :

- surveiller la dépendance au gaz naturel, dans le respect de la liberté de choix des opérateurs du marché de l'électricité ;
- favoriser les travaux de la Task Force gaz L, consacrés à la conversion au gaz à pouvoir calorifique élevé (gaz H) des consommateurs belges de gaz à faible pouvoir calorifique (gaz L) ;
- renforcer la politique en cas de crise d'approvisionnement en gaz naturel, conformément aux exigences du troisième paquet énergie européen.

Diversité des pays fournisseurs de sources d'énergie primaires¹²⁰

Les informations disponibles ne permettent de calculer l'indice de diversité (ID) de Shannon-Wiener des pays fournisseurs par source d'énergie primaire que pour le passé, pour le système énergétique en général et pour les sources d'énergie fossiles (voir tableau 18).

Etant donné que les pays importateurs ne correspondent pas nécessairement aux pays exportateurs et que c'est l'approvisionnement de la Belgique qui est concerné, seules, les importations sont prises en considération dans les calculs (pas d'importations nettes incluant les quantités exportées). Par ailleurs, sont exclues les quantités répertoriées dans les catégories « autres » et « pays non-spécifiés » des statistiques de l'AIE.

¹²⁰ SAEN.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Tableau 18. Indice de diversité de Shannon-Wiener des pays fournisseurs par source d'énergie primaire, pays CWE et UK, 2009-2011

	2009	2010	2011
Pétrole¹²¹			
Belgique	2,1	2,0	1,9
Allemagne	2,3	2,3	2,4
France	2,7	2,7	2,7
Luxembourg	0,8	0,9	0,8
Pays-Bas	2,8	2,8	2,8
Royaume-Uni	2,2	2,1	2,1
Moyenne des pays observés	2,1	2,1	2,1
Gaz naturel			
Belgique	1,4	1,5	1,5
Allemagne	1,1	1,1	1,1
France	1,6	1,7	1,8
Luxembourg	1,0	1,0	1,0
Pays-Bas	1,3	1,2	1,1
Royaume-Uni	1,4	1,4	1,3
Moyenne des pays observés	1,3	1,3	1,3
Charbon¹²²			
Belgique	1,5	1,4	1,3
Allemagne	1,8	1,8	1,2
France	1,8	1,9	1,8
Luxembourg	0,0	0,0	0,1
Pays-Bas	1,5	1,5	1,4
Royaume-Uni	1,6	1,6	1,5
Moyenne des pays observés	1,4	1,4	1,3

Note : les valeurs de 2011 sont basées sur des estimations (au moment des calculs, ni l'AIE, ni Eurostat n'avaient encore publié les chiffres définitifs).

Source : Observatoire de l'Energie (DG Energie), AIE¹²³.

La part de chaque pays fournisseur dans l'ensemble des pays fournisseurs, en tant que pivot de la formule de l'ID des pays fournisseurs, constitue le facteur explicatif essentiel de l'évolution de ce dernier. En outre, elle est utile pour l'évaluation d'autres critères de la vulnérabilité électrique : la stabilité des pays fournisseurs (voir Stabilité des pays fournisseurs dans 0) et la raréfaction des ressources dans les pays fournisseurs (voir Raréfaction des ressources dans 0). C'est pourquoi, cette part est présentée dans le graphique 43 pour chaque source d'énergie primaire. Le pétrole étant fourni à la Belgique par une vingtaine de pays, un souci de clarté conduit à ne distinguer que les dix plus importants (dont la part est supérieure à 1% en 2011 ; les autres sont agrégés sous l'appellation « divers »).

¹²¹ Produits pétroliers.

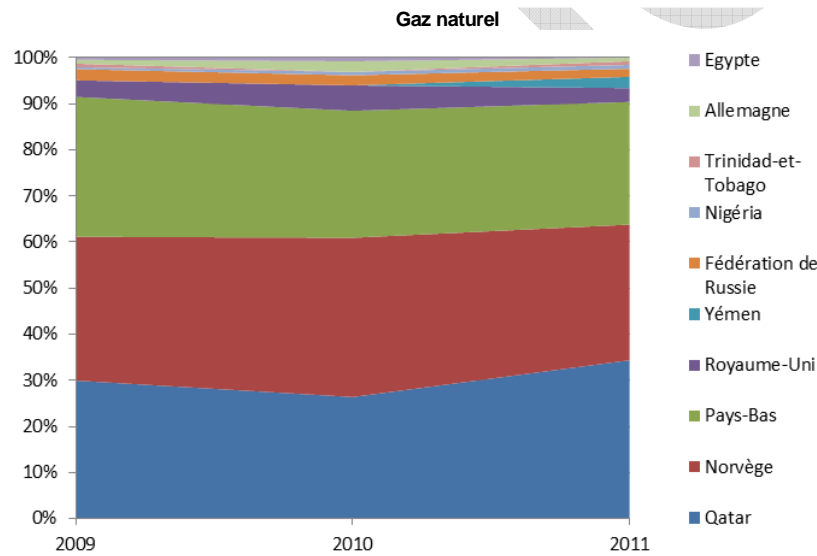
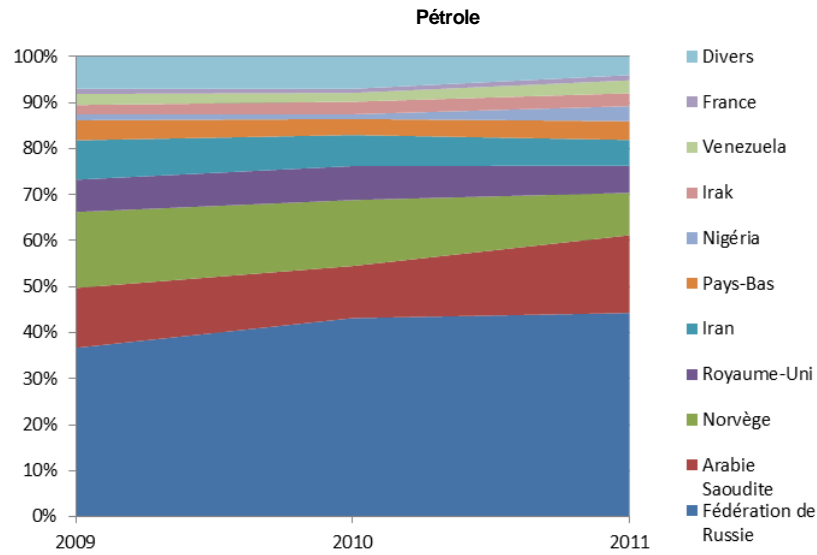
¹²² Combustibles solides.

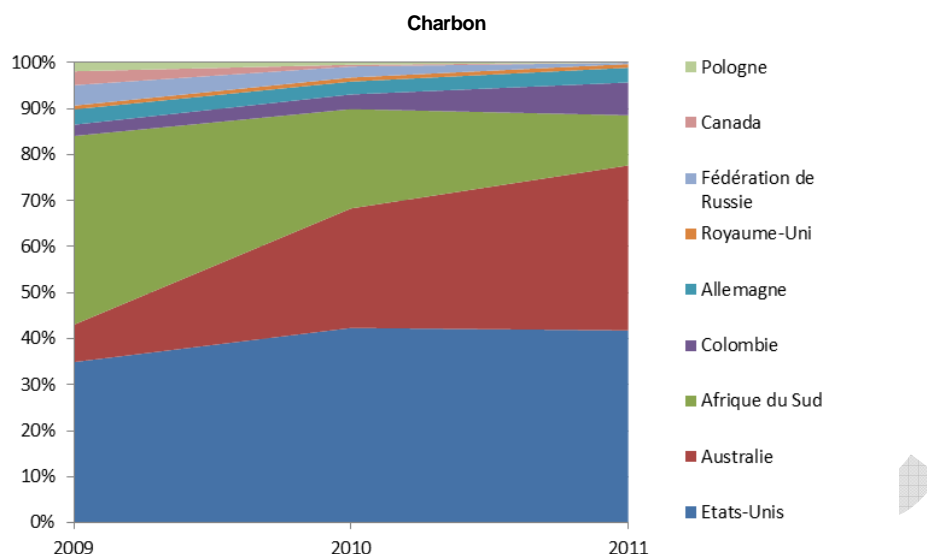
¹²³ IEA (2012b) ; International Energy Agency (IEA, 2012a), *IEA statistics - Coal information*, 2012 ; International Energy Agency (IEA, 2012d), *IEA statistics - Oil information*, 2012 ; International Energy Agency (IEA, 2012c), *IEA statistics - Natural gas information*, 2012.



Graphique 43. Parts des pays fournisseurs de la Belgique dans l'ensemble des pays fournisseurs par source d'énergie primaire, 2009-2011

%





Note : les valeurs de 2011 sont basées sur des estimations (au moment des calculs, ni l'AIE, ni Eurostat n'avaient encore publié les chiffres définitifs).

Source : Observatoire de l'Energie (DG Energie), AIE¹²⁴.

De 2009 à 2011, bien que la Belgique, tout comme le Luxembourg, montre un ID des pays fournisseurs de pétrole inférieur à la moyenne des pays comparés, elle enregistre des valeurs absolues importantes. Seuls la Fédération de Russie, l'Arabie Saoudite, la Norvège, le Royaume-Uni et l'Iran fournissent en effet à la Belgique des quantités supérieures à 5% de la quantité totale importée. Malgré la faible diminution de l'ID de 0,2 unité (-9,5%) observée sur la période, cette situation permet de conclure à un niveau de diversité satisfaisant. Par ailleurs, il convient de noter que le pétrole intervient peu dans la production d'électricité (0,3% en 2011 ; de l'ordre de 2,0% en 2020 et en 2030).

L'ID de la fourniture en gaz naturel, par contre, présente des valeurs supérieures aux valeurs moyennes des pays comparés pour toutes les années étudiées. La présence du terminal gazier à Zeebrugge et d'un réseau de gazoducs transfrontaliers très développé contribuent à ce résultat, en facilitant l'importation de gaz naturel, que ce soit pour la consommation belge ou le transport de frontière à frontière. Comme de nombreux pays fournissent des quantités relativement limitées de gaz naturel à la Belgique (seuls, le Qatar, la Norvège, les Pays-Bas et le Royaume-Uni¹²⁵ livrent chacun plus de 5% de la quantité totale importée), le niveau de l'ID est élevé et considéré comme satisfaisant.

Entre 2009 et 2011, l'ID belge des pays fournisseurs de charbon reste supérieur à la moyenne des pays comparés, l'ID du Luxembourg influençant fortement cette moyenne. Celui-ci diminue de 0,2 unité (-13,4%) sur la période, en raison principalement de l'accroissement notable de la part de l'Australie dans la quantité totale importée (de 8 à 36%). Bien qu'il ne semble pas y avoir matière à s'inquiéter, il est proposé, dans le respect de la

¹²⁴ IEA (2012b), IEA (2012a), IEA (2012d), IEA (2012c).

¹²⁵ Sauf en 2011.



liberté de choix des opérateurs du marché du charbon, de veiller à conserver ce niveau de diversité pour le cas où, malgré la faiblesse environnementale du charbon, de nouveaux investissements basés sur celui-ci¹²⁶ seraient consentis après 2020.

Recommandation : dans le respect de la liberté de choix des opérateurs du marché du charbon, veiller à conserver le niveau actuel de diversité des pays fournisseurs de charbon, pour le cas où de nouveaux investissements basés sur celui-ci seraient consentis après 2020.

Part de la production de sources d'énergie primaires dans la consommation intérieure brute de sources d'énergie primaires¹²⁷

Les données disponibles ne permettent de déterminer la part de la production de sources d'énergie primaires dans la consommation intérieure brute que des sources d'énergie fossiles et d'une partie de la biomasse : le bois et les déchets de bois¹²⁸ (voir tableau 19).

¹²⁶ Munis d'un dispositif de captage et stockage du carbone (CCS).

¹²⁷ SAEN.

¹²⁸ Le bois et les déchets de bois ont assumé 66,5% de la production belge d'électricité à partir de biomasse en 2011, soit 2,4 points de pourcentage de plus qu'en 2005 (Observatoire de l'Energie - DG Energie).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Tableau 19. Part de la production de sources d'énergie primaires dans la consommation intérieure brute de sources d'énergie primaires, pays CWE et UK, 2008-2011

	2008	2009	2010	2011
	%			
Pétrole et produits pétroliers				
Belgique	3,8	5,7	6,9	3,4
Allemagne	6,0	6,6	6,1	6,5
France	4,6	4,8	4,8	4,7
Luxembourg	0,0	0,0	0,0	0,0
Pays-Bas	8,4	7,7	5,5	5,8
Royaume-Uni	94,0	94,9	88,1	74,1
Gaz naturel				
Belgique	0,0	0,0	0,0	0,0
Allemagne	16,4	16,0	14,5	15,3
France	2,1	2,0	1,6	1,4
Luxembourg	0,0	0,0	0,0	0,0
Pays-Bas	172,2	160,8	161,4	168,3
Royaume-Uni	74,2	68,8	60,5	57,6
Combustibles solides				
Belgique	0,0	0,0	0,0	0,0
Allemagne	-	63,8	58,5	61,9
France	-	0,6	1,2	0,7
Luxembourg	0,0	0,0	0,0	0,0
Pays-Bas	0,0	0,0	0,0	0,0
Royaume-Uni	-	35,9	36,0	36,0
Bois et déchets de bois				
Belgique	59,9	61,2	64,8	64,8
Allemagne	100,0	100,0	100,0	100,0
France	100,0	100,0	100,0	100,0
Luxembourg	99,7	99,7	99,8	100,0
Pays-Bas	94,0	81,1	75,0	80,2
Royaume-Uni	75,7	79,4	70,2	73,7

Note : les valeurs de 2011 sont basées sur des estimations (au moment des calculs, ni l'AIE, ni Eurostat n'avaient encore publié les chiffres définitifs).

Source : Observatoire de l'Energie (DG Energie), AIE¹²⁹.

La Belgique n'est pas une région pétrolière et ce, à l'inverse des autres pays observés (hors Luxembourg). La présence de deux raffineries importantes, situées dans la région d'Anvers, au cœur d'un pôle économique et pétrochimique essentiel pour le pays, a néanmoins permis de traiter 35476 kt de pétrole brut et de produits intermédiaires en 2010¹³⁰.

Le tableau 19 montre une part de la production dans la consommation intérieure brute de pétrole et produits pétroliers relativement faible. Une légère augmentation de celle-ci s'observe néanmoins entre 2008 et 2009 (augmentation de 1,9 point de pourcentage) et

¹²⁹ IEA (2012b), IEA (2012a), IEA (2012d), IEA (2012c).

¹³⁰ Observatoire de l'Energie (DG Energie) (2013), p. 32.



s'explique essentiellement par les effets de la crise économique sur la consommation globale de produits pétroliers.

Comme le secteur de la transformation (production d'électricité et de chaleur) belge a seulement consommé 0,1% du diesel, 0,8% du fioul lourd, 2,9% des gaz de raffinerie et 9,1% du pétrole lampant raffinés en Belgique en 2010¹³¹ et que la part de ces produits dans le mix électrique est projetée constante d'ici 2030, il peut être conclu que le secteur électrique belge est indépendant sur le plan des produits pétroliers.

Néanmoins, un problème pourrait se poser si, comme le craint le secteur pétrolier, les raffineries belges venaient à être délocalisées vers l'extérieur de l'Europe, en raison du coût des politiques environnementale et énergétique de celle-ci, qui est plus élevé que celui des autres régions du monde. Dans ce cas, l'approvisionnement en combustible des centrales électriques concernées deviendrait plus cher. Or, celles-ci sont déjà très coûteuses, car elles ne fonctionnent que lors des pointes de consommation. Cette menace invite à surveiller la viabilité du secteur du raffinage belge à l'horizon 2030.

En ce qui concerne le gaz naturel, la Belgique est entièrement dépendante des importations et de ses stocks. Une manière de diminuer cette dépendance serait de suivre la piste du gaz non conventionnel. Néanmoins, cette piste comporte des écueils non négligeables en terme d'environnement (voir Raréfaction des ressources dans 0). La Flandre s'y est déjà engagée, en accordant un permis pour la recherche d'hydrocarbures sur son territoire.¹³² A l'échelon fédéral, la possibilité d'exploiter du gaz non conventionnel dépendra des études en cours sur ce sujet. Il est donc recommandé d'être attentif à la qualité des résultats de ces études.

Le dernier charbonnage belge en exploitation ayant cessé ses activités commerciales et industrielles en 1980, la part de production de charbon dans sa consommation intérieure brute est nulle depuis et devrait le rester d'ici 2030. La part des combustibles solides dans le mix électrique étant seulement de 6,0% (correspondant à 3404 GWh de charbons bitumineux, 56 GWh de coke de cokerie et 1915 GWh de gaz de haut fourneau) en 2011 et étant supposée s'amenuiser d'ici 2020, aucun risque majeur n'est détecté pour la sécurité d'approvisionnement en électricité à ce stade.

Pour le bois et les déchets de bois, le tableau 19 montre que la Belgique est davantage dépendante aux importations que les autres pays observés. Des réserves doivent toutefois être émises quant à la qualité des données allemandes et françaises. La situation belge s'améliore légèrement au fil du temps (de 4,9 points de pourcentage entre 2008 et 2010/2011). Des statistiques plus précises sur l'origine du bois permettraient de déterminer si la croissance de la production va de pair avec une augmentation de la production de bois rond¹³³ ou avec une augmentation des déchets issus de processus économiques. De telles

¹³¹ Observatoire de l'Energie et IEA (2012d).

¹³² Moniteur belge (2013), *Arrêté du Gouvernement flamand accordant un permis de recherche d'hydrocarbures à la SA « Mijnen » pour une zone de 363,09 km² sur le territoire des communes de As, Beringen, Dilsen-Stokkem, Genk, Ham, Hasselt, Heusden-Zolder, Houthalen-Helchteren, Leopoldsburg, Maasmechelen, Meeuwen-Gruitrode, Opglabbeek, Zonhoven et Zutendaal*, 11 juin 2013.

¹³³ « La production de bois rond (terme synonyme de quantités enlevées dans le contexte sylvicole) correspond à toutes les quantités de bois enlevées des forêts, des autres superficies boisées et des arbres hors forêts pendant une période donnée » (Eurostat).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

statistiques pourraient être obtenues par le remplissage détaillé du questionnaire JWEE (Joint Wood Energy Enquiry) des Nations Unies (UNECE¹³⁴ et FAO¹³⁵)¹³⁶.

La production d'électricité à partir de biomasse est en augmentation dans tous les scénarios étudiés dans l'analyse quantitative de l'EPE2 (voir L'offre d'électricité et Efficacité énergétique et production électrique plus verte : le scénario *EE/RES++* en particulier), pour atteindre une part de la production comprise entre 7,8% (scénario *No-imp*) et 10% (scénario *EE/RES++*) en 2020 et entre 8,9% (scénario *No-imp*) et 17,0% (scénario *EE/RES++*) en 2030. Par conséquent, l'approvisionnement en bois et en déchets de bois devrait bénéficier d'un suivi renforcé, qui accorde une attention particulière à la gestion durable des forêts¹³⁷, dans le respect de la liberté de choix des acteurs économiques. Ce suivi nécessiterait, lui aussi, des statistiques pointues sur les origines de l'approvisionnement en bois (questionnaire JWEE). Il devrait également s'appuyer sur une connaissance des processus logistiques à mettre en œuvre (acheminement, stockage, etc.).

Recommandations :

- surveiller la viabilité du secteur du raffinage belge à l'horizon 2030 ;
- être attentif à la qualité des résultats des études relatives au gaz non conventionnel ;
- renforcer le suivi de l'approvisionnement en bois et en déchets de bois, en particulier sous l'angle de la gestion durable des forêts, dans le respect de la liberté de choix des acteurs économiques, en améliorant les statistiques (remplissage du questionnaire JWEE) et en développant la connaissance des processus logistiques à mettre en œuvre (acheminement, stockage, etc.).

Dépendance électrique

Dans les tableau 20 et tableau 21 est présentée la dépendance électrique¹³⁸ de 2009 à 2010 ainsi qu'en 2020 et 2030.

¹³⁴ United Nations Economic Commission for Europe (Commission économique des Nations Unies pour l'Europe).

¹³⁵ Food and Agriculture Organization of the United Nations (Organisation des Nations Unies pour l'alimentation et l'agriculture).

¹³⁶ <http://www.unece.org/forests/jwee.html>

¹³⁷ Voir les labels de certification FSC (<http://www.fsc.org>) et PEFC (<http://www.pefc.be/>).

¹³⁸ Calculée sur la base des importations nettes (importations – exportations).



Tableau 20. Indicateur de dépendance électrique, pays CWE et UK, 2009-2010

	2009	2010	%
Belgique	-2,3		0,7
Allemagne	-2,4		-2,7
France	-5,8		-6,5
Luxembourg	55,7		62,1
Pays-Bas	4,5		2,5
Royaume-Uni	0,9		0,8

Source : AIE¹³⁹.

Les importations nettes d'électricité en Belgique ont toujours été positives et ce, à l'exception des années 1990, 1991 et 2009. Afin de répondre à la demande, l'achat d'électricité sur les marchés à prix élevés est préféré à l'utilisation des centrales d'appoint et flexibles¹⁴⁰ peu rentables (le coût de l'entretien de ces centrales peut être élevé). Les importations nettes négatives de 2009 s'expliquent par la crise économique et par la baisse de la demande d'électricité qui s'en est suivie.

Les trois pays avec lesquels la Belgique échange actuellement de l'électricité sont la France, les Pays-Bas et le Luxembourg. Des interconnexions sont prévues à moyen terme avec l'Allemagne et le Royaume-Uni (voir p. 117). La France, qui était traditionnellement exportatrice d'électricité eu égard à sa puissance nucléaire colossale, devient peu à peu et temporairement importatrice, en raison, d'une part, de l'augmentation du taux d'équipement des particuliers en appareils électriques et électroniques, d'autre part, de l'apparition de conditions climatiques défavorables, qui encouragent l'utilisation de chauffages électriques aux pointes de consommation.¹⁴¹

¹³⁹ IEA (2012b).

¹⁴⁰ Centrales thermiques présentant une grande flexibilité (démarrage en moins d'une heure) ; il s'agit des centrales à turbines gaz-vapeur – TGV.

¹⁴¹ Silvestre S. (25 janvier 2013), *Comment la France a-t-elle pu devenir importateur net d'électricité ?*, tiré de <http://www.atlantico.fr/decryptage/comment-france-t-elle-pu-devenir-importateur-net-electricite-stephan-silvestre-616154.html>

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Tableau 21. Indicateur de dépendance électrique, Belgique, 2020-2030

	<i>Nuc-1800</i>	<i>Coal</i>	<i>No-imp</i>	<i>18%EE</i>	<i>EE/RES++</i>	%
2020	5,8	5,8	0,0	6,6	6,8	
		=	+++	--	--	
2030	5,5	5,4	0,0	6,5	6,7	
		+	+++	--	--	

Note :

- dans l'analyse quantitative de l'EPE2, la consommation intérieure de l'électricité est appréhendée par un proxy : l'énergie appelée, c'est-à-dire la consommation, augmentée des pertes de distribution ;

-

= : équivalent au scénario Nuc-1800 ;

+ à +++ : amélioration par rapport au scénario Nuc-1800 (+ : 1% < amélioration < 10% ; ++ : amélioration entre 10 et 30% ; +++ : amélioration de plus de 30%) ;

- à --- : détérioration par rapport au scénario Nuc-1800 (- : 1% < détérioration < 10% ; -- : détérioration entre 10 et 30% ; --- : détérioration de plus de 30%).

Source : BFP, Observatoire de l'Energie (DG Energie).

Tous les scénarios sans exception montrent, tant à l'horizon 2020 qu'à l'horizon 2030, une dépendance électrique de la Belgique supérieure à celle déterminée sur la base des statistiques de 2009 et 2010. Bien que ces valeurs traduisent une situation attendue (augmentation des échanges au sein du marché intégré européen, augmentation des importations belges en réponse notamment aux fermetures d'unités vétustes, mais aussi au caractère intermittent de quelques sources d'énergie renouvelables et augmentation des flux non planifiés d'énergie renouvelable intermittente aux alentours de l'Allemagne)¹⁴², il est fort à penser que le postulat de départ (5,8 TWh d'importations nettes dans tous les scénarios, excepté le scénario *No-imp*) influence beaucoup les résultats du tableau 21. Seule la valeur de l'énergie appelée marque en effet la différence entre les scénarios.

En 2020, seul le scénario *No-imp* montre, par définition, une diminution de la dépendance électrique par rapport au scénario *Nuc-1800*. A l'horizon 2030, le scénario *Coal* présente également une amélioration, légère, de l'indicateur (amélioration de 0,1 points de pourcentage), que l'on peut expliquer par un coût moyen de production plus faible (101euros/MWh)¹⁴³. Cependant, les faibles performances environnementales du charbon (voir Emissions et déchets polluants dans 0) tendent à décourager sa promotion.

Par conséquent, il apparaît nécessaire de continuer à développer les interconnexions avec les pays voisins. Dans cette perspective, la Belgique devrait suivre de près les travaux de l'« Electricity Coordination Group »¹⁴⁴ en matière d'utilisation des flux transfrontaliers et d'évaluation de l'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité.

¹⁴² Club de la presse Strasbourg - Europe (19 juin 2013), *L'Europe de l'énergie: c'est maintenant? Itw avec Catherine Trautmann, députée européenne, et Bruno Alaves, directeur général adjoint réseau GDS*, tiré de http://www.club-presse-strasbourg.com/?option=com_actualites&view=actualite&id=734

¹⁴³ Voir Les variantes sur l'offre : les scénarios *Coal* et *No-imp*.

¹⁴⁴ Plate-forme d'échanges stratégiques entre les Etats membres, les régulateurs nationaux, l'ACER, l'ENTSOE et la Commission européenne sur la politique relative à l'électricité.



Recommandations :

- continuer à développer les interconnexions avec les pays voisins ;
- suivre de près les travaux de l'« Electricity Coordination Group » en matière d'utilisation des flux transfrontaliers et d'évaluation de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité.

3.3.2. Efficacité

Dans les lignes qui suivent, sont proposés des indicateurs d'intensité électrique comme « proxy » de la mesure de l'efficacité électrique dans les secteurs de la demande finale (secteurs d'activité économique - industrie, tertiaire, transport - et secteur résidentiel).

Il convient de noter à ce stade qu'« en Belgique, l'efficacité énergétique est une matière régionale. [...] Au niveau fédéral, les mesures consistent essentiellement en la définition de normes de performance énergétique des équipements, l'offre d'incitants fiscaux (par exemple, les réductions d'impôt liées aux investissements économiseurs d'énergie dans les habitations privées¹⁴⁵ et [dans les entreprises]) et l'organisation de campagnes d'information (visant notamment à sensibiliser le public aux investissements économiseurs d'énergie). »¹⁴⁶

Secteurs d'activité économique

Les tableau 22, tableau 23 et tableau 24 déclinent l'intensité électrique par secteur d'activité économique pour les dernières années et pour le début des deux prochaines décennies. A titre complémentaire, afin de donner une image un peu plus précise des différences en matière d'efficacité électrique entre la Belgique et les autres pays observés, le tableau 22 présente une version corrigée de la consommation d'électricité finale, dans laquelle l'on a tenté de diminuer l'influence de la structure économique des autres pays. Cette version corrigée a été obtenue en appliquant à la consommation d'électricité finale des autres pays un facteur correctif, correspondant au rapport entre la valeur ajoutée brute de chacun des autres pays et celle de la Belgique.

¹⁴⁵ « A partir de l'exercice d'imposition 2013 (c.-à-d. pour les dépenses faites en 2012), la réduction d'impôt pour toutes les dépenses faites en vue d'économiser l'énergie est supprimée, à l'exception des dépenses pour l'isolation du toit. » (http://finances.belgium.be/fr/particuliers/avantages_fiscaux/fiscalite_verte/economie_energie/).

¹⁴⁶ EPE1.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Tableau 22. Intensité électrique (IE) et consommation d'électricité finale (CEF) corrigée par secteur d'activité économique, pays CWE et UK, 2005 et 2010

	IE (TWh/milliard d'euros de 2005)		CEF corrigée (TWh)	
	2005	2010	2005	2010
Industrie^{147/148}				
Belgique	0,83	0,88	39,4	38,1
Allemagne	0,50	0,47	23,88	20,17
France	0,70	0,60	32,66	25,86
Luxembourg	2,57	1,88	58,94	82,68
Pays-Bas	0,67	0,59	31,76	25,55
Royaume-Uni	0,55	0,52	25,87	22,45
Tertiaire¹⁴⁹				
Belgique	0,07	0,11	13,1	23,2
Allemagne	0,10	0,10	18,63	20,31
France	0,11	0,12	20,39	24,96
Luxembourg	0,10	0,08	18,02	16,62
Pays-Bas	0,11	0,12	21,56	23,75
Royaume-Uni	0,09	0,08	16,18	16,28
Moyenne des pays observés	0,10	0,10	17,98	20,85
Transport¹⁵⁰				
Belgique	0,10	0,10	1,7	1,7
Allemagne	0,19	0,18	3,16	3,08
France	0,16	0,16	2,77	2,81
Luxembourg	0,07	0,07	1,10	1,23
Pays-Bas	0,07	0,07	1,17	1,22
Royaume-Uni	0,05	0,06	0,88	1,00
Moyenne des pays observés	0,11	0,11	1,80	1,84

Source : AIE¹⁵¹, Eurostat, Observatoire de l'Energie (DG Energie).

L'intensité électrique de l'industrie belge est supérieure, tant en 2005 qu'en 2010, à celles des industries des autres pays étudiés, à l'exception du Luxembourg. Alors que la tendance générale est à la baisse, la Belgique enregistre une hausse entre 2005 et 2010, attribuable au ralentissement de l'activité essentiellement. La consommation électrique finale de

¹⁴⁷ Alors que la valeur ajoutée brute des autres pays provient directement de la base de données d'Eurostat, celle de la Belgique est issue des chiffres utilisés par le BFP pour réaliser l'analyse quantitative de l'EPE2. Ce choix répond à un souci de cohérence entre les données du passé (2005 et 2010) et celles du futur (2020 et 2030).

¹⁴⁸ Faute de données plus précises et contrairement à la valeur ajoutée brute, pour laquelle sont exclus de l'industrie : la construction, les industries extractives, la cokéfaction et le raffinage ainsi que la production et la distribution d'électricité, de gaz, etc., la consommation d'électricité finale de l'industrie porte également sur la construction. L'intensité électrique de l'industrie doit donc être analysée avec précaution.

¹⁴⁹ Afin d'harmoniser les chiffres des autres pays avec ceux de la Belgique (issus de l'analyse quantitative de l'EPE2), l'agriculture est incluse dans le secteur tertiaire.

¹⁵⁰ Y compris entreposage.

¹⁵¹ IEA (2012b).



l'industrie belge résultant principalement de l'industrie chimique¹⁵² et pétrochimique (35 % de la consommation électrique finale de l'industrie belge en 2010) et de la sidérurgie (15 %), l'on peut plébisciter et encourager les actions régionales telles que les accords de branche Energie conclus entre la Wallonie et Essenscia¹⁵³.

L'intensité électrique du secteur tertiaire (y compris l'agriculture) de la Belgique est, quant à elle, supérieure à la moyenne de 2010 des six pays observés. Le sens de l'évolution entre 2005 et 2010 varie selon le pays, mais la Belgique se distingue par un accroissement relativement plus important, lié au développement de la consommation¹⁵⁴.

Enfin, l'intensité électrique du transport belge est légèrement inférieure à la moyenne de 2005 et de 2010 des six pays observés.

Outre continuer à encourager les investissements économiseurs d'énergie, les autorités fédérales pourraient examiner de manière approfondie les mesures favorisant une croissance moindre de la consommation électrique finale dans les pays voisins, sur la base des données récoltées dans le cadre du projet Odyssee-Mure¹⁵⁵ notamment.

Tableau 23. Intensité électrique de l'industrie et du secteur tertiaire, Belgique, 2020 et 2030

TWh/milliard d'euros de 2005

	<i>Nuc-1800</i>	<i>Coal</i>	<i>No-imp</i>	<i>18%EE</i>	<i>EE/RES++</i>
2020					
Industrie	0,78	0,77	0,77	0,76	0,76
	=		+	+	+
Tertiaire	0,09	0,09	0,09	0,06	0,06
	=		+	++	++
2030					
Industrie	0,65	0,66	0,64	0,60	0,60
		-	+	+	+
Tertiaire	0,08	0,08	0,08	0,05	0,05
		-	+	+++	+++

Note :

= : équivalent au scénario Nuc-1800 ;

+ à +++ : amélioration par rapport au scénario Nuc-1800 (+ : 1% < amélioration < 10% ; ++ : amélioration entre 10 et 30% ; +++ : amélioration de plus de 30%) ;

- à --- : détérioration par rapport au scénario Nuc-1800 (- : 1% < détérioration < 10% ; -- : détérioration entre 10 et 30% ; --- : détérioration de plus de 30%).

Source : BFP, Observatoire de l'Energie (DG Energie).

¹⁵² Qui en use pour compresser les gaz, briser les liaisons chimiques et purifier les solutions (<http://environnement.wallonie.be/enviroentreprises/pages/etatenviindustrie.asp?doc=syn-chi-cen#TOC-IDANESN>).

¹⁵³ <http://www.essenscia.be/en/Document/Download/13120>.

¹⁵⁴ Mais également explicable par des modifications méthodologiques dans l'établissement des statistiques.

¹⁵⁵ Projet européen consacré au développement et à la diffusion d'indicateurs énergétiques. Ce projet est partiellement financé par la Commission européenne, dans le cadre du programme « Monitoring of energy efficiency in EU », ainsi que par le SPF Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie, par le biais d'une subvention à Econotec (consultant participant au projet pour la Belgique).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Tableau 24. Consommation électrique finale du transport, Belgique, 2020 et 2030

	TWh				
	<i>Nuc-1800</i>	<i>Coal</i>	<i>No-imp</i>	<i>18%EE</i>	<i>EE/RES++</i>
2020	1,8	1,8	1,8	3,1	3,0
	=	=	=	+++	+++
2030	1,7	1,7	1,7	4,9	4,8
	=	=	=	+++	+++

Note :

= : équivalent au scénario Nuc-1800 ;

+ à +++ : amélioration par rapport au scénario Nuc-1800 (+ : 1% < amélioration < 10% ; ++ : amélioration entre 10 et 30% ; +++ : amélioration de plus de 30%) ;

- à --- : détérioration par rapport au scénario Nuc-1800 (- : 1% < détérioration < 10% ; -- : détérioration entre 10 et 30% ; --- : détérioration de plus de 30%).

Source : BFP, Observatoire de l'Energie (DG Energie).

Les hypothèses macroéconomiques et démographiques pour la Belgique aux horizons 2020 et 2030 ayant été définies au tableau 2, la valeur ajoutée brute est commune à l'ensemble des scénarios en 2020 et en 2030. L'unique variable d'analyse est donc la consommation électrique finale du secteur étudié.

En 2020 et en 2030, seul le scénario *Coal* ne permet pas d'améliorer l'intensité électrique de l'industrie et du secteur tertiaire par rapport au scénario *Nuc-1800*. Les scénarios *18%EE* et *EE/RES++* permettent de faire baisser l'intensité électrique de plus de 27% en 2020 et de plus de 31% en 2030. Les coûts moyens élevés de production électrique (voir graphique 31) sont notamment à l'origine des baisses de consommation enregistrées.

La consommation électrique finale du transport ne suit pas la tendance de l'industrie et du secteur tertiaire. En effet, pour ce secteur d'activité économique, seuls les scénarios *Coal* et *No-imp* montrent une diminution, de plus de 2%, en 2020 par rapport au scénario *Nuc-1800*. En 2020 et en 2030, les scénarios *18%EE* et *EE/RES++* montrent respectivement un accroissement de plus de 69% et 182% par rapport au scénario *Nuc-1800*. Cette tendance s'explique par le développement des voitures hybrides rechargeables et 100% électriques, mais aussi par un léger transfert modal¹⁵⁶ en faveur du transport ferroviaire (voir graphique 20). L'augmentation de la consommation d'électricité finale dans le transport devrait toutefois avoir un impact positif sur la consommation d'énergie primaire, la consommation par kilomètre parcouru des voitures hybrides et 100% électriques étant inférieure à celles des voitures conventionnelles.

L'on peut en conclure qu'il conviendrait de déterminer les mesures nécessaires à la concrétisation rapide des scénarios *18%EE* et *EE/RES++*, en veillant à préserver la viabilité économique des secteurs industriel et tertiaire.

¹⁵⁶ Ce transfert modal sera possible à condition que la mise en place de nouvelles infrastructures permette de maintenir un prix attractif.



Recommandations :

- encourager les actions régionales telles que les accords de branche Energie conclus entre la Wallonie et Essenscia ;
- outre continuer à encourager les investissements économiseurs d'énergie, examiner de manière approfondie les mesures favorisant une croissance moindre de la consommation électrique finale dans les pays voisins sur la base des données récoltées dans le cadre du projet Odyssee-Mure notamment ;
- déterminer les mesures nécessaires à la concrétisation rapide des scénarios 18%EE et EE/RES++, en veillant à préserver la viabilité économique des secteurs industriel et tertiaire.

Secteur résidentiel

Dans les tableaux 25, tableau 27, tableau 28 et tableau 29, deux indicateurs d'intensité électrique passée et future sont calculés pour le secteur résidentiel : la quantité d'électricité consommée par ménage et la quantité d'électricité consommée par habitant.

Tableau 25. Quantité d'électricité consommée par ménage, pays CWE et UK, 2005, 2009 et 2010

	kWh/ménage		
	2005	2009	2010
Belgique	5930	4422	4392
Allemagne	3669	3541	4392
France	5586	5616	5961
Luxembourg	4427	4455	4392
Pays-Bas	3453	3329	3367
Royaume-Uni	4810	4429	4394
Moyenne des pays observés	4646	4299	4347

Source : AIE¹⁵⁷, Eurostat, Observatoire de l'Energie (DG Energie).

En 2005 et en 2010, la quantité d'électricité consommée par ménage en Belgique est supérieure à la moyenne des pays observés. Cet écart tend néanmoins à s'amenuiser au fil du temps. Les mesures d'efficacité énergétique, les prix élevés et les campagnes de promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie peuvent être des facteurs explicatifs de la réduction de la consommation.

Les performances technologiques des appareils électriques et l'efficacité énergétique se sont fortement améliorées au cours des 20 dernières années. Néanmoins l'augmentation du nombre de ménages (en Belgique de 2005 à 2010 : 5,43%), l'augmentation de l'équipement

¹⁵⁷ IEA (2012b).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

par ménage (en moyenne, 9 appareils électriques par ménage en 2009¹⁵⁸) et des fréquences d'utilisation compensent les progrès (effet rebond¹⁵⁹).

Le tableau 26 présente l'équipement d'un ménage belge en appareils électriques en 2009.

Tableau 26. Equipement d'un ménage belge en appareils électriques, 2009

Type d'appareils	Taux de possession (% des ménages)	Taux d'utilisation/an (nombre d'utilisations par an)
Frigo	99	357
Télévision	97 (1,3 appareil par ménage)	347
Lave-linge	90	145
Micro-ondes	81	275
Congélateur	73	344
Ordinateur	66 (1,3 appareil par ménage)	300
Cuisinière électrique	64	350
Sèche-linge	55	111
Lave-vaisselle	42	254
Four à pain	21	96
Nettoyeur haute pression	12	-

Source : CRIOC¹⁶⁰.

La Belgique est encouragée par l'Union européenne à améliorer la fiabilité des données sur la consommation des ménages, de façon à pouvoir, à terme, déterminer plus aisément les actions spécifiques à mener en matière de réduction de la consommation des ménages.¹⁶¹ Ces actions resteront, bien entendu, de la compétence des régions.

¹⁵⁸ Centre de Recherche et d'Information des Organisations de Consommateurs (CRIOC, 2009), *Équipement en appareils électriques*, Etude réalisée avec le soutien du SPP Politique Scientifique dans le cadre du PADD II, février 2009 (<http://www.crioc.be/files/fr/4138fr.pdf>).

¹⁵⁹ Voir 3.2.3.

¹⁶⁰ CRIOC (2009).

¹⁶¹ Suite à la réunion du « Energy statistics working group » de juin 2013, les statistiques sur la consommation des ménages seront intégrées au règlement (CE) n° 1099/2008 du Parlement européen et du Conseil du 22 octobre 2008 concernant les statistiques de l'énergie.


Tableau 27. Quantité d'électricité consommée par ménage, Belgique, 2020 et 2030

	kWh/ménage				
	<i>Nuc-1800</i>	<i>Coal</i>	<i>No-imp</i>	<i>18%EE</i>	<i>EE/RES++</i>
2020	4372	4382	4368	3514	3532
		=	=	++	++
2030	5096	5182	5076	3935	3889
		-	=	++	++

Note :

= : équivalent au scénario Nuc-1800 ;

+ à +++ : amélioration par rapport au scénario Nuc-1800 (+ : 1% < amélioration < 10% ; ++ : amélioration entre 10 et 30% ; +++ : amélioration de plus de 30%) ;

- à --- : détérioration par rapport au scénario Nuc-1800 (- : 1% < détérioration < 10% ; -- : détérioration entre 10 et 30% ; --- : détérioration de plus de 30%).

Source : BFP, Observatoire de l'Energie (DG Energie).

Les données démographiques étant communes à l'ensemble des scénarios (voir tableau 2), le seul paramètre variable de l'indicateur dans ce tableau est le numérateur, à savoir la consommation résidentielle. Sans surprise, les scénarios *18%EE* et *EE/RES++* montrent un recul de la consommation résidentielle, de 20 à 23%, par rapport au scénario *Nuc-1800* entre 2020 et 2030 (voir tableau 13). Ces scénarios sont donc à privilégier, en veillant à assurer l'accès de tout un chacun à l'électricité à un prix abordable.

Tableau 28. Quantité d'électricité consommée par habitant, pays CWE et UK, 2005, 2009 et 2010

	kWh/habitant		
	2005	2009	2010
Belgique	2489	1879	1873
Allemagne	1713	1698	1732
France	2302	2357	2513
Luxembourg	1734	1824	1793
Pays-Bas	1484	1468	1490
Royaume-Uni	2094	1924	1914
Moyenne des pays observés	1969	1858	1885

 Source : AIE¹⁶², Eurostat, Observatoire de l'Energie (DG Energie).

Très logiquement, on retrouve une corrélation linéaire forte (1) entre les données de consommation par habitant et les données de consommation par ménage. Les commentaires relatifs aux premières peuvent donc être transposés aux secondes. Dans ce cas cependant, l'écart de la Belgique par rapport à la moyenne des pays observés se réduit davantage et, en 2010, la consommation d'un habitant belge est légèrement inférieure à la moyenne.

¹⁶² IEA (2012b).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Tableau 29. Quantité d'électricité consommée par habitant, Belgique, 2020-2030

kWh par habitant

	<i>Nuc-1800</i>	<i>Coal</i>	<i>No-imp</i>	<i>18%EE</i>	<i>EE/RES++</i>
2020	1978	1983	1976	1590	1598
		=	=	++	++
2030	2393	2433	2383	1848	1826
		-	=	++	++

Note :

= : équivalent au scénario Nuc-1800 ;

+ à +++ : amélioration par rapport au scénario Nuc-1800 (+ : 1% < amélioration < 10% ; ++ : amélioration entre 10 et 30% ; +++ : amélioration de plus de 30%) ;

- à --- : détérioration par rapport au scénario Nuc-1800 (- : 1% < détérioration < 10% ; -- : détérioration entre 10 et 30% ; --- : détérioration de plus de 30%).

Source : BFP, Observatoire de l'Energie (DG Energie).

Les indicateurs d'intensité électrique présentés ci-dessus ne permettent pas de cerner précisément le rôle de l'efficacité énergétique dans l'évolution de la consommation d'électricité du secteur résidentiel, car ils incluent des effets structurels, comme l'impact du mode de vie. Afin de remédier à cette situation, il conviendrait de faire réaliser une étude détaillée de l'évolution de la consommation de chaque type d'appareils électriques dans le secteur résidentiel.¹⁶³

Recommandations :

- améliorer la fiabilité des données sur la consommation des ménages (conformément aux nouvelles dispositions du règlement européen sur les statistiques de l'énergie) ;
- privilégier les scénarios *18%EE* et *EE/RES++*, en veillant à assurer l'accès de tout un chacun à l'électricité à un prix abordable ;
- faire réaliser une étude détaillée de l'évolution de la consommation de chaque type d'appareils électriques dans le secteur résidentiel.

¹⁶³ Au printemps 2013, dans le cadre de la politique de crise, la DG Energie a commandé à la société Deloitte une étude sur le potentiel, les restrictions éventuelles, l'impact socio-économique et les interactions possibles des mesures permettant de réduire la demande lors d'une pénurie de produits pétroliers, de gaz naturel ou d'électricité. Cette étude devrait permettre d'estimer l'influence des appareils domestiques sur la charge du réseau électrique.



3.3.3. Soutenabilité

Le texte qui suit étudie divers aspects de la soutenabilité électrique :

- la convergence de l'offre et de la demande ;
- le développement des interconnexions avec les pays voisins ;
- la stabilité des pays fournisseurs ;
- le développement durable.

Convergence de l'offre et de la demande

Cette rubrique se partage en deux éléments : l'équilibre entre l'offre et la demande, d'une part, la concurrence, d'autre part.

Equilibre entre l'offre et la demande

L'équilibre et, le cas échéant, l'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité sont évalués dans l'analyse quantitative de l'EPE2, mais aussi dans le Rapport sur les moyens de production d'électricité 2012-2017¹⁶⁴ et le Plan Wathelet¹⁶⁵, qui en découle.

Rapport sur les moyens de production d'électricité 2012-2017 et Plan Wathelet

Elaboré par l'Observatoire de l'Energie dans le cadre de l'accord de Gouvernement fédéral du 1^{er} décembre 2011, le Rapport sur les moyens de production d'électricité 2012-2017 prévoit notamment de préciser les dates définitives de fermeture des centrales nucléaires. Il répond « aux questions suivantes :

- étant donné les estimations relatives aux évolutions tant de la demande que de la capacité du parc de production, la sécurité d'approvisionnement est-elle assurée au cours des cinq prochaines années, en considérant la fermeture de Doel 1 et 2 et/ou de Tihange 1, et en tenant compte ou pas des importations disponibles ?
- au cours des cinq prochaines années, comment réagit le parc de production lorsque la demande électrique est faible ? »¹⁶⁶

Il a permis au secrétaire d'Etat à l'Energie de rédiger une note, intitulée « Le système électrique belge à la croisée des chemins : une nouvelle politique énergétique pour réussir la transition » et surnommée « Plan Wathelet (pour l'électricité) ». Le Plan Wathelet contient un plan à court terme, axé sur quatre mesures :

¹⁶⁴ Observatoire de l'Energie (DG Energie) (2012b).

¹⁶⁵ Wathelet M. (2012).

¹⁶⁶ Observatoire de l'Energie (DG Energie) (2012b).

- la prolongation de dix ans d'une tranche nucléaire (Doel 1 et 2 ou Tihange 1), qui sera mise à la disposition du marché ;
- l'inscription dans la loi du calendrier définitif de sortie du nucléaire, en tenant compte des contraintes hivernales (fermeture définitive des centrales au mois d'avril/à la fin de l'hiver), et la suppression de la possibilité de dérogation par arrêté royal (article 9 de la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité¹⁶⁷) ;
- un meilleur encadrement des fermetures définitives (mise à disposition du marché et, si nécessaire, réserve stratégique) et temporaires (possibilité d'activation en cas de force majeure) ;
- un appel d'offres pour de nouvelles capacités de production au gaz, nécessitées par le développement de la production à partir de sources d'énergie renouvelables (capacités flexibles¹⁶⁸ et de « back-up »¹⁶⁹). En effet, « le développement de l'énergie renouvelable est un mouvement inéluctable qui doit être encouragé. Le recours aux énergies renouvelables permet de réduire l'empreinte carbone et écologique de notre production d'électricité, permet de réduire notre dépendance énergétique et encourage également la création de nouveaux emplois, d'un nouveau know-how, d'activités socio-économiques. Mais cette évolution, porteuse d'opportunités, s'accompagne de défis significatifs inhérent à la modification d'un système électrique historiquement basé sur une production centralisée et contrôlable à un système décentralisé et aux unités de production intermittentes. Le premier complément indispensable au développement des énergies renouvelables est donc le développement de capacités de production d'une grande flexibilité afin de répondre aux variations de production des sources renouvelables. Les centrales au gaz, particulièrement les plus récentes, apparaissent comme le meilleur complément à la production renouvelable car elles offrent cette flexibilité et des puissances importantes. Le gaz est également le combustible fossile le plus propre, ce qui est un élément qui ne peut être négligé »¹⁷⁰.

Au-delà du plan à court terme, le Plan Wathélet esquisse également une vision à long terme, qui envisage des actions concernant :

- le développement des interconnexions (afin de renforcer les possibilités d'équilibrage du réseau et le couplage des prix, tout en veillant à faire diminuer la dépendance de la Belgique aux importations, en raison des risques liés à l'absence de maîtrise des capacités de production situées hors des frontières, que ce soit en terme de disponibilité, d'existence ou de prix) ;

¹⁶⁷ MB du 28.2.2003.

¹⁶⁸ Centrales thermiques utilisables comme capacité continue et présentant une flexibilité suffisante (démarrage en moins d'une heure) que pour servir de capacité de « back up » aux unités à production variable ; il s'agit des centrales à turbines gaz-vapeur – TGV – non reprises dans les centrales « must run ».

¹⁶⁹ Qui prennent le relais des unités fonctionnant à partir de sources d'énergie renouvelables intermittentes (« variables ») lorsque les sources d'énergie de celles-ci sont indisponibles.

¹⁷⁰ Wathélet M. (2012).



- la gestion de la demande (lissage/effacement des pointes de consommation à l'aide d'outils tels que les contrats interruptibles, une tarification en fonction du niveau de la demande, des réseaux et des compteurs intelligents ; amélioration de l'efficacité énergétique) ;
- le stockage (voir ci-dessous) ;
- l'intégration au réseau de la production des unités fonctionnant à partir de sources d'énergie renouvelables¹⁷¹ et des unités « incompressibles » (« must run »)¹⁷² ou peu flexibles (« baseload »)¹⁷³ (actuellement sources de coûts d'équilibrage du réseau importants, ces unités devraient faire l'objet de mesures de responsabilisation et/ou de soutien visant à adapter leur production à la demande) ;
- la gestion des services auxiliaires¹⁷⁴ (l'importance des services auxiliaires, renforcée par l'augmentation de l'intermittence, nécessite une solution structurelle, qui donne une certaine stabilité aux opérateurs et encourage la participation du plus grand nombre d'unités à ces services ; dans cette perspective, une analyse des mécanismes existant dans les pays voisins devrait être réalisée) ;
- le monitoring de la sécurité d'approvisionnement (voir ci-dessous) ;
- la simplification des procédures administratives (en matière de construction d'unités de production d'électricité et d'infrastructures de transport et de distribution d'électricité et de gaz ; à court terme, au niveau fédéral, et à plus long terme, au niveau national, par une action conjointe avec les autorités régionales).

Le plan à court terme, et plus particulièrement sa quatrième mesure, répond à l'une des exigences de l'article 3 de la loi du 29 avril 1999, régissant l'établissement d'une EPE, à savoir analyser l'opportunité de recourir à la procédure d'appel d'offres prévue par l'article 5 de la même loi (article 3, § 2, 6^o). Le lecteur désireux de prendre connaissance de l'analyse à l'origine de cette mesure est invité à consulter le Plan Wathélet et le Rapport sur les moyens

¹⁷¹ Unités pour lesquelles les mécanismes de subvention, en rémunérant pour la plupart la production, incitent à mettre sur le réseau de l'électricité indépendamment de la demande et donc également lorsque le réseau est en situation potentielle de surtension et doit, par exemple, évacuer de l'électricité vers l'étranger (pour autant que cela soit possible).

¹⁷² Unités qui fonctionnent même sans appel d'électricité, pour des motifs industriels ou en raison de l'existence de mécanismes de soutien comme les certificats de cogénération ; les « must run » reprennent les unités de cogénération, les centrales aux gaz dérivés et à la biomasse.

¹⁷³ Unités peu flexibles et à démarrage lent (plusieurs heures) ne permettant pas de servir d'alternative (« back up ») aux capacités à production variable ; il s'agit des centrales nucléaires et au charbon.

¹⁷⁴ Services de réglage de la fréquence et de la tension (pour les maintenir dans des limites acceptables) et de gestion de l'équilibre et des congestions d'un réseau électrique fournis par le gestionnaire de réseau ; pour assurer ces services, ne disposant pas de moyens de production d'électricité propres, Elia conclut des contrats de réserve avec des gestionnaires de réseau de transport voisins et achète aux producteurs établis en Belgique des réserves, qui se divisent en différentes catégories : réserve primaire, réserve secondaire, réserve tertiaire par le biais des unités de production, réserve tertiaire par le biais des clients délestables, réserves non contractées (« offres libres ») ; en outre, Elia achète aux fournisseurs belges et étrangers de l'électricité pour compenser une partie des pertes sur son réseau et rémunère un service de « black start » (redémarrage sans que le réseau ne fournisse l'énergie nécessaire, après un black-out total du réseau belge lors duquel les réseaux voisins sont également indisponibles). (<http://www.elia.be/fr/produits-et-services/services-auxiliaires>)

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

de production d'électricité 2012-2017. A l'heure d'écrire ces lignes¹⁷⁵, l'on peut indiquer qu'un appel d'offres est en préparation pour l'établissement de nouvelles installations de production d'électricité à base de gaz (à cycle ouvert et/ou à cycle fermé) d'une capacité de 800 MW.

La vision à long terme, quant à elle, fait écho à des recommandations émises dans l'EPE1 ou dans l'EPE2 (développement des interconnexions, gestion de la demande, simplification des procédures administratives...). Comme le plan à court terme, elle est en voie de concrétisation. Par exemple, en matière de gestion de la demande, il est prévu d'augmenter de 400 MW à l'horizon 2015 la capacité disponible via les contrats interruptibles. Cet objectif devrait être atteint par l'amélioration du cadre réglementaire et par l'intégration des contrats interruptibles dans une réserve stratégique constituée, par ailleurs, de centrales mises sous cocon¹⁷⁶ et mise en place par le biais d'un appel d'offres.

Certains des domaines d'action de la vision à long terme peuvent néanmoins être complétés : le stockage de l'électricité et le monitoring de la sécurité d'approvisionnement.

Pour ce qui est du stockage de l'électricité, le Plan Wathélet indique qu'« accroître la capacité de stockage répond à la fois au problème de surcapacité et de sous-capacité » (stockage des excédents de production et fourniture de capacité à la pointe). Mais il rappelle que les possibilités actuelles « sont limitées aux centrales de pompage-turbinage à Coo et à Plate-taille », qui fournissent respectivement 1164 MW (Coo 1 : 474 MW pendant 5 heures et Coo2 : 690 MW pendant 6 heures) et 143 MW et « ne sont que des solutions hybrides de stockage, car elles n'ont pas une flexibilité totale (il faut du temps pour le pompage) ». Il recommande donc de soutenir les initiatives en la matière, « qu'il s'agisse de recherche fondamentale ou de projets plus concrets, comme par exemple :

- les possibilités d'extension physique des sites de pompage-turbinage existants ou de création de nouvelles capacités ;
- la recherche sur toutes les autres formes de stockage de l'électricité, notamment en lien avec les batteries des véhicules électriques ou de nouvelles technologies (dignes en mer, air comprimé, hydrogène, etc.) »¹⁷⁷.

Il semble également pertinent d'approfondir la connaissance du stockage de l'électricité. En effet, le manque d'informations disponibles a limité la prise en considération d'une évolution des technologies dans l'EPE2. Du reste, la conclusion de l'étude « Towards 100% renewable energy in Belgium by 2050 »¹⁷⁸, déjà citée, souligne le besoin de poursuivre les recherches dans ce domaine.¹⁷⁹ A cette fin, pourrait être lancée une étude portant sur les caractéris-

¹⁷⁵ Juillet 2013.

¹⁷⁶ Mise sous cocon : « ensemble des opérations de protection effectuées pendant une période d'arrêt sur des équipements et des installations, dans la perspective de leur remise en service ultérieure. » (<http://www.apfa.asso.fr>).

¹⁷⁷ A ce propos, il est à noter que la possibilité d'édifier un atoll dévolu au stockage énergétique dans la partie belge de la mer du Nord est à l'étude.

¹⁷⁸ Federal Planning Bureau, ICEDD and VITO (2012).

¹⁷⁹ « Les recherches menées dans le cadre de la présente étude étaient centrées autour d'une question principale, à savoir « Comment atteindre l'objectif de 100% d'énergies renouvelables en Belgique à l'horizon 2050 ? » et de trois questions complémentaires « Quelles technologies sont à développer ? », « Quel est le coût d'une telle mutation ? », « Quelles politiques et mesures faut-il mettre en œuvre pour atteindre cet objectif ? ». Les différents scénarios et analyses présentés dans ce rapport ne constituent pas la fin de l'histoire. Ils apportent des réponses à certaines questions mais en soulèvent d'autres (capacités de



tiques techniques et sur le potentiel belge d'évolution des technologies de stockage aux horizons 2030 et 2050.¹⁸⁰ Idéalement, les résultats de cette étude devraient être disponibles au moment de l'établissement de l'EPE3.

En ce qui concerne le monitoring de la sécurité d'approvisionnement, le Plan Whatelet préconise la mise en place d'un « système de monitoring permanent ». Un tel système « implique notamment de finaliser le répertoire des centrales (plateforme d'échange d'informations relatives aux unités de production et aux projets en cours) en concertation avec les autorités régionales, [les régulateurs régionaux,]le gestionnaire du réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution et de systématiser les échanges d'information sur l'évolution des capacités avec les producteurs et investisseurs, dans le cadre par exemple de la collecte des données statistiques ».

Un tel système implique également de pérenniser l'utilisation de l'outil informatique de comparaison de l'offre et de la demande d'électricité créé pour l'Observatoire de l'Energie à l'occasion de l'élaboration du Rapport sur les moyens de production d'électricité 2012-2017 (modèle déterministe). Or, conçu dans des délais très brefs et en fonction d'un objectif très précis, cet outil informatique nécessite des améliorations, non seulement sur le plan de la convivialité, mais aussi sur le plan des fonctionnalités. Au rang des fonctionnalités améliorables, citons le niveau de contribution des différents types d'unités de production. Actuellement, seules deux valeurs sont disponibles : 0% et 100%. Ces valeurs permettent d'étudier deux situations extrêmes, « de :

- sous-capacité : lors de la charge de pointe (vers 18h, en hiver), lorsque toutes les unités fonctionnent à pleine capacité disponible mais, par hypothèse, sans qu'il n'y ait de production variable (pas d'éolien, pas de solaire, pas d'hydraulique pur) ;
- surcapacité : lors de la charge de base (un dimanche d'été, en fin de nuit - petit matin), lorsque seules les unités « must run » et « baseload » fonctionnent. »¹⁸¹

Un nombre plus important de valeurs permettrait d'envisager des situations intermédiaires et de mener des analyses plus fines.

stockage, disponibilité de biomasse durable, technologies relatives à l'hydrogène ou implications sociales) qui dépassent le champ initial de l'étude. Il sera nécessaire de poursuivre les recherches dans ces domaines pour mieux comprendre à quoi pourrait ressembler un futur 100% renouvelable. » (Federal Planning Bureau, ICEDD and VITO (2012)).

¹⁸⁰ Cette étude devrait tenir compte des travaux réalisés par le consortium eStorage. L'objectif de ce consortium « est d'examiner comment l'upgrade de stations de pompage/turbinage avec la technologie dite à vitesse variable (ce qui signifie que la puissance peut varier en mode pompage, plutôt que d'être « à pas fixes ») peut contribuer à une meilleure intégration des énergies renouvelables. [...] Le consortium [...] est soutenu par la Commission européenne. Les 6 membres sont [...] des entreprises actives dans le secteur énergétique (Alstom, EDF et Elia), des entreprises de consultance (Algoé et DNV KEMA) et un institut de recherche universitaire (Imperial College London). » (Elia News - Juillet 2013, <http://www.elia.be/fr/a-propos-elia/newsroom/newsletter>).

¹⁸¹ Observatoire de l'Energie (DG Energie) (2012b).

Recommandations :

- stockage de l'électricité : lancer une étude sur les caractéristiques techniques et le potentiel d'évolution belge des technologies en la matière aux horizons 2030 et 2050 ;
- système de monitoring permanent : améliorer l'outil informatique de comparaison de l'offre et de la demande d'électricité créé pour l'Observatoire de l'Energie à l'occasion de l'élaboration du Rapport sur les moyens de production d'électricité 2012-2017 (modèle déterministe).

Analyse quantitative de l'EPE2

L'évaluation de l'équilibre de l'offre et de la demande se focalise sur trois indicateurs étudiés dans l'analyse quantitative de l'EPE2 :

- les besoins d'investissement en nouvelles capacités de production ;
- les dépenses d'investissement 2011-2030 en nouvelles capacités de production ;
- le coût moyen de la production électrique¹⁸².

Les deux tableaux du point Evaluation générale des scénarios montrent qu'en terme de besoins d'investissement, les meilleurs résultats sont obtenus par les scénarios *Nuc-900* (2020) et *18%EE* (2020 et 2030) et les pires sont enregistrés par le scénario *Nuc-3000* (2020). En terme de dépenses d'investissement, le scénario *18%EE* (2030) est le premier de la classe, tandis que les scénarios *Coal* (2030) et *EE/RES++* (2030) figurent parmi les mauvais élèves. En terme de coût moyen de production, ce sont les scénarios *Nuc-900* (2020) et *Coal* (2030) qui se distinguent positivement et les scénarios *Nuc-3000* (2020), *No-imp* (2020 et 2030) et *EE/RES++* (2020 et 2030) négativement.

En conclusion, à l'horizon 2030, si l'on aspire à limiter les investissements en nouvelles capacités de production, l'efficacité énergétique apparaît comme le domaine d'action à privilégier. Par contre, si l'on veut contenir le coût moyen de production, c'est la piste du charbon qu'il faut suivre. Néanmoins, étant donné que le charbon enregistre de faibles performances sur le plan des émissions polluantes (voir Emissions et déchets polluants dans 0) et que le coût moyen de production du scénario *18%EE* est équivalent à celui du scénario *Nuc-1800*, il est recommandé de concentrer les efforts sur l'efficacité énergétique et, en particulier, d'atteindre l'objectif indicatif de 18% que s'est fixé la Belgique¹⁸³.

¹⁸² Cet indicateur revêt un intérêt particulier au regard du souci du secrétaire d'Etat à l'Energie de maintenir un équilibre entre l'environnement, la sécurité d'approvisionnement et le prix.

¹⁸³ 18% de réduction de la consommation d'énergie primaire en 2020 par rapport à une projection de référence, correspondant à un niveau maximum pour la consommation d'énergie primaire en 2020 de 43,6 Mtep (voir Efficacité énergétique).



Recommandation : concentrer les efforts sur l'efficacité énergétique et, en particulier, atteindre l'objectif indicatif de 18% que s'est fixé la Belgique.

Concurrence

Pour commencer, l'indice de Herfindahl-Hirschmann est appliqué au marché de la production d'électricité et au marché de la fourniture d'électricité (voir tableau 30 et tableau 31). Il est suivi des indicateurs de concurrence européens (voir tableau 32 et tableau 33).

Tableau 30. Indice de Herfindahl-Hirschmann du marché de la production l'électricité, pays CWE et UK, 2010

IHH	
Marché de la production d'électricité	
Belgique	5380
Allemagne	2021
France	8880
Luxembourg	7362
Pays-Bas	1811
Royaume-Uni	947

Source : Commission européenne¹⁸⁴.

Avec un IHH supérieur à 5000, les marchés de la production d'électricité français, luxembourgeois et belge peuvent être considérés comme très fortement concentrés. Les marchés britannique, néerlandais et allemand affichent, par contre, une concentration moyenne à forte.

Tableau 31. Indice de Herfindahl-Hirschmann du marché de la fourniture l'électricité, pays CWE et UK, 2010

IHH	
Marché de la fourniture d'électricité	
Belgique	3000
Allemagne	-
France	4000
Luxembourg	3136
Pays-Bas	2264
Royaume-Uni	1768

Source : Commission européenne¹⁸⁵.

Quatre des cinq marchés de fourniture d'électricité pour lesquels des données sont disponibles, dont celui de la Belgique, se situent dans la fourchette de concentration forte. Seul, celui du Royaume-Uni présente une concentration moyenne.

¹⁸⁴ European Commission (2012).

¹⁸⁵ European Commission (2012).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Tableau 32. Indicateurs de concurrence de la production d'électricité, pays CWE et UK, 2005-2011

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Nombre d'entreprises qui, ensemble, représentent au moins 95% de la production nationale nette d'électricité							
Belgique	3	4	4	7	11	4	41
Allemagne	> 450	> 450	> 450	> 450	> 450	> 450	> 450
France	4	5	> 5	> 5	> 5	> 5	3
Luxembourg	> 12	> 12	> 12	> 12	> 12	3	4
Pays-Bas	100	200	1000	1000	900	700	700
Royaume-Uni	17	18	18	17	17	19	19
Nombre d'entreprises qui assurent chacune au moins 5% de la production nationale nette d'électricité							
Belgique	2	2	2	2	2	3	3
Allemagne	4	4	4	4	4	4	4
France	1	1	1	1	1	1	1
Luxembourg	2	2	2	2	2	2	2
Pays-Bas	5	5	4	4	4	5	5
Royaume-Uni	7	6	7	9	8	8	7
Part de marché cumulée de toutes les entreprises qui assurent chacune au moins 5% de la production nationale nette d'électricité (%)							
Belgique	-	-	-	-	-	91,0	84,5
Allemagne	-	-	-	-	-	70,4	Entre 55,0 et 60,0
France	-	-	-	-	-	86,5	Entre 85,0 et 90,0
Luxembourg	-	-	-	-	-	92,6	Entre 90,0 et 95,0
Pays-Bas	-	-	-	-	-	60,0	Entre 55,0 et 60,0
Royaume-Uni	-	-	-	-	-	-	Entre 70,0 et 75,0

Source : Eurostat et Observatoire de l'Energie (DG Energie).

Le marché de production d'électricité de la Belgique, caractérisé par un nombre limité d'entreprises produisant chacune plus de 5% de la quantité nette d'électricité générée dans le pays, est comparable à ceux de la France et du Luxembourg, mais très différent de ceux de l'Allemagne et des Pays-Bas. Ces derniers font, du reste, exception au sein de l'Union européenne dans son ensemble.

Entre 2005 et 2010, le marché belge connaît une évolution relativement stable. En 2011, se produit une rupture : on observe une réduction de l'emprise des principaux producteurs (augmentation du nombre d'entreprises assurant ensemble au moins 95% de la production et diminution de la part de marché cumulée des entreprises responsables chacune d'au moins 5% de la production).



Tableau 33. Indicateurs de concurrence de la fourniture d'électricité, pays CWE et UK, 2005-2011

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Nombre total de fournisseurs aux consommateurs finals							
Belgique	54	23	28	31	34	37	31
Allemagne	940	1042	1020	940	> 1000	> 1000	> 1000
France	166	160	> 177	177	177	177	183
Luxembourg	11	12	13	14	11	11	11
Pays-Bas	32	38	39	38	32	36	35
Royaume-Uni	33	26	23	23	21	22	29
Nombre de fournisseurs livrant au moins 5% de la consommation totale d'électricité							
Belgique	3	3	3	3	3	3	4
Allemagne	3	3	3	3	3	3	4
France	1	1	1	1	1	1	1
Luxembourg	3	4	4	4	4	4	4
Pays-Bas	5	5	4	4	4	3	3
Royaume-Uni	7	7	7	7	6	6	6
Part de marché cumulée de tous les fournisseurs livrant au moins 5% de la consommation totale d'électricité (%)							
Belgique	-	-	-	-	-	84,5	89,0
Allemagne	-	-	-	-	-	37,3	Entre 40,0 et 45,0
France	-	-	-	-	-	85,0	Entre 75,0 et 80,0
Luxembourg	-	-	-	-	-	91,4	Entre 90,0 et 95,0
Pays-Bas	-	-	-	-	-	75,0	Entre 70,0 et 75,0
Royaume-Uni	-	-	-	-	-	99,0	Entre 85,0 et 90,0

Source : Eurostat et Observatoire de l'Energie (DG Energie).

Sur le plan de la fourniture d'électricité, la Belgique présente un profil similaire à ceux du Luxembourg, des Pays-Bas et du Royaume-Uni.

Après une période d'affaiblissement, les entreprises les plus importantes du marché belge reprennent de la vigueur en 2011.

En conclusion, bien qu'une amélioration se dessine tant sur le plan de la production que sur celui de la fourniture, des efforts sont encore nécessaires. Cependant, comme indiqué précédemment, la concurrence sur le marché de l'électricité relève de la compétence des régulateurs, dont l'indépendance a été renforcée dans le cadre du troisième paquet énergie européen. Si l'on peut constater la nécessité de développer encore la concurrence, il n'est pas pertinent ici de formuler des recommandations précises en la matière.

L'on peut cependant évoquer et encourager des mesures prises dans un autre contexte qui ont un effet positif sur la concurrence. La campagne « Gaz – Electricité : osez comparer ! »¹⁸⁶, menée en septembre 2012 à l'initiative du ministre de l'Economie et des Consommateurs ainsi que du secrétaire d'Etat à l'Energie par le SPF Economie en collaboration avec plus de 500 communes belges et avec le soutien des régulateurs, fait partie de ces mesures.

¹⁸⁶ http://economie.fgov.be/fr/consommateurs/Energie/Facture_energie/osez_comparer/

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Cette campagne avait pour objet d'aider les citoyens à comparer les offres des fournisseurs de gaz et d'électricité¹⁸⁷, leur permettant ainsi de choisir l'offre la plus adaptée à leur consommation et d'économiser de l'argent. Environ 72000 citoyens se sont rendus à l'une des 1000 permanences organisées. Dans leur rapport sur le développement des marchés belges de l'électricité et du gaz naturel en 2012¹⁸⁸, les régulateurs constatent que « 2012 entre dans l'histoire comme l'année d'un niveau élevé, encore jamais vu, de changements de fournisseurs ».

Recommandation : encourager des mesures prises dans un autre contexte qui ont un effet positif sur la concurrence (par exemple, la campagne « Gaz – Electricité : osez comparer ! »).

Développement des interconnexions avec les pays voisins

La capacité des lignes de transport de frontière à frontière, numérateur du taux d'interconnexion électrique, est une notion relativement floue¹⁸⁹. Elle peut s'appréhender de différentes manières et notamment par le biais de :

- la capacité thermique théorique des lignes (exemple : 4150 MW pour la frontière belgo-néerlandaise) ;
- la capacité thermique des lignes tenant compte du critère « N-1 », principe suivant lequel le réseau doit rester exploitable même lorsqu'il perd de manière imprévue un élément important, une unité de production ou une liaison¹⁹⁰ (exemple : 2750 MW maximum pour la frontière belgo-néerlandaise) ;
- la capacité commerciale totale des lignes (exemple : 3500 MW pendant l'hiver et 3000 MW en été pour la Belgique ; la répartition de cette capacité entre les deux frontières se situe aux alentours de 2100 MW à la frontière sud et de 1400 MW à la frontière nord dans des circonstances d'exploitation normales)¹⁹¹ ;
- la capacité commerciale aux frontières (exemples : voir tableau 34 pour la frontière belgo-néerlandaise).

¹⁸⁷ Notamment au moyen des outils informatiques de comparaison/simulation créés par les régulateurs et disponibles sur leurs sites Internet (www.creg.be, www.cwape.be, www.brugel.be, www.vreg.be).

¹⁸⁸ CREG, CWaPE, Brugel, VREG, *Le développement des marchés de l'électricité et du gaz naturel en Belgique - Année 2012*, Communiqué de presse, 2013 (<http://www.creg.info/pdf/Presse/2013/compress20130610fr.pdf>).

¹⁸⁹ d'Artigues (2008).

¹⁹⁰ <http://www.elia.be/fr/produits-et-services/mecanismes-transfrontaliers/capacite-de-transport-aux-frontieres/methodes-de-calcul>

¹⁹¹ Observatoire de l'Energie (DG Energie) (2012b). La capacité à la frontière nord a été portée à 1700 MW en 2012.



Tableau 34. Capacité commerciale à la frontière belgo-néerlandaise, 2007-2013

		MW
Capacité nette de transfert (NTC)		Capacité mise aux enchères
2007	0	468
2008	0	468
2009	1219	468
2010	830	468
2011	946	468
2012	946	468
2013	1128	468

Source : Elia¹⁹².

Par ailleurs, compte tenu du maillage important de la zone CWE et plus particulièrement de sa zone « North Sea », toute transaction entre deux pays passe en partie par les réseaux des pays voisins et génère des flux non nominés¹⁹³. Ces flux constituent des facteurs d'incertitude¹⁹⁴ dans le calcul de la capacité d'échange.

Pour la Belgique et l'hiver 2010, si l'on choisit la capacité commerciale totale des lignes comme numérateur, soit 3500 MW, sachant que la capacité de production installée se montait à 17000 MW, on obtient un taux d'interconnexion de 21%.

Pour les 15 pays de l'Union européenne et 2004, d'Artigues (2008) rapporte les taux d'interconnexion¹⁹⁵ repris dans le tableau 35.

Tableau 35. Taux d'interconnexion des pays de l'Europe des 15, 2004

Royaume-Uni	2%	Grèce	12%	Autriche	24%
Italie	6%	Finlande	14%	Belgique	25%
Espagne	6%	France	14%	Suède	29%
Irlande	6%	Allemagne	16%	Danemark	50%
Portugal	9%	Pays-Bas	17%	Luxembourg	90%

Source : d'Artigues (2008).

On peut déduire du tableau 35 que la Belgique se situe parmi les pays les mieux lotis de l'Europe des 15, mais qu'elle peut encore améliorer sa situation.

¹⁹² <http://www.elia.be/fr/grid-data/interconnexions/capacite-annuelle-bel-pays-bas>

¹⁹³ Ne relevant pas des échanges commerciaux et circulant donc librement (cas des sources d'énergie renouvelables essentiellement).

¹⁹⁴ <http://www.elia.be/fr/produits-et-services/mecanismes-transfrontaliers/capacite-de-transport-aux-frontieres>

¹⁹⁵ Calculé sur la base de la capacité nette de transfert (NTC).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Comme des recommandations précises en matière de développement des interconnexions relèvent de la compétence du gestionnaire de réseau de transport (notamment à travers le plan de développement du réseau de transport d'électricité), il n'en est pas émis ici.

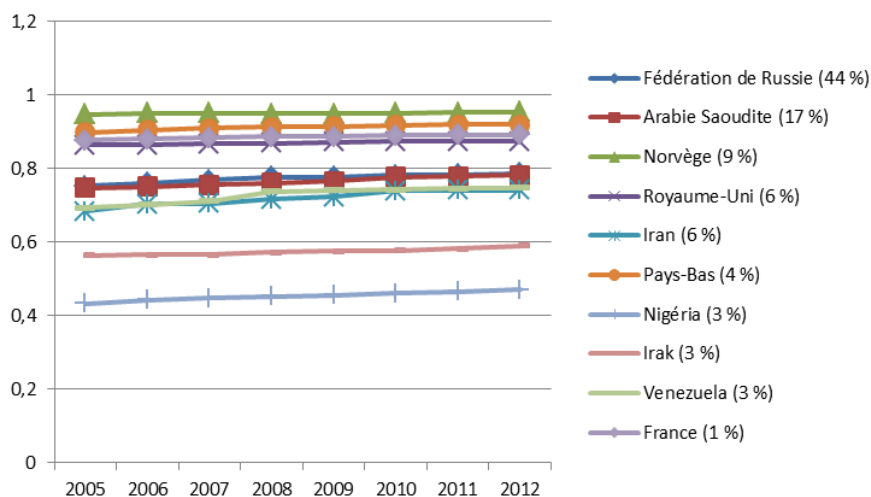
Stabilité des pays fournisseurs¹⁹⁶

Les graphiques 44, 45 et 46 montrent l'indice de développement humain (IDH) des pays qui ont fourni des sources d'énergie fossiles à la Belgique en 2011. Des données ne sont pas disponibles pour les autres sources d'énergie primaires.

L'ordre d'apparition des pays dans la légende des graphiques reflète leur importance dans la fourniture de la source d'énergie primaire (la part de chaque pays est indiquée entre parenthèses).

En ce qui concerne le pétrole, caractérisé par une vingtaine de pays fournisseurs (en 2011), seuls sont retenus les dix pays les plus importants (dont la part est supérieure à 1% ; voir Diversité des pays fournisseurs de sources d'énergie primaires).

Graphique 44. Evolution de l'indice de développement humain des dix plus importants pays fournisseurs de pétrole de la Belgique en 2011 (part en %), 2005-2012



Source : Programme des Nations Unies pour le développement¹⁹⁷.

Parmi les dix plus importants pays fournisseurs de pétrole de la Belgique, quatre appartiennent au groupe « IDH très élevé » de la classification des Nations Unies¹⁹⁸ (Norvège, Pays-Bas, France, Royaume-Uni, soit 20% des fournitures de 2011), quatre autres relèvent du

¹⁹⁶ SAEN.

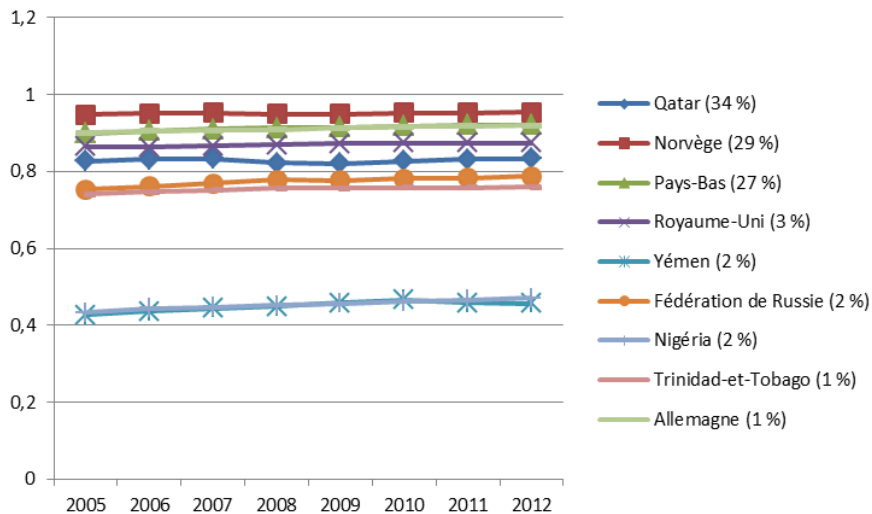
¹⁹⁷ Programme des Nations Unies pour le développement, Rapports sur le développement humain, Indice du développement humain (IDH), <http://hdr.undp.org/fr/statistiques/idh/>

¹⁹⁸ Programme des Nations Unies pour le développement (PNUD, 2013), *Rapport sur le développement humain 2013 - L'essor du Sud : le progrès humain dans un monde diversifié*, 2013. Bien que les données de 2012 soient disponibles et amènent à un classement similaire à celui de 2011, par souci de cohérence, nous utilisons les données de 2011.



groupe « IDH élevé » (Arabie Saoudite, Fédération de Russie, Venezuela et Iran, correspondant à 70% des fournitures) et les deux derniers se partagent entre le groupe « IDH moyen » (Irak, 3%) et le groupe « IDH faible » (Nigéria, 3%). Par conséquent, 90% des fournitures de pétrole proviennent de pays dont l'IDH est élevé à très élevé. Comme le montre le graphique 44, les dix pays ont connu une évolution positive ou stable depuis 2005.

Graphique 45. Evolution de l'indice de développement humain des pays fournisseurs de gaz naturel de la Belgique en 2011 (part en %), 2005-2012



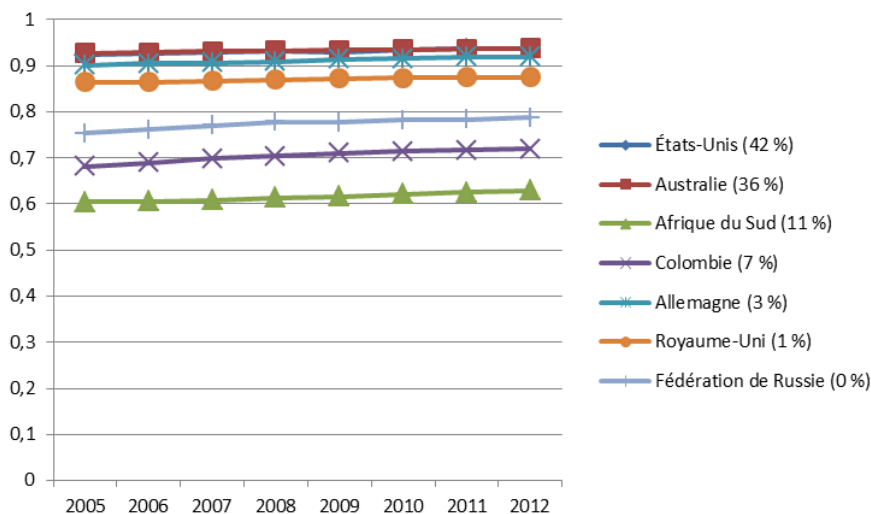
Source : Programme des Nations Unies pour le développement¹⁹⁹.

Cinq des neuf pays fournisseurs de gaz naturel de la Belgique présentent un « IDH très élevé » en 2012 (Norvège, Pays-Bas, Allemagne, Royaume-Uni, Qatar, qui comptent pour 94% des fournitures de 2011), deux un « IDH élevé » (Trinité-et-Tobago, Fédération de Russie, responsables de 3% des fournitures) et deux un « IDH faible » (Yémen, Nigéria, auteurs de 4% des fournitures). La toute grande majorité des fournitures se trouve donc entre les mains de pays à « IDH très élevé ». Mis à part le Yémen, qui affiche une diminution légère entre 2010 et 2012, tous les pays enregistrent une croissance ou une stabilité entre 2005 et 2012.

¹⁹⁹ Programme des Nations Unies pour le développement, Rapports sur le développement humain, Indice du développement humain (IDH), <http://hdr.undp.org/fr/statistiques/idh/>

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Graphique 46. Evolution de l'indice de développement humain des pays fournisseurs de charbon de la Belgique en 2011 (part en %), 2005-2012



Note : la part de la Fédération de Russie s'élève, plus précisément, à 0,3%.

Source : Programme des Nations Unies pour le développement²⁰⁰.

Les pays fournisseurs de charbon de la Belgique en 2011 se répartissent entre le groupe « IDH très élevé » (Australie, États-Unis, Allemagne, Royaume-Uni ; 82% des fournitures au total), le groupe « IDH élevé » (Fédération de Russie, Colombie ; 7%) et le groupe « IDH moyen » (Afrique du Sud ; 11%). La totalité du charbon livré en Belgique provient de pays d'un niveau de développement moyen à très élevé. Sur la période 2005-2012, l'IDH de tous les pays a augmenté ou est resté stable.

En conclusion, sur la base de l'IDH, l'on peut avancer que la plupart des pays qui fournissent des sources d'énergie fossiles à la Belgique et sont responsables de la majorité des fournitures ne présentent pas ou peu de risques. Seuls le Yémen (IDH de 0,459 en 2011 et 0,458 en 2012), le Nigéria (0,467 et 0,471) et l'Irak (0,583 et 0,590) paraissent nécessiter une attention particulière.

En complétant cette analyse, axée sur la situation sociale des pays fournisseurs, à l'aide des informations à caractères (géo)politique et commercial publiées par la SA Ducroire²⁰¹ et l'Office national du ducroire²⁰², il est possible d'apporter quelques nuances à cette conclusion. Au trois pays nécessitant une attention particulière sur la base de leur IDH, peuvent être ajoutés l'Iran, le Venezuela et la Fédération de Russie. Le tableau 36 résume les compléments d'analyse pertinents.

²⁰⁰ Programme des Nations Unies pour le développement, Rapports sur le développement humain, Indice du développement humain (IDH), <http://hdr.undp.org/fr/statistiques/idh/>.

²⁰¹ <http://www.delcredere.be>

²⁰² <http://www.ondd.be>



Tableau 36. Risques politiques et commerciaux des pays fournisseurs de sources d'énergie fossiles à la Belgique en 2011, avril 2013

Pays	Risques politiques	Risques commerciaux	Couverture proposée
Yémen	Elevés (7)	Elevés (C)	Suspendue
Nigéria	Moyens (4 à court terme, 5 à moyen/long terme)	Elevés (C)	Pas de garantie bancaire ni autres conditions particulières
Irak	Elevés (6 à court terme, 7 à moyen/long terme)	Elevés (c)	Conditions particulières
Iran	Elevés (7)	Elevés (C)	Aucune
Venezuela	Moyens (5 à court terme, 7 à moyen/long terme)	Elevés (C)	Conditions particulières
Fédération de Russie	Faibles (1 à court terme, 3 à moyen/long terme)	Elevés (C)	Pas de garantie bancaire ni autres conditions particulières pour les opérations à court terme, mais garantie de l'Etat russe ou garantie bancaire pour les opérations à moyen/long terme avec débiteur public

Note :

- risque politique : tout événement survenant à l'étranger qui revêt pour l'assuré ou pour le débiteur un caractère de force majeure comme, par exemple, les guerres, révolutions, catastrophes naturelles, pénuries de devises, actes d'autorités publiques ayant le caractère de «fait du prince» ; échelle de 1 (faible) à 7 (élevé) ;
 - risque commercial : risque résultant de la détérioration de la situation financière du débiteur, entraînant son impossibilité de payer ; échelle de A (faible) à C (élevé).
- Source : Office national du ducroire²⁰³ et SA Ducroire²⁰⁴.

Dans le respect de leur liberté de choix, les opérateurs des marchés énergétiques concernés devraient donc être encouragés à envisager avec prudence les achats de sources d'énergie fossiles au Yémen, à l'Iran, à l'Irak, au Venezuela, au Nigéria et à la Fédération de Russie.

Les risques commerciaux élevés de la Fédération de Russie ne représentent toutefois pas une menace significative pour la sécurité d'approvisionnement en électricité de la Belgique, car ce partenaire lui fournit essentiellement du pétrole (44% des fournitures en 2011) et le pétrole ne contribue que de façon marginale à la production d'électricité en Belgique (0,3% en 2011 ; de l'ordre de 2,0% en 2020 et en 2030).

Recommandation : dans le respect de leur liberté de choix, encourager les opérateurs des marchés énergétiques concernés à envisager avec prudence les achats de sources d'énergie fossiles au Yémen, à l'Iran, à l'Irak, au Venezuela, au Nigéria et à la Fédération de Russie.

²⁰³ <http://www.ondd.be>

²⁰⁴ <http://www.delcredere.be>

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Développement durable

Evolution de la consommation, raréfaction des ressources, émissions et déchets polluants : trois éléments qui permettent de cerner le caractère durable de l'approvisionnement électrique de la Belgique.

Evolution de la consommation

L'évolution de la consommation est étudiée plus haut, dans la rubrique consacrée à l'efficacité. Le lecteur est invité à s'y référer.

Raréfaction des ressources²⁰⁵

La raréfaction des ressources, du monde comme des pays fournisseurs de la Belgique, fait l'objet des deux rubriques qui suivent, dédiées, l'une, aux sources d'énergie fossiles et minérales, l'autre, à la biomasse et à la géothermie.

Sources d'énergie fossiles et minérales

Les tableaux 37 et tableau 38 présentent, de manière synthétique, l'évolution passée des réserves et de la production des différentes sources d'énergie fossiles et minérales²⁰⁶, à partir des chiffres collectés par BP²⁰⁷ et l'Agence internationale de l'Energie atomique²⁰⁸. Ils sont commentés et complétés par les graphiques 48 à graphique 53 et les tableaux 39 à tableau 41 situés dans les subdivisions du présent point consacrées à chaque source d'énergie. Ces tableaux montrent le ratio R / P des pays fournisseurs de la Belgique en 2011, en indiquant leur part dans la fourniture. Dans les subdivisions par source d'énergie, sont également évoquées les perspectives, sur la base des travaux de l'Agence internationale de l'Energie²⁰⁹, de l'Agence internationale de l'Energie atomique²¹⁰ et de l'Agence pour l'énergie nucléaire²¹¹.

Faute de données, l'évolution du ratio R / P mondial et le ratio R / P des pays fournisseurs de la Belgique en 2011 ne peuvent être communiqués pour l'uranium.

Pour rappel, le ratio R / P devrait être considéré avec prudence, en raison du débat concernant l'évolution de la production annuelle, qui pourrait ne pas croître jusqu'à l'épuisement des réserves, mais plutôt connaître un pic (dans un avenir plus ou moins proche) ou atteindre un pseudo-plateau (voir Raréfaction des ressources dans 3.2.4).

²⁰⁵ SAEN.

²⁰⁶ Conventionnelles et non conventionnelles.

²⁰⁷ BP (2012), *Statistical Review of World Energy 2012*, 2012.

²⁰⁸ International Atomic Energy Agency (IAEA, 2012), *Nuclear Technology Review 2012*, 2012.

²⁰⁹ International Energy Agency (IEA, 2012e), *World Energy Outlook 2012*, 2012 ; Agence internationale de l'Energie (AIE, 2012), *World Energy Outlook 2012 – Résumé*, 2012. Les valeurs citées se réfèrent au scénario « nouvelles politiques » (scénario central de la publication, axé non seulement sur les politiques existantes, mais aussi sur les engagements et plans, adoptés formellement ou non).

²¹⁰ IAEA (2012).

²¹¹ Agence pour l'énergie nucléaire (AEN, 2011), *Rapport annuel 2011*, 2011.



Tableau 37. Réserves prouvées, production annuelle et ratio R / P mondiaux par source d'énergie fossile ou minérale, 2011

	Réserves prouvées (R)	Production annuelle (P)	R / P (années)
Pétrole (millions de barils)	1652600	30505,2	54,2
Gaz naturel (milliards de m ³)	208400	3276,2	63,6
Charbon (millions de tonnes)	860938	7695,4	111,9
Uranium ²¹² (tonnes) Récupérable à un coût inférieur à :			
• 130 USD/kg	5300000	57230,0 ²¹³	92,6
• 260 USD/kg	7100000		124,1

Note : en 2011, le prix « spot » de l'uranium a fluctué entre 132 et 169 USD/kg.

Source : BP²¹⁴ et International Atomic Energy Agency²¹⁵.

A production annuelle constante, c'est le charbon et l'uranium qui offrent les perspectives d'exploitation les plus élevées en 2011, suivis par le gaz naturel et le pétrole.

Tableau 38. Evolution du ratio R / P mondial par source d'énergie fossile, 1980-2010

	années			
	1980	1990	2000	2010
Pétrole	29,8	43,1	46,1	53,9
Gaz naturel	56,5	63,5	64,0	61,7
Charbon	-	-	209,3	118,7

Source : BP²¹⁶.

L'évolution du ratio R / P des sources d'énergie fossiles entre 1980 et 2010 reflète l'augmentation parallèle des réserves prouvées et de la production annuelle de gaz naturel ainsi que la croissance nettement supérieure de la production annuelle de charbon par rapport à celle des réserves prouvées.

Outre le problème des dommages environnementaux que les sources d'énergie fossiles et minérales entraînent (voir Emissions et déchets polluants dans 0), le problème de la finitude de leurs ressources, accentué par le débat relatif à l'évolution de leur production annuelle, incite à recommander la prudence vis-à-vis de ces sources d'énergie. Il serait judicieux de

²¹² Uranium conventionnel, ressources découvertes.

²¹³ Estimation.

²¹⁴ BP (2012).

²¹⁵ IAEA (2012).

²¹⁶ BP (2012).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

continuer à diminuer ou d'éviter d'augmenter leur part dans le bouquet des sources d'énergie à l'origine de la production d'électricité. Les technologies nouvelles pourraient permettre d'y parvenir, par exemple par le biais d'un couplage de sources d'énergie renouvelables avec du stockage ou/et d'une gestion de la demande.

Recommandation : continuer à diminuer ou éviter d'augmenter la part des sources d'énergie fossiles et minérales dans le bouquet des sources d'énergie à l'origine de la production d'électricité, à l'aide notamment de technologies nouvelles (couplage de SER avec du stockage ou/et gestion de la demande, par exemple).

Pétrole

A la fin de 2011, les réserves prouvées mondiales de pétrole s'élevaient à 1653 milliards de barils (Gb), correspondant à une cinquantaine d'années à production constante. L'évolution du ratio R / P depuis 1980 témoigne d'une augmentation notable de ces réserves (141,8%), la production annuelle n'ayant cessé de croître au cours de la même période (32,8%).

Les ressources récupérables restantes (RRR) étaient estimées à 5900 Gb, en progression de 9% par rapport à 2010. Ces RRR étaient constituées, pour plus de la moitié (3200 Gb), de pétrole non conventionnel (pétrole léger en réservoirs imperméables²¹⁷, pétrole extra-lourd²¹⁸, sables bitumineux²¹⁹ et huile de schiste bitumineux²²⁰, liquides de gaz naturel²²¹ ...).

²¹⁷ « light tight oil ».

²¹⁸ « extra-heavy oil ».

²¹⁹ « natural bitumen » ou « oil sands ».

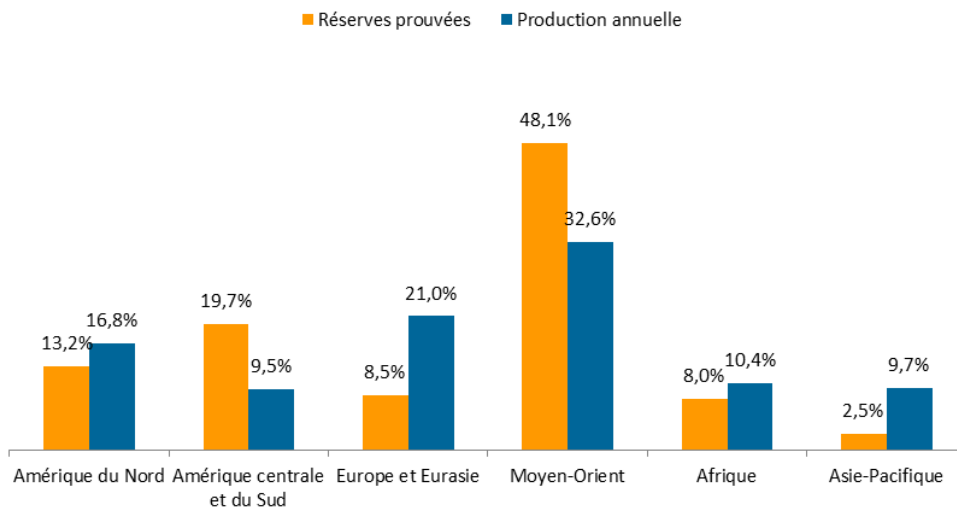
²²⁰ « kerogen oil ».

²²¹ « natural gas liquids ».



Graphique 47. Répartition des réserves prouvées et de la production annuelle de pétrole entre les régions du monde, 2011

%



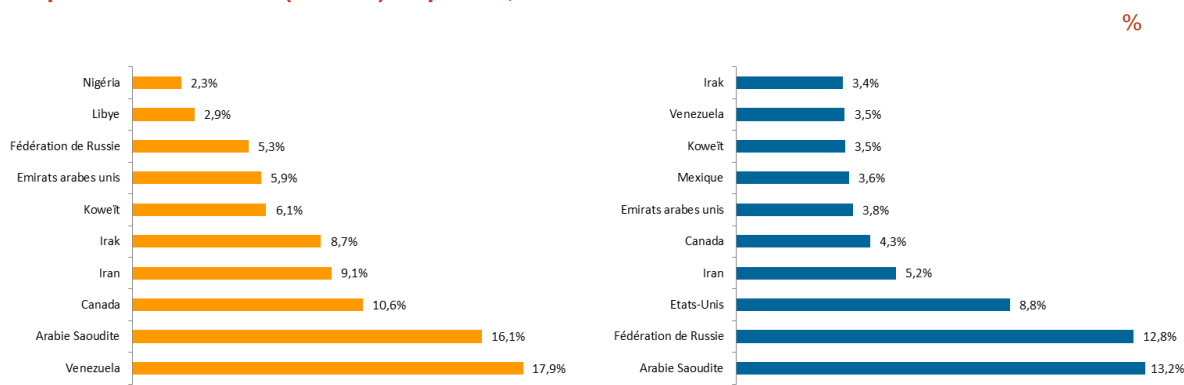
Source : BP²²².

Réserves prouvées comme production annuelle se concentrent au Moyen-Orient en 2011. Néanmoins, l'Amérique centrale et du Sud ainsi que l'Amérique du Nord disposent de réserves prouvées importantes et l'Amérique du Nord ainsi que l'Europe et l'Eurasie atteignent des niveaux de production impressionnants (surtout au regard de leurs réserves).

²²² BP (2012).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Graphique 48. Part des 10 principaux pays en terme de réserves prouvées (à gauche) et de production annuelle (à droite) de pétrole, 2011



Source : BP²²³.

En 2011, les 10 principaux pays en terme de réserves prouvées totalisent 84,9% des réserves mondiales, tandis que les 10 principaux pays en terme de production annuelle assurent 62,1% de la production mondiale. Deux pays se distinguent pour les réserves prouvées : le Venezuela et l'Arabie Saoudite, comme pour la production annuelle : l'Arabie Saoudite et la Fédération du Russie.

Le pétrole non conventionnel devrait occuper une place de choix dans la production mondiale à l'avenir. Il devrait être entièrement responsable de l'augmentation nette de celle-ci, grâce notamment à l'huile de schiste (produite à raison de plus de 4 Mb/j pendant la majeure partie des années 2020) et aux liquides de gaz naturel. Cependant, l'extraction de ce pétrole, complexe et délicate sur le plan environnemental (émission de CO₂, utilisation d'eau, etc.), suscite des critiques.

Aux alentours de 2020, les États-Unis devraient être le plus gros producteur de pétrole mondial, dépassant l'Arabie Saoudite jusqu'au milieu des années 2020. Ils devraient devenir presque autosuffisants en termes nets, alors qu'ils importent actuellement près de 20% de leurs besoins énergétiques totaux.

La production pétrolière hors OPEP devrait augmenter jusqu'en 2020, soutenue par le pétrole non conventionnel : principalement l'huile de schiste aux États-Unis, les sables bitumeux au Canada, des liquides de gaz naturel ainsi que des forages en mer profonde au Brésil. Elle devrait atteindre un plateau supérieur à 53 millions de barils par jour (Mb/j) après 2015 (contre moins de 49 Mb/j en 2011), pour retomber à 50 Mb/j en 2035. Néanmoins, l'approvisionnement post-2020 devrait dépendre de plus en plus des pays membres de l'OPEP. Leur part dans la production mondiale devrait atteindre près de 50% en 2035 (contre 42% aujourd'hui).

²²³ BP (2012).



Tableau 39. Part dans la fourniture et ratio R / P des pays fournisseur de pétrole de la Belgique en 2011, 2011

	Part dans la fourniture (%)	R / P (années)
Fédération de Russie	44	23,5
Arabie Saoudite	17	65,2
Norvège	9	9,2
Royaume-Uni	6	7,0
Iran	6	95,8
Nigéria	3	41,5
Irak	3	140,1
Venezuela	3	298,7

Note :

- seuls, les pays producteurs apparaissent évidemment dans ce tableau ;
- seuls, les pays fournisseurs-producteurs les plus importants (dont la part dans la fourniture est supérieure à 1%) apparaissent dans ce tableau.

Source : BP²²⁴.

Lorsque l'on s'attache à l'ordre de grandeur du ratio R / P (afin d'écartier quelque peu le débat sur l'évolution de la production annuelle), on s'aperçoit que la Belgique se fournit essentiellement auprès de pays ayant un ratio moyen ou faible. En outre, comme on peut le vérifier plus haut (voir Stabilité des pays fournisseurs dans 0), le pays fournisseur principal (la Fédération de Russie, 44%) présente des risques non négligeables. Par ailleurs, les pays fournisseurs ayant un ratio élevé sont aussi des pays à risques élevés.

En conclusion, s'il serait utile d'examiner les possibilités de renforcer la solidité du portefeuille de fournisseurs de pétrole de la Belgique du point de vue de la sécurité d'approvisionnement en énergie, l'exercice revêt peu d'intérêt du point de vue de la sécurité d'approvisionnement en électricité. En effet, le pétrole ne contribue que de façon marginale à la production d'électricité en Belgique (0,3% en 2011 ; de l'ordre de 2,0% en 2020 et en 2030). C'est pourquoi, il n'y a pas lieu d'émettre de recommandation à ce sujet.

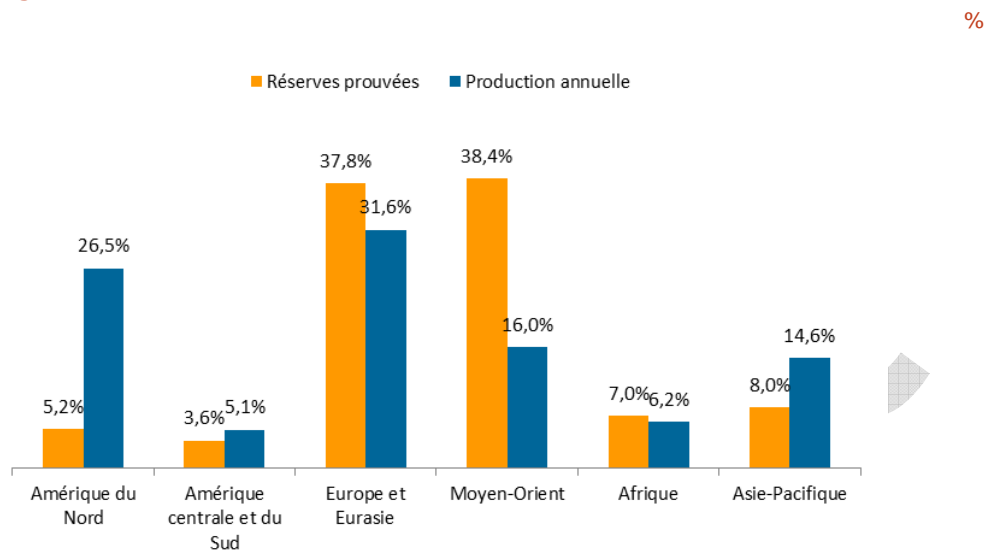
Gaz naturel

A la fin de 2011, les réserves prouvées mondiales de gaz naturel atteignaient 208400 milliards de m³ (Gm³), enregistrant une augmentation de 6,3% par rapport à 2010. A production constante, cela représentait une soixantaine d'années. L'évolution du ratio R / P, moins marquée que celle du pétrole, est le reflet d'une croissance spectaculaire à la fois des réserves prouvées (157,3%) et de la production annuelle (128,4%) depuis 1980. Les RRR se montraient, quant à elles, à 790000 Gm³.

²²⁴ BP (2012).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

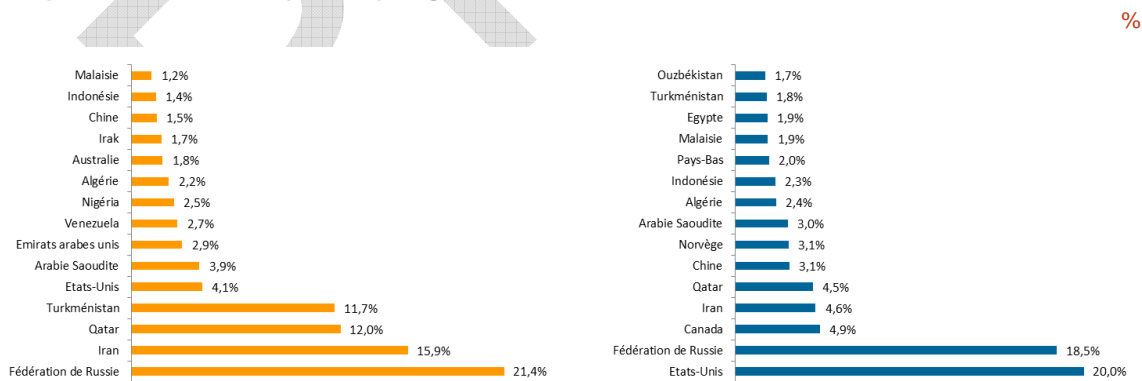
Graphique 49. Répartition des réserves prouvées et de la production annuelle de gaz naturel entre les régions du monde, 2011



Source : BP²²⁵.

En 2011, deux régions du monde totalisent plus des trois quarts des réserves prouvées : l'Europe et l'Eurasie d'une part, le Moyen-Orient d'autre part. Deux régions ont produit plus de la moitié du gaz naturel mondial : l'Europe et l'Eurasie, d'un côté, l'Amérique du Nord, de l'autre.

Graphique 50. Part des 15 principaux pays en terme de réserves prouvées (à gauche) et de production annuelle (à droite) de gaz naturel, 2011



Source : BP²²⁶.

²²⁵ BP (2012).



Les 15 principaux pays en terme de réserves prouvées abritent plus de 86% des réserves mondiales. En tête du peloton, se trouvent la Fédération de Russie, l'Iran, le Qatar et le Turkménistan. Les 15 principaux pays en terme de production annuelle assurent, quant à eux, plus des trois quarts de la production mondiale. Ils sont conduits par deux pays : les Etats-Unis et la Fédération de Russie.

Dans la plupart des pays producteurs de gaz naturel, les réserves sont entièrement conventionnelles, à l'exception notable des Etats-Unis et du Canada. Dans ces pays, en effet, les réserves non conventionnelles (de gaz de schiste²²⁷, de gaz de réservoirs sableux compacts²²⁸ et de gaz de charbon²²⁹) prennent une importance croissante.

A l'instar du pétrole non conventionnel, le gaz non conventionnel devrait prendre de plus en plus de place tant dans les réserves que dans la production. D'ici 2035, il devrait compter pour près de la moitié de l'augmentation de la production de gaz mondiale, cette augmentation venant principalement de la Chine, des Etats-Unis et de l'Australie. Cependant, comme déjà évoqué (voir Part de la production de sources d'énergie primaires dans la consommation intérieure brute de sources d'énergie primaires), « l'impact environnemental de la production de gaz non conventionnel fait l'objet de préoccupations qui, si elles ne sont pas correctement prises en compte, risqueraient de stopper la révolution du gaz non conventionnel dans sa lancée. »²³⁰

Tableau 40. Part dans la fourniture et ratio R / P des pays fournisseur de gaz naturel de la Belgique en 2011, 2011

	Part dans la fourniture (%)	R / P (années)
Qatar	34	170,3
Norvège	29	20,4
Pays-Bas	27	17,2
Royaume-Uni	3	4,5
Yémen	2	50,7
Fédération de Russie	2	73,5
Nigeria	2	127,8
Trinidad-et-Tobago	1	9,9
Allemagne	1	6,2

Note : seuls, les pays producteurs apparaissent dans ce tableau.
Source : BP²³¹.

²²⁶ BP (2012).

²²⁷ « shale gas ».

²²⁸ « tight gas ».

²²⁹ « coal bed methane ».

²³⁰ AIE (2012).

²³¹ BP (2012).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Si l'on s'en tient, comme pour le pétrole, à l'ordre de grandeur du ratio R / P, l'on constate que le ratio du premier pays fournisseur de gaz naturel de la Belgique (le Qatar, 34%) est élevé, tandis que ceux des deux suivants (la Norvège, 29% et les Pays-Bas, 27%) peuvent être considérés comme moyens. Comme ces trois pays présentent un IDH très élevé (voir Stabilité des pays fournisseurs dans 0), la situation semble rassurante.

Néanmoins, le gaz naturel étant appelé à jouer un rôle de plus en plus important dans la production d'électricité au cours des prochaines décennies (voir Equilibre entre l'offre et la demande dans 0), il conviendrait, dans le respect de la liberté de choix des opérateurs du marché du gaz naturel et de la confidentialité des données nécessaires, d'établir un diagnostic plus détaillé du portefeuille de pays fournisseurs. Ce diagnostic devrait également se pencher sur la problématique connexe des routes d'acheminement. En effet, comme indiqué plus haut (voir 3.2.2), afin de parer aux éventuelles entraves techniques et/ou géopolitiques, un choix judicieux et une diversification des routes d'acheminement s'imposent.

Recommandation : dans le respect de la liberté de choix des opérateurs du marché du gaz naturel et de la confidentialité des données nécessaires, établir un diagnostic détaillé du portefeuille de pays fournisseurs de gaz naturel de la Belgique, en tenant compte des routes d'acheminement.

Charbon

Les réserves prouvées mondiales de charbon avoisinaient, en 2011, les 861 milliards de tonnes (Mt) ou les 112 ans à production constante. Les RRR seraient 20 fois plus importantes. Les réserves prouvées se répartissent, à part presque égale, entre l'antracite²³² et le charbon bitumineux²³³ d'une part, le charbon sous-bitumineux²³⁴ et le lignite²³⁵ d'autre part.

²³² Plus de 90% de carbone.

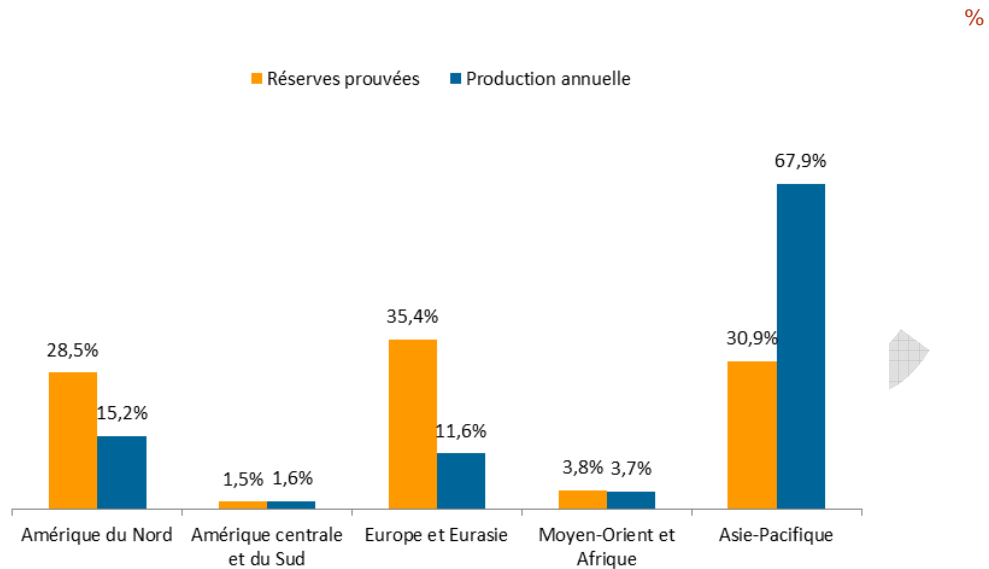
²³³ De 70 à 90% de carbone.

²³⁴ Entre 60 et 70% de carbone.

²³⁵ De 50 à 60% de carbone.



Graphique 51. Répartition des réserves prouvées et de la production annuelle de charbon entre les régions du monde, 2011



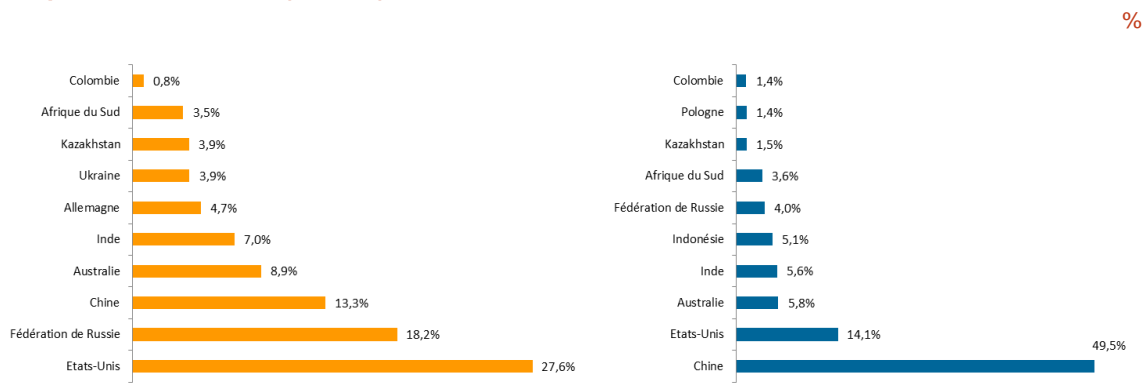
Note : pour la production annuelle, le Moyen-Orient n'est pas compris dans la part, faute de données.
Source : BP²³⁶.

En 2011, les réserves prouvées se divisent essentiellement et plus ou moins également entre l'Europe et l'Eurasie, l'Asie-Pacifique et l'Amérique du Nord. La production annuelle, par contre, est dominée par l'Asie-Pacifique.

²³⁶ BP (2012).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Graphique 52. Part des 10 principaux pays en terme de réserves prouvées (à gauche) et de production annuelle (à droite) de charbon, 2011



Source : BP²³⁷.

Les 10 principaux pays en terme de réserves prouvées comme en terme de production annuelle représentent aux alentours de 92% du total. Du côté des réserves prouvées, ce sont les Etats-Unis, la Fédération de Russie et la Chine qui occupent le sommet du classement. Du côté de la production annuelle, la Chine règne quasiment sans partage.

A l'horizon 2035, la production devrait continuer à augmenter en dehors de l'OCDE, surtout en Chine et en Inde, et à diminuer au sein de l'OCDE, excepté en Australie. La diminution enregistrée par l'Union européenne entre 2010 et 2035 devrait atteindre un peu plus de 4%.

Les perspectives du charbon dépendront « de la portée des mesures favorables aux sources d'énergie à faible émission, du déploiement de technologies de combustion du charbon plus efficaces et, point particulièrement important à long terme, du captage et du stockage du carbone. »²³⁸

²³⁷ BP (2012).

²³⁸ AIE (2012).



Tableau 41. Part dans la fourniture et ratio R / P des pays fournisseur de charbon de la Belgique en 2011, 2011

	Part dans la fourniture (%)	R / P (années)
Etats-Unis	42	239,0
Australie	36	183,9
Afrique du Sud	11	118,2
Colombie	7	78,6
Allemagne	3	215,8
Royaume-Uni	1	12,4
Fédération de Russie	0	470,8

Note : seuls les pays producteurs apparaissent dans ce tableau.

Source : BP²³⁹.

A l'exception du Royaume-Uni (1%), l'ordre de grandeur du ratio R / P de tous les pays fournisseurs de charbon de la Belgique est élevé et l'IDH des principaux d'entre eux (les Etats-Unis, 42% et l'Australie, 36%) est très élevé (voir Stabilité des pays fournisseurs dans 0).

Ce constat, renforcé par la désaffection pour le charbon liée à ses faibles performances environnementales actuelles (voir Emissions et déchets polluants dans 0), conduit à considérer la situation et les perspectives comme satisfaisantes. Aucune recommandation n'est donc émise.

Uranium

A l'échelle mondiale, les ressources découvertes d'uranium conventionnel étaient estimées, en 2011, à 5,3 millions de tonnes (Mt) pour un coût d'extraction de moins de 130 USD/kg et à 1,8 Mt pour un coût d'extraction compris entre 130 et 260 USD/kg, ce qui donne, au total, 7,1 Mt. A production constante, ces ressources équivalaient à 92,6 ans pour un coût d'extraction de moins de 130 USD/kg et 124,1 ans pour un coût d'extraction de moins de 260 USD/kg. Elles s'étaient accrues de 12,5% depuis 2008. Cependant, comme les coûts d'extraction avaient augmenté également, la fraction extractible à moins de 130 USD/kg de ces réserves s'était légèrement amoindrie (de 1,4% par rapport à 2009).

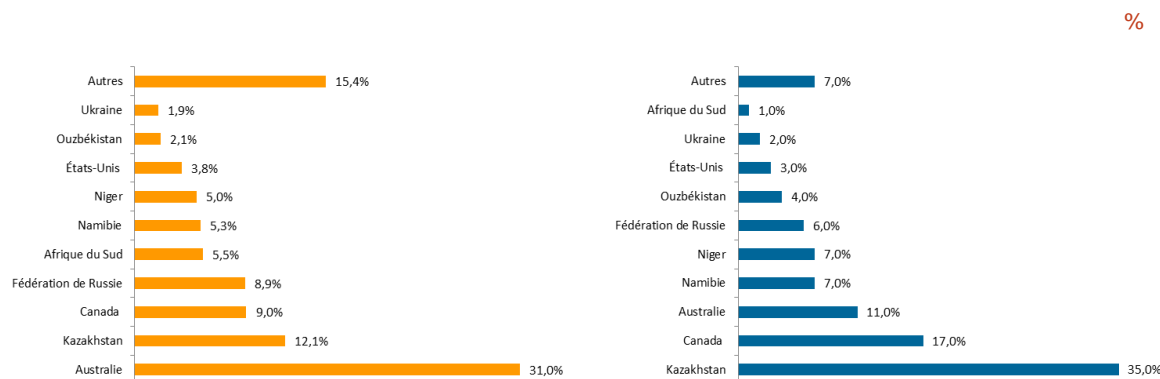
Les ressources non découvertes²⁴⁰ d'uranium conventionnel étaient évaluées, de leur côté, à plus de 10,4 Mt (contre 10,4 Mt en 2009), réparties en 6,2 Mt de ressources récupérables à un coût inférieur à 130 USD/kg, 0,5 Mt de ressources récupérables à un coût compris entre 130 et 260 USD/kg et 3,7 Mt de ressources spéculatives, pour lesquelles les coûts d'extraction n'avaient pas été spécifiés.

²³⁹ BP (2012).

²⁴⁰ Les ressources non découvertes incluent les ressources que l'on s'attend à découvrir dans ou à proximité de gisements connus ainsi que les ressources plus spéculatives dont on suppose l'existence à des endroits géologiquement favorables, mais non explorés.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Graphique 53. Répartition géographique des ressources découvertes extractibles à moins de 130 USD/kg en 2009 (à gauche) et de la production annuelle estimée en 2011 (à droite) d'uranium conventionnel



Source : Agence pour l'énergie nucléaire²⁴¹.

En 2009, l'Australie (loin en tête), le Kazakhstan, le Canada et la Fédération de Russie se partageaient plus de 60,0% des ressources découvertes d'uranium conventionnel extractible à moins de 130 USD/kg. Ils étaient suivis par trois pays d'Afrique aux ressources équivalentes : l'Afrique du Sud, la Namibie et le Niger. En 2011, trois des quatre pays dépositaires de la majorité des ressources découvertes, soient le Kazakhstan (leader incontesté)²⁴², le Canada et l'Australie, occupaient aussi le sommet du classement de la production annuelle, pour un total de 63,0%. La Fédération de Russie était devancée par la Namibie et le Niger, l'Afrique du Sud étant reléguée à la base du classement.

Aux ressources d'uranium conventionnel s'ajoutent les ressources d'uranium non conventionnel²⁴³ et les ressources de thorium. Très peu de pays font état de ressources d'uranium non conventionnel. Les ressources d'uranium associé à des phosphates, des minerais non ferreux, des carbonatites, du schiste noir et du lignite sont estimées à 8 Mt. Les ressources de thorium sont, quant à elles, évaluées à 6 à 7 Mt. Néanmoins, des travaux sont encore nécessaires avant de pouvoir utiliser le thorium au même titre que l'uranium.²⁴⁴

Des données concernant les pays fournisseurs d'uranium de la Belgique ne sont pas disponibles. Il n'est, dès lors, pas possible de formuler des recommandations. Cette lacune apparaît cependant moins préoccupante que pour les autres sources d'énergie, dans la mesure

²⁴¹ AEN (2011).

²⁴² Le Kazakhstan a gagné cinq places depuis 2003. Il a enregistré une augmentation remarquable de 27% entre 2009 et 2010.

²⁴³ Les ressources d'uranium non conventionnel comprennent les ressources d'uranium associé à des phosphates, des minerais non ferreux, des carbonatites, du schiste noir et du lignite, récupérable comme produit secondaire mineur, et les ressources d'uranium d'eau de mer.

²⁴⁴ Dans des centrales avec réacteur à thorium/uranium à eau lourde avancé, dont un exemplaire de démonstration est en cours de développement en Inde, ou avec réacteur à sels fondus (mélange de fluorures de lithium, de thorium et d'uranium), dont la faisabilité doit encore être démontrée.



où la Belgique a décidé d'abandonner la technologie nucléaire pour la production d'électricité à l'horizon 2025²⁴⁵.

Biomasse et géothermie

Comme indiqué précédemment, les potentiels de la biomasse et de la géothermie ont été évalués dans le cadre de l'étude « Towards 100% renewable energy in Belgium by 2050 »²⁴⁶, dont les résultats ont été utilisés dans l'analyse quantitative de l'EPE2. Le lecteur est donc renvoyé vers cette étude. Le texte qui suit rappelle cependant les chiffres principaux.

L'étude « Towards 100% renewable energy in Belgium by 2050 » a montré que l'évaluation du potentiel de la biomasse à finalité énergétique²⁴⁷ se heurte à de nombreuses incertitudes. Les auteurs de cette étude ont donc adopté une approche prudente et ont retenu les travaux publiés par Haberl et al.²⁴⁸ en 2010, qui sont considérés comme conservateurs. Selon ces travaux, le potentiel global primaire de biomasse à finalité énergétique se situerait entre 160 et 270 EJ²⁴⁹ par an en 2050.

Les auteurs de l'étude « Towards 100% renewable energy in Belgium by 2050 » ont ensuite estimé la part de ce potentiel qui pouvait être attribuée à la Belgique, en se basant, d'une part, sur les perspectives démographiques du pays en 2050, d'autre part, sur les perspectives d'évolution du PIB. Ils ont obtenu respectivement 300 et 1097 PJ²⁵⁰, soit 83,3 et 304,7 TWh par an. Ces valeurs couvrent tant la production en Belgique que les importations.

Quant au potentiel de la géothermie et, plus précisément, de la géothermie profonde²⁵¹, les auteurs de l'étude « Towards 100% renewable energy in Belgium by 2050 » l'ont estimé à 4000 MW pour la Belgique dans son ensemble. Cependant, cette estimation repose essentiellement sur des informations concernant la Flandre, car l'on ne dispose pas de données détaillées sur la Wallonie.

En conclusion, étant donné sa disponibilité continue²⁵² (complémentaire à la disponibilité variable d'autres sources d'énergie renouvelables) et son potentiel a priori élevé, la biomasse apparaît comme une source d'énergie à privilégier. Les incertitudes mises en exergue par les auteurs de l'étude « Towards 100% renewable energy in Belgium by 2050 », réévoquées

²⁴⁵ Moniteur belge (2003).

²⁴⁶ Federal Planning Bureau, ICEDD and VITO (2012).

²⁴⁷ Tenant donc compte des autres finalités de la biomasse (alimentation humaine et animale, conservation de la nature...).

²⁴⁸ Haberl H., T. Beringer, S.C. Bhattacharya, K.-H. Erb, M. Hoogwijk (2010), *The global technical potential of bio-energy in 2050 considering sustainability constraints*, Current Opinion in Environmental Sustainability, 2010.

²⁴⁹ EJ = Exajoules = 10¹⁸ joules.

²⁵⁰ PJ = Pétajoules = 10¹⁵ joules.

²⁵¹ Dont les températures élevées sont adaptées à la production d'électricité.

²⁵² Sous réserve du respect de son rythme de renouvellement.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

dans la conclusion de l'étude²⁵³, incitent néanmoins à recommander d'améliorer l'évaluation de son potentiel en terme de production en Belgique comme d'importations et d'estimer les conséquences de son développement sur les plans logistique (stockage, acheminement...) et environnemental. La géothermie (profonde) présente également un potentiel a priori intéressant. Ce potentiel mériterait, lui aussi, d'être examiné de manière plus approfondie.

Recommandations :

- améliorer l'évaluation du potentiel de la biomasse à finalité énergétique destiné à la Belgique (production en Belgique et importations) et estimer les conséquences de son développement sur les plans logistique (stockage, acheminement...) et environnemental ;
- examiner de manière plus approfondie le potentiel de la géothermie (profonde).

Emissions et déchets polluants

La mise en œuvre des critères d'évaluation retenus en matière d'émissions et de déchets polluants, à savoir les émissions de CO₂, de NO_x et de SO₂ par habitant ou par unité de PIB, d'une part, la production de déchets radioactifs par unité d'énergie, d'autre part, nécessite des données qui peuvent être obtenues par le biais de l'évaluation stratégique environnementale (SEA). Cependant, ces données ne seront disponibles que lorsque le rapport sur les incidences environnementales sera terminé. Le tableau 42 sera donc complété à la fin de la SEA.

²⁵³ « Les recherches menées dans le cadre de la présente étude étaient centrées autour d'une question principale, à savoir « Comment atteindre l'objectif de 100% d'énergies renouvelables en Belgique à l'horizon 2050 ? » et de trois questions complémentaires « Quelles technologies sont à développer ? », « Quel est le coût d'une telle mutation ? », « Quelles politiques et mesures faut-il mettre en œuvre pour atteindre cet objectif ? ». Les différents scénarios et analyses présentés dans ce rapport ne constituent pas la fin de l'histoire. Ils apportent des réponses à certaines questions mais en soulèvent d'autres (capacités de stockage, disponibilité de biomasse durable, technologies relatives à l'hydrogène ou implications sociales) qui dépassent le champ initial de l'étude. Il sera nécessaire de poursuivre les recherches dans ces domaines pour mieux comprendre à quoi pourrait ressembler un futur 100% renouvelable. » (Federal Planning Bureau, ICEDD and VITO (2012), p. ix).


Tableau 42. Emissions et déchets polluants (et importations d'électricité), 2010-2030

	2010		2020			2030					
	<i>Nuc-1800</i>	<i>Coal</i>	<i>No-imp</i>	<i>18%EE</i>	<i>EE/RES++</i>	<i>Nuc-1800</i>	<i>Coal</i>	<i>No-imp</i>	<i>18%EE</i>	<i>EE/RES++</i>	
Emissions de CO ₂ par habitant (?)											Ce tableau
Emissions de CO ₂ par unité de PIB (?)											sera
Emissions de NO _x par habitant (?)											complété
Emissions de NO _x par unité de PIB (?)											à
Emissions de SO ₂ par habitant (?)											la fin
Emissions de SO ₂ par unité de PIB (?)											de
Production de déchets radioactifs par unité d'énergie (?)											la SEA.

Source : à compléter.

En l'absence des données nécessaires à la mise en œuvre des critères d'évaluation qui précèdent, les informations concernant les émissions de gaz à effet de serre du secteur électrique proposées dans l'analyse quantitative de l'EPE2 peuvent être utilisées. Comme il ressort des tableaux du point Evaluation générale des scénarios, ce sont les scénarios *Nuc-900* (2020), *18%EE* (2020 et 2030) et *EE/RES++* (2020 et 2030) qui présentent les meilleures performances, tandis que les scénarios *Nuc-3000* (2020), *No-imp* (2020 et 2030) et *Coal* (2030) affichent les pires résultats (le scénario *Coal* entraîne une détérioration de plus de 30% par rapport au scénario *Nuc-1800*).

En conclusion, si l'on souhaite minimiser les émissions et déchets polluants, les mesures en matière d'efficacité énergétique et de SER devraient être renforcées.

Recommandation : renforcer les mesures en matière d'efficacité énergétique et de SER.

Conclusion

Prévue par la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (article 3)²⁵⁴, l'Etude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité à l'horizon 2030 (étude prospective électricité 2 ou EPE2) s'inscrit dans le cadre des mesures de sauvegarde de la sécurité d'approvisionnement en électricité²⁵⁵ de la Belgique.

La sécurité d'approvisionnement en électricité relevant de la responsabilité des autorités publiques fédérales en Belgique, l'EPE2 a été établie par la Direction générale de l'Energie du SPF Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie (DG Energie), en s'appuyant sur la collaboration du Bureau fédéral du Plan (BFP) pour le volet « perspectives ». L'établissement de l'EPE2 a tenu compte, dans la mesure du possible, des résultats des consultations menées, conformément à la législation, au sujet de l'Etude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2008-2017 (EPE1), publiée en décembre 2009²⁵⁶.

Conformément à la loi du 29 avril 1999, l'EPE2 contient les six éléments suivants :

- une estimation de l'évolution de la demande et de l'offre d'électricité à moyen et long terme et des besoins en nouveaux moyens qui en résultent ;
- la définition d'orientations en matière de choix des sources primaires en veillant à assurer une diversification appropriée des combustibles, à promouvoir l'utilisation des sources d'énergie renouvelables et à intégrer les contraintes environnementales définies par les régions aux fins de tenir compte des engagements internationaux de la Belgique en matière de réduction des émissions et de production d'énergie à partir de sources renouvelables ;
- la définition de la nature des filières de production à privilégier en veillant à promouvoir les technologies de production à faible émission de gaz à effet de serre ;
- une évaluation de la sécurité d'approvisionnement en matière d'électricité ;
- des recommandations sur la base des constatations faites aux points précédents ;
- une analyse de l'opportunité de recourir à la procédure d'appel d'offres prévue par l'article 5 de la loi du 29 avril 1999.

Les six éléments sont répartis dans les deuxième et troisième parties de l'EPE2, la première partie étant consacrée à une présentation générale de l'EPE2. La deuxième partie comprend une analyse quantitative de l'approvisionnement en électricité de la Belgique. La troisième

²⁵⁴ Telle que modifiée par la loi du 8 janvier 2012 portant modifications de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations (MB du 11.1.2012).

²⁵⁵ Sur la base d'une définition de la sécurité d'approvisionnement énergétique proposée par la Commission européenne (Commission européenne, *Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique*, livre vert, COM(2000) 769 final, 29 novembre 2000), on peut considérer que la sécurité d'approvisionnement en électricité doit viser à assurer la disponibilité physique et continue d'électricité à un prix accessible à tous les consommateurs dans la perspective d'un développement durable.

²⁵⁶ Voir site internet du SPF Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie, http://economie.fgov.be/fr/consommateurs/Energie/Securite_des_approvisionnements_en_energie/Etude_prospective_electricite/



partie propose une évaluation de la sécurité d'approvisionnement en électricité de la Belgique, sur la base d'un certain nombre de critères et de données issues de sources diverses (mais essentiellement de la deuxième partie de l'EPE2 pour ce qui est de l'avenir), ainsi que des recommandations en la matière.

Conformément à la loi du 29 avril 1999 toujours, plusieurs organisations ont été impliquées dans l'établissement du projet d'EPE2. Ainsi, la CREG, le gestionnaire de réseau de transport (Elia), la Banque nationale de Belgique et les régions ont participé notamment aux discussions préalables à la définition des scénarios étudiés. Des professeurs d'universités belges ont également été sollicités.

La loi du 29 avril 1999 dispose, en outre, que le projet d'EPE2 doit être soumis, pour avis, à la Commission interdépartementale du Développement durable (CIDD) et au Conseil central de l'Economie (CCE).

Au terme de la procédure d'établissement, la loi du 29 avril 1999 prévoit encore que l'EPE2 doit être publiée et doit être communiquée aux Chambres législatives fédérales, aux gouvernements de région ainsi qu'à la Commission européenne.

Par ailleurs, en vertu de la loi du 13 février 2006 relative à l'évaluation des incidences de certains plans et programmes sur l'environnement et à la participation du public dans l'élaboration des plans et des programmes relatifs à l'environnement²⁵⁷, l'EPE2, bien qu'elle ne soit pas un véritable plan²⁵⁸, doit être soumise à une évaluation environnementale (évaluation stratégique environnementale ou SEA²⁵⁹). La SEA comprend plusieurs étapes :

- l'élaboration d'un répertoire des informations que devra contenir le rapport sur les incidences environnementales ;
- la réalisation de l'évaluation des incidences sur l'environnement ;
- la rédaction du rapport précité ;
- la consultation du public ;
- la consultation d'instances concernées (Comité d'avis SEA, Conseil fédéral du Développement durable, gouvernements des régions...);
- la prise en considération du rapport et des résultats des consultations lors de l'adoption du plan ou programme ;
- la communication d'informations sur l'adoption du plan ou programme, via une déclaration à publier au Moniteur belge et sur le site du Portail fédéral ;

²⁵⁷ MB du 10.3.2006.

²⁵⁸ Elle n'est, par exemple, pas mise en œuvre.

²⁵⁹ Strategic Environmental Assessment.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

- le suivi des incidences environnementales lors de la mise en œuvre du plan ou programme.

Analyse quantitative de l'approvisionnement en électricité de la Belgique

La deuxième partie de l'EPE2 consiste en une analyse générale de l'approvisionnement électrique de la Belgique à l'horizon 2030 dans le contexte énergétique global du pays. L'analyse générale de l'approvisionnement électrique a pour objectif de déterminer les perspectives d'évolution de la demande électrique en Belgique et les besoins en capacité de production électrique nécessaires pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité à moyen et long terme (2020-2030). Elle tient compte des développements de l'économie belge et des prix internationaux des énergies, des possibilités d'échanges électriques transfrontaliers et du paquet européen Climat-Energie.

Méthodologie

L'analyse proposée repose sur le modèle énergétique PRIMES et une série de scénarios.

Modèle PRIMES

PRIMES est un modèle énergétique d'équilibre partiel : il détermine une solution d'équilibre sur les marchés de l'offre et de la demande énergétique (« équilibre »), sans toutefois évaluer les conséquences au niveau macroéconomique (« partiel »). PRIMES est un modèle technico-économique qui simule le comportement des différents agents économiques (producteurs d'électricité, industriels, ménages, etc.). En d'autres termes, il associe aux différents profils de demande de services énergétiques des technologies de production et de consommation d'énergie auxquelles sont associés des coûts, des rendements de conversion, etc.

L'année de départ (ou de référence) des perspectives d'approvisionnement électrique est l'année 2010, année pour laquelle les données statistiques relatives au secteur électrique ont été introduites dans le modèle PRIMES. Ces données concernent tant la description du parc de production que le niveau et la répartition intersectorielle de la demande électrique. Les informations concernant les investissements connus et déclassements décidés (en date du 31 décembre 2011) ont été également intégrées dans le modèle.

Scénarios

Trois scénarios de base et quatre scénarios alternatifs ont été définis.

Scénarios de base

En raison des incertitudes sur la disponibilité des capacités nucléaires d'ici 2020 au moment de l'analyse quantitative (d'avril à septembre 2012), c'est non pas un scénario de référence²⁶⁰, comme dans l'EPE1, mais trois scénarios de base qui ont été définis dans l'EPE2.

²⁶⁰ Le scénario de référence a pour but principal de simuler l'impact des tendances et politiques connues sur le système énergétique belge et sur les émissions de CO₂ énergétique, compte tenu de l'évolution des déterminants de l'offre et de la demande d'énergie. Le scénario de référence constitue également un point de comparaison pour l'évaluation de scénarios alternatifs. En revanche, il n'a pas vocation d'esquisser l'image la plus réaliste ou la plus vraisemblable du système énergétique belge.



Les scénarios de base ont les mêmes caractéristiques qu'un scénario de référence, mais ils proposent des évolutions différentes de la production électrique d'origine nucléaire²⁶¹. Plus précisément,

- le scénario de base *Nuc-1800* table sur le démantèlement progressif des centrales nucléaires après 40 années de fonctionnement, conformément à la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive du nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité (Doel 1&2 et Tihange 1 ont été retranchés du parc électrique en 2020) ;
- le scénario de base *Nuc-900* est calqué sur la décision du Conseil des ministres du 4 juillet 2012, qui prévoit le prolongement de dix ans de la durée opérationnelle de la centrale nucléaire de Tihange 1 (seuls, Doel 1&2 ont été retranchés du parc électrique en 2020) ;
- le scénario de base *Nuc-3000* fait l'hypothèse de l'arrêt anticipé de certains réacteurs et de l'application de la loi de 2003, sauf pour la centrale de Tihange 1, qui poursuit son activité jusqu'en 2025 (3000 MW ont été retranchés du parc électrique d'ici à 2020).

Du reste, les scénarios de base se fondent sur les politiques et mesures adoptées jusqu'à la fin 2009.

Scénarios alternatifs

Pour tenir compte des incertitudes sur certaines orientations de la politique énergétique belge, quatre scénarios alternatifs²⁶² sont également étudiés dans l'EPE2.

Les caractéristiques qui les différencient des scénarios de base sont les suivantes :

- le scénario *Coal* lève la contrainte imposée dans les scénarios de base, à savoir l'absence d'investissement dans de nouvelles centrales au charbon d'ici 2030. Dans le scénario *Coal*, des investissements en nouvelles centrales au charbon sont rendus possibles, mais après 2020 uniquement pour tenir compte des délais liés aux procédures d'autorisation et de construction ;
- le scénario *No-imp* présuppose un niveau d'importations nettes d'électricité égal à zéro sur toute la période de projection. Dans les scénarios de base, l'hypothèse retenue est un niveau d'importations nettes constant, mais non nul sur la période 2015-2030 (5,8 TWh) ;
- le scénario *18%EE* tient compte de l'objectif indicatif de la Belgique de réduire de 18 % sa consommation d'énergie primaire en 2020 par rapport à une projection de référence. Dans les scénarios de base, seules les politiques et mesures existantes

²⁶¹ Le suffixe dans le nom des scénarios de base fait référence à la capacité nucléaire qui est soustraite de la capacité totale en 2020.

²⁶² Les résultats qui en découlent permettent d'évaluer l'effet de politiques alternatives ou de nouvelles politiques sur l'approvisionnement électrique belge.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

visant à réduire la consommation énergétique sont intégrées, pas l'objectif indicatif de 18 % ;

- le scénario *EE/RES++* explore l'impact d'un déploiement ambitieux des sources d'énergie renouvelables pour la production d'électricité au-delà de 2020, combiné avec une réduction de la demande électrique compatible avec l'objectif « efficacité énergétique » de 18% à l'horizon 2020.

Résultats

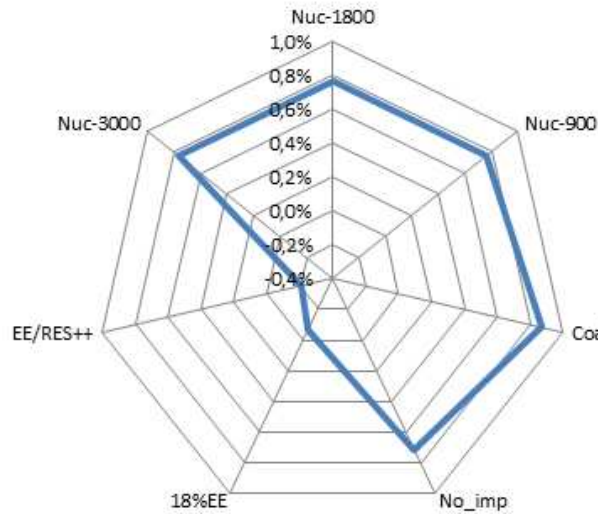
Etant donné son caractère synthétique, ce point s'inspire du contenu de la section 2.3.3, qui offre une vue d'ensemble de l'évolution d'indicateurs pertinents dans les différents scénarios étudiés. Ces indicateurs sont : la demande (énergie appelée) et l'offre d'énergie électrique, les investissements dans de nouvelles capacités de production, la capacité installée du parc électrique belge, la consommation de gaz naturel du secteur électrique, les émissions de GES et le coût moyen de la production électrique.

Le tableau 43 reprend les graphiques 32 à graphique 38 pour donner une image quantitative des résultats.

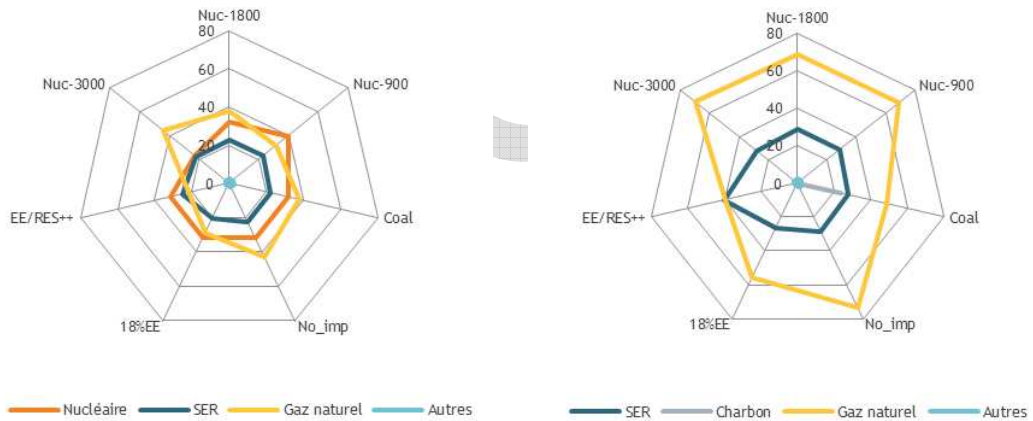


Tableau 43. Evolution d'indicateurs pertinents dans les différents scénarios étudiés dans l'EPE2

Taux de croissance annuel moyen de l'énergie appelée, 2010-2030 (%)

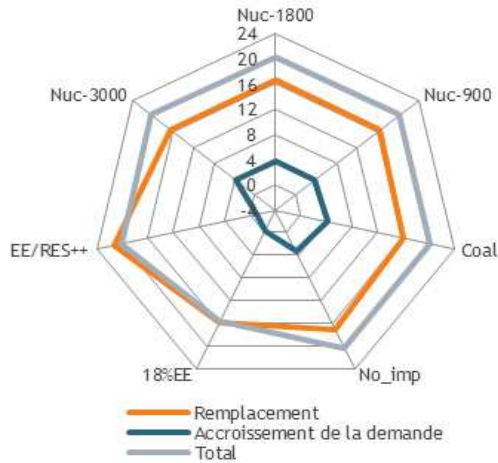


Production d'électricité par forme d'énergie, 2020 (gauche) et 2030 (droite) (TWh)

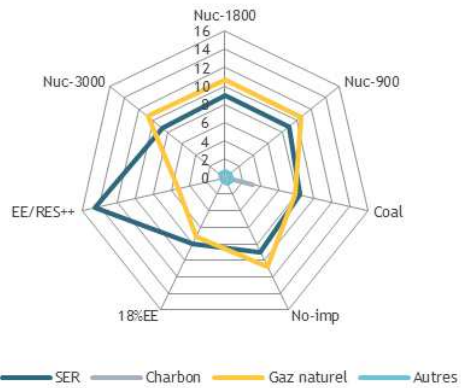
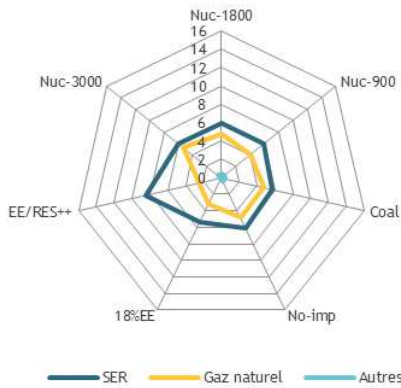


« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

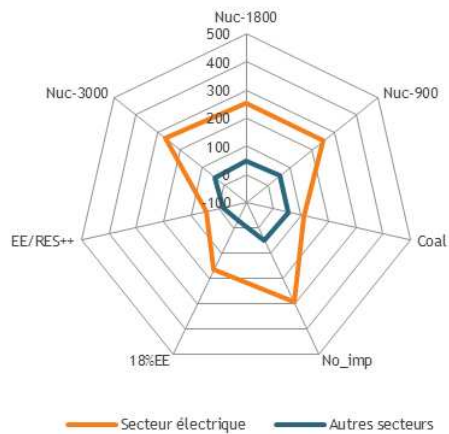
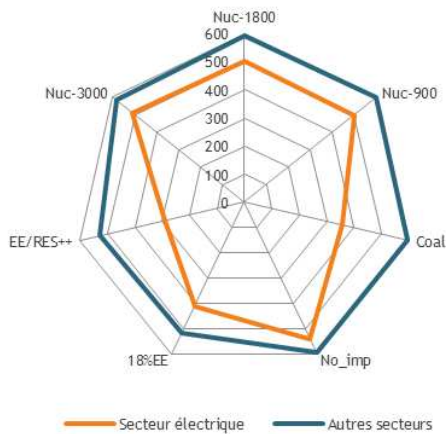
Investissements cumulés en nouvelles capacité de production, 2011-2030 (GW)



Nouvelles capacités installées en 2020 (gauche) et en 2030 (droite) (GW)

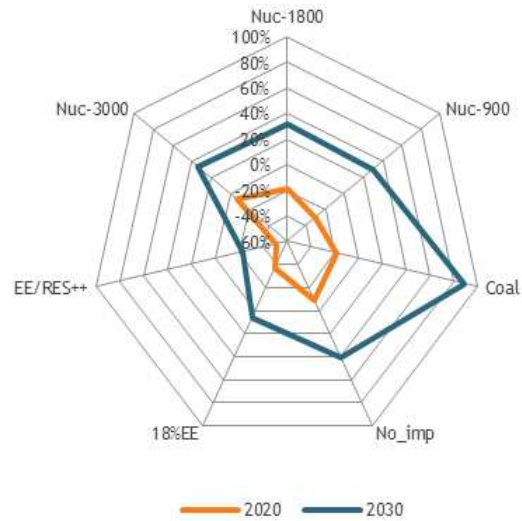


Comparaison des besoins en gaz naturel en 2030 (gauche) et variation par rapport à 2010 (droite) (PJ-PCS)

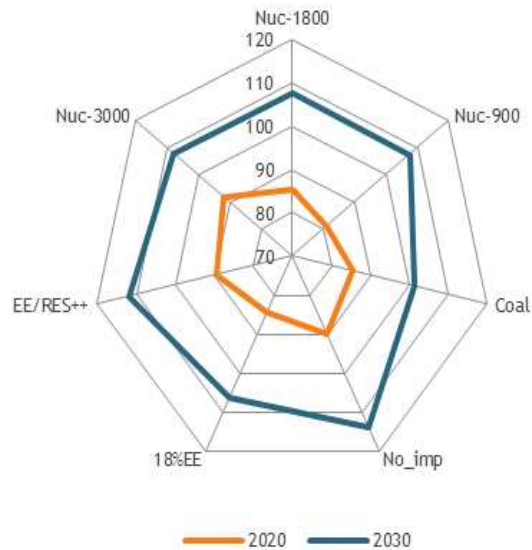




Evolution des émissions de gaz à effet de serre du parc électrique belge (variation en % par rapport à 2005)



Coût moyen de la production électrique en 2020 et 2030 (euros 2005/MWh)



Note :

- SER = sources d'énergie renouvelables; Autres = gaz dérivés et produits pétroliers ;
- PCS = pouvoir calorifique supérieur.

Source : PRIMES.

Le tableau 44 reprend, quant à lui, les tableau 14 et tableau 15, afin de livrer une appréciation qualitative des résultats.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Tableau 44. Résumé des impacts positifs (+) et négatifs (-) des scénarios étudiés par rapport au scénario Nuc-1800, années 2020 et 2030

	Nuc-900	Nuc-3000	Coal	No-imp	18%EE	EE/RES++
2020						
Emissions de GES du secteur électrique	++	--	=	--	++	+++
Besoins d'investissement (MW)	+	-	=	=	++	=
Coût moyen de la production électrique	+	-	=	-	=	-
Dépendance au gaz naturel	+	-	=	-	++	++
Dépendance aux importations d'énergie	=	=	=	=	++	++
2030						
Emissions de GES du secteur électrique	=	=	---	-	++	+++
Besoins d'investissement (MW)	=	=	=	=	+	=
Dépenses d'investissement 2011-2030	=	=	-	=	++	--
Coût moyen de la production électrique	=	=	+	-	=	-
Dépendance au gaz naturel	=	=	++	-	++	++
Dépendance aux importations d'énergie	=	=	-	=	++	++

Note :

= équivalent au scénario Nuc-1800 ;

+ à +++ amélioration par rapport au scénario Nuc-1800 (+ : amélioration < 10% ; ++ : amélioration entre 10 et 30% ; +++ : amélioration de plus de 30%) ;

- à --- détérioration par rapport au scénario Nuc-1800 (- : détérioration < 10% ; -- : détérioration entre 10 et 30% ; --- : détérioration de plus de 30%).

Source : BFP.

Evaluation de la sécurité d'approvisionnement en électricité de la Belgique et recommandations

La troisième partie de l'EPE2 présente une évaluation de la sécurité d'approvisionnement en électricité.

Faute de consensus sur des critères propres à la sécurité d'approvisionnement énergétique et, a fortiori, électrique, cette évaluation a été menée sur la base de critères relatifs à une notion apparentée : la vulnérabilité énergétique. Ces critères sont proposés par d'Artigues (2008)²⁶³. Celle-ci définit la vulnérabilité énergétique à partir de trois notions liées entre elles : la diversité, l'efficacité et la soutenabilité énergétique. A ces trois notions, elle associe des indicateurs.

Après adaptation à l'électricité quand c'était possible et sélection en fonction de la disponibilité des informations nécessaires, les critères d'évaluation ont été appliqués tant aux évolutions récentes qu'aux évolutions futures quand elles étaient disponibles (voir partie 2) et non seulement à la Belgique, mais aussi aux pays de la région de l'Europe du Centre-Ouest et au Royaume-Uni pour les évolutions récentes.

²⁶³ d'Artigues A. (2008), *Définition d'indicateurs de vulnérabilité énergétique. Une analyse comparée des pays de l'Europe des 15*, Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie, juillet 2008.



Il découle des options prises que certains critères d'évaluation ont trait à la sécurité d'approvisionnement en électricité et d'autres à la sécurité d'approvisionnement en énergie. Ces derniers sont signalés par l'abréviation « SAEN » dans une note de bas de page.

Les résultats de l'application des critères d'évaluation ont donné lieu à des recommandations.

Critères d'évaluation, résultats de leur application et recommandations sont résumés dans le tableau 45.

Projet

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Tableau 45. Résumé des critères d'évaluation de la sécurité d'approvisionnement en électricité de la Belgique, de leur application et des recommandations qui en découlent

Critères d'évaluation	Résultats de l'application des critères	Recommandations
Examen de la littérature sur la sécurité d'approvisionnement en énergie et en électricité	Bien que de nombreux critères aient été proposés pour évaluer la sécurité d'approvisionnement en énergie et en électricité, il n'y a pas de consensus sur les critères appropriés. Or, de tels critères, adaptés aux spécificités de la Belgique, sont essentiels à une évaluation de la sécurité d'approvisionnement en électricité du pays, elle-même support indispensable à la formulation de recommandations efficaces.	Développer une batterie de critères permettant de mesurer la sécurité d'approvisionnement en électricité de la Belgique, sous la forme d'un tableau de bord
1. Diversité		
<p>1.1. Diversité des sources d'énergie primaires entrant dans la production d'électricité</p> <p>Indice de diversité (ID) de Shannon-Wiener</p> $ID = - \sum_i p_i \ln p_i$ <p>où i = source d'énergie primaire = 1... X p_i = part de la source i dans l'ensemble des sources</p>	<p>Depuis 2005, la Belgique dispose, chaque année, d'un mix électrique plus diversifié que celui de la moyenne des autres pays de la région Centre-Ouest (CWE) et du Royaume-Uni. En outre, cette diversité s'est améliorée au cours du temps. Elle devrait continuer à s'améliorer jusqu'en 2020, mais connaître des évolutions contrastées en 2030, en fonction des choix de politique énergétique. A cet horizon, seuls, les ID des scénarios <i>Coal</i> et <i>EE/RES++</i> atteignent une valeur supérieure à celle de l'ID de 2011, le gaz naturel y étant moins présent.</p>	<p>Surveiller la dépendance au gaz naturel, dans le respect de la liberté de choix des opérateurs du marché de l'électricité</p> <p>Favoriser les travaux de la Task Force gaz L, consacrés à la conversion au gaz à pouvoir calorifique élevé (gaz H) des consommateurs belges de gaz à faible pouvoir calorifique (gaz L)</p> <p>Renforcer la politique en cas de crise d'approvisionnement en gaz naturel, conformément aux exigences du troisième paquet énergie européen</p>
<p>1.2. Diversité des pays fournisseurs de sources d'énergie primaires¹</p> <p>Indice de diversité (ID) de Shannon-Wiener</p> $ID = - \sum_i p_i \ln p_i$ <p>où i = pays fournisseur de source d'énergie primaire = 1... X p_i = part du pays fournisseur i dans l'ensemble des fournisseurs</p>	<p>Bien qu'il soit inférieur à la moyenne des pays CWE et du Royaume-Uni et qu'il ait accusé une faible diminution entre 2009 et 2011, l'ID des fournisseurs de produits pétroliers affiche des valeurs absolues importantes. Il est donc considéré comme satisfaisant, d'autant plus que les produits pétroliers interviennent peu dans la production d'électricité (0,3% en 2011 ; de l'ordre de 2,0% en 2020 et en 2030).</p> <p>L'ID de la fourniture de gaz naturel présente des valeurs supérieures aux valeurs moyennes des pays comparés pour toutes les années étudiées et son niveau est élevé. Il est donc également considéré comme satisfaisant.</p> <p>L'ID des fournisseurs de charbon reste supérieur à la moyenne des pays comparés sur toute la période, mais son niveau est relativement faible. En</p>	<p>Dans le respect de la liberté de choix des opérateurs du marché du charbon, veiller à conserver le niveau actuel de diversité des fournisseurs de charbon, pour le cas où de nouveaux investissements basés sur celui-ci seraient consentis après 2020</p>

¹ SAEN.



outre, il est en diminution constante. Même s'il n'y pas matière à s'inquiéter, l'éventualité de nouveaux investissements basés sur le charbon² après 2020 appelle à la vigilance.

Si la PPCIB du pétrole et des produits pétroliers apparaît satisfaisante, surtout au regard de la part de ces derniers dans le mix électrique belge, un problème pourrait se poser en cas de délocalisation des raffineries, attirées par les politiques environnementales et énergétiques moins coûteuses des pays extra-européens.

1.3. Part de la production de sources d'énergie primaire dans la consommation intérieure brute de sources d'énergie primaire (PPCIB)³

$$PPCIB_i = P_i / CIB_i$$

où

i = source d'énergie primaire
= 1... X

P_i = production de la source d'énergie primaire i

CIB_i = consommation intérieure brute de la source d'énergie primaire i

La Belgique est totalement dépendante des importations de gaz naturel. Une piste s'est fait jour à travers le gaz non conventionnel. Cependant, cette piste comporte des écueils non négligeables en terme d'environnement. Le niveau fédéral attend les résultats des études en cours sur ce sujet pour se prononcer.

La Belgique ne produit plus et de devrait plus produire de charbon, du moins à l'horizon de l'EPE2. Cependant, comme la part de celui-ci dans le mix électrique est faible et devrait diminuer d'ici 2030, la sécurité d'approvisionnement en électricité ne paraît pas menacée.

Pour le bois et les déchets de bois (seuls éléments de la biomasse pour lesquels des données sont disponibles), la Belgique est davantage dépendante des importations que les autres pays observés. Néanmoins, les statistiques en la matière sont encore peu détaillées. Etant donné que la biomasse est appelée à jouer un rôle croissant dans le mix électrique, l'approvisionnement en bois et en déchets de bois devrait bénéficier d'un suivi renforcé.

Surveiller la viabilité du secteur du raffinage belge à l'horizon 2030

Etre attentif à la qualité des résultats des études relatives au gaz non conventionnel

Renforcer le suivi de l'approvisionnement en bois et en déchets de bois, en particulier sous l'angle de la gestion durable des forêts, dans le respect de la liberté de choix des acteurs économiques, en améliorant les statistiques (remplissage du questionnaire JWEE) et en développant la connaissance des processus logistiques à mettre en œuvre (acheminement, stockage, etc.)

1.4. Dépendance électrique (DE⁴)

A de rares exceptions près, les importations nettes d'électricité en Belgique

Continuer à développer les interconnexions avec les

² Munis d'un dispositif de captage et stockage du carbone (CCS).

³ SAEN.

⁴ DE = dépendance énergétique.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

<p>$DE_e = IN_e / CIB_e$</p> <p>où e = électricité IN_e = importations nettes d'électricité CIB_e = consommation intérieure brute d'électricité</p>	<p>ont toujours été positives. A l'horizon 2020 comme à l'horizon 2030, la plupart des scénarios montrent une dépendance électrique accrue par rapport à 2010.</p>	<p>pays voisins</p> <p>Suivre de près les travaux de l'« Electricity Coordination Group » en matière d'utilisation des flux transfrontaliers et d'évaluation de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité</p>
<p>2. Efficacité</p>		
<p>2.1. Secteurs d'activité économique</p> <p>Intensité électrique (IE)</p> <p>où i = secteur = 1... X CEF_i = consommation d'électricité finale du secteur i VA_i = valeur ajoutée du secteur i</p> <p>$IE_i = CEF_i / VA_i$</p>	<p>En Belgique, l'efficacité énergétique est une matière régionale. Au niveau fédéral, les mesures consistent essentiellement en la définition de normes de performance énergétique des équipements, l'offre d'incitants fiscaux et l'organisation de campagnes d'information.</p> <p>L'intensité électrique de l'industrie belge est supérieure, tant en 2005 qu'en 2010, à celles des industries des autres pays étudiés, à l'exception du Luxembourg. L'intensité électrique du secteur tertiaire (y compris l'agriculture) de la Belgique est, quant à elle, supérieure à la moyenne de 2010 des six pays observés. Enfin, l'intensité électrique du transport belge est légèrement inférieure à la moyenne de 2005 et de 2010 des six pays observés.</p> <p>En 2020 et en 2030, seul, le scénario Coal ne permet pas d'améliorer l'intensité électrique de l'industrie et du secteur tertiaire par rapport au scénario Nuc-1800. Les scénarios 18%EE et EE/RES++ permettent de faire baisser l'intensité électrique de plus de 27% en 2020 et de plus de 31% en 2030. La consommation électrique finale du transport ne suit pas la tendance de l'industrie et du secteur tertiaire, en raison du développement des voitures hybrides rechargeables et 100% électriques, mais aussi d'un léger transfert modal en faveur du transport ferroviaire.</p>	<p>Encourager les actions régionales telles que les accords de branche Energie conclus entre la Wallonie et Essenscia</p> <p>Outre continuer à encourager les investissements économiseurs d'énergie, examiner de manière approfondie les mesures favorisant une croissance moindre de la consommation électrique finale dans les pays voisins sur la base des données récoltées dans le cadre du projet Odyssee-Mure notamment</p> <p>Déterminer les mesures nécessaires à la concrétisation rapide des scénarios 18%EE et EE/RES++, en veillant à préserver la viabilité économique des secteurs industriel et tertiaire</p>
<p>2.2. Secteur résidentiel</p> <p>Quantité d'électricité consommée par ménage (CEM) ou par habitant (CEH)</p> <p>où CEF_M = consommation d'électricité finale des ménages M = nombre de ménages</p> <p>$CEM = CEF_M / M$</p>	<p>En 2005 et en 2010, la quantité d'électricité consommée par ménage en Belgique est supérieure à la moyenne des pays observés. Cet écart tend néanmoins à s'amenuiser au fil du temps.</p> <p>Sans surprise, les scénarios 18%EE et EE/RES++ montrent un recul de la consommation résidentielle, de 20 à 23%, par rapport au scénario Nuc-1800 entre 2020 et 2030.</p> <p>Très logiquement, on retrouve une corrélation linéaire forte (1) entre les données de consommation par habitant et les données de consommation par ménage.</p>	<p>Améliorer la fiabilité des données sur la consommation des ménages (conformément aux nouvelles dispositions du règlement européen sur les statistiques de l'énergie)</p> <p>Privilégier les scénarios 18%EE et EE/RES++, en veillant à assurer l'accès de tout un chacun à l'électricité à un prix abordable</p> <p>Faire réaliser une étude détaillée de l'évolution de la consommation de chaque type d'appareils électriques dans le secteur résidentiel</p>



CEH = CEF_M / H		
où		
CEF _M	= consommation d'électricité finale des ménages	
H	= nombre d'habitants	
		Les indicateurs d'intensité électrique présentés ci-contre ne permettent pas de cerner précisément le rôle de l'efficacité énergétique dans l'évolution de la consommation d'électricité du secteur résidentiel, car ils incluent des effets structurels, comme l'impact du mode de vie.
3. Soutenabilité		
3.1. Convergence de l'offre et de la demande		
3.1.1. Equilibre entre l'offre et la demande		
3.1.1.1.	Rapport sur les moyens de production d'électricité 2012-2017 et Plan Wathelet	<p>Certains des domaines d'action de la vision à long terme peuvent être complétés : le stockage de l'électricité et le monitoring de la sécurité d'approvisionnement.</p> <p>Stockage de l'électricité : lancer une étude sur les caractéristiques techniques et le potentiel d'évolution des technologies en la matière</p> <p>Système de monitoring permanent : améliorer l'outil informatique de comparaison de l'offre et de la demande d'électricité créé pour l'Observatoire de l'Energie à l'occasion de l'élaboration du Rapport sur les moyens de production d'électricité 2012-2017 (modèle déterministe)</p>
3.1.1.2.	Analyse quantitative de l'EPE2	<p>Plusieurs pistes se dégagent en fonction de l'objectif poursuivi :</p> <ul style="list-style-type: none"> • si l'on aspire à limiter les investissements, l'efficacité énergétique apparaît comme le domaine d'action à privilégier, d'autant plus que le coût moyen de production du scénario 18%EE est équivalent à celui du scénario Nuc-1800 ; • si l'on veut contenir le coût moyen de production, c'est la piste du charbon qu'il faut suivre, mais celui-ci enregistre de faibles performances sur le plan des émissions polluantes. <p>Concentrer les efforts sur l'efficacité énergétique et, en particulier, atteindre l'objectif indicatif de 18% que s'est fixé la Belgique</p>
3.1.2. Concurrence		
•	Indice de Herfindahl-Hirschmann (IHH)	<p>Une amélioration se dessine, mais des efforts sont encore nécessaires.</p> <p>La concurrence relevant de la compétence des régulateurs, aucune recommandation précise n'est formulée. L'on peut cependant encourager des mesures prises dans un autre contexte qui ont un effet positif sur la con-</p>

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

$$IHH = \sum_i s_i^2$$

où

i = entreprise
= 1... X

s_i = part de marché de l'entreprise i (généralement multipliée par 100)

currence (par exemple, la campagne « Gaz – Electricité : osez comparer ! »).

- Indicateurs de concurrence européens
 - pour la production :
 - nombre d'entreprises qui, ensemble, représentent au moins 95 % de la production nationale nette d'électricité
 - nombre d'entreprises qui assurent chacune au moins 5 % de la production nationale nette d'électricité
 - part de marché cumulée de toutes les entreprises qui assurent chacune au moins 5 % de la production nationale nette d'électricité
 - pour la fourniture :
 - nombre total de fournisseurs aux consommateurs finals
 - nombre de fournisseurs livrant au moins 5 % de la consommation totale d'électricité
 - part de marché cumulée de tous les fournisseurs livrant au moins 5 % de la consommation totale d'électricité

3.2. Développement des interconnexions avec les pays voisins

La capacité des lignes de transport de frontière à frontière, numérateur du taux d'interconnexion électrique, est une notion relativement floue, qui peut s'appréhender de différentes manières.

Comme des recommandations précises en matière de développement des interconnexions relèvent de la compétence du gestionnaire de réseau de transport (notamment à travers le plan de développement du réseau de transport d'électricité), il n'en est pas émis ici.

Taux d'interconnexion électrique (TIE)

Pour la Belgique et l'hiver 2010, si l'on choisit la capacité commerciale to-



<p>TIE = $\sum_i \text{KTFàF}_i / \text{KPI}$</p> <p>où i = ligne de transport de frontière à frontière = 1... X KTFàF_i = capacité de la ligne de transport de frontière à frontière i KPI = capacité de production installée</p>	<p>tale des lignes comme numérateur, soit 3500 MW, sachant que la capacité de production installée se montait à 17000 MW, on obtient un taux d'interconnexion de 21%.</p> <p>Une comparaison du taux d'interconnexion de la Belgique avec ceux des 15 pays de l'Union européenne en 2004 permet de constater que la Belgique se situe parmi les pays les mieux lotis, mais qu'elle peut encore améliorer sa situation.</p>
<p>3.3. Stabilité des pays fournisseurs⁵</p>	
<p>Stabilité sur les plans social, économique et (géo)politique</p> <ul style="list-style-type: none"> Indicateur de développement humain (IDH) Informations publiées par l'Office national du Ducroire et la SA Ducroire 	<p>La plupart des pays qui fournissent des sources d'énergie fossiles à la Belgique et sont responsables de la majorité des fournitures ne présentent pas ou que peu de risques, excepté le Yémen, le Nigéria, l'Irak, l'Iran, le Venezuela et la Fédération de Russie.</p> <p>Dans le respect de leur liberté de choix, encourager les opérateurs des marchés énergétiques concernés à envisager avec prudence les achats de sources d'énergie fossiles au Yémen, à l'Iran, à l'Irak, au Venezuela, au Nigéria et à la Fédération de Russie</p>
<p>3.4. Développement durable</p>	
<p>3.4.1 Evolution de la consommation</p>	<p>Voir 2. Efficacité</p>
<p>3.4.2 Raréfaction des ressources⁶</p>	<p>3.4.2.1. Sources d'énergie fossiles et minérales</p> <p>Pour le monde, à production annuelle constante, les perspectives d'exploitation des sources d'énergie fossiles et minérales en 2011 se situent entre +/- 50 et +/- 110 ans, avec, par ordre décroissant de perspectives, le charbon, l'uranium, le gaz naturel et le pétrole. Mais la finitude des ressources, renforcée par le débat relatif à l'évolution de la production an-</p> <p>Continuer à diminuer ou éviter d'augmenter la part des sources d'énergie fossiles et minérales dans le bouquet des sources d'énergie à l'origine de la production d'électricité, à l'aide notamment de technologies nouvelles (couplage de SER avec du stockage ou/et gestion</p>
<ul style="list-style-type: none"> Réserves prouvées (R) Production annuelle (P) 	

⁵ SAEN.

⁶ SAEN.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

<ul style="list-style-type: none"> Ratio R / P <ul style="list-style-type: none"> pour le monde (AM) $AM_i = RM_i / PM_i$ où <ul style="list-style-type: none"> i = source d'énergie primaire = 1... X RM_i = réserves (prouvées) mondiales de la source d'énergie primaire i PM_i = production mondiale de la source d'énergie primaire i pour les pays fournisseurs (A) $A_f = R_f / P_f$ où <ul style="list-style-type: none"> f = pays fournisseur de la Belgique = 1... W i = source d'énergie primaire = 1... X R_f = réserves (prouvées) du pays fournisseur de la Belgique f de la source d'énergie primaire i P_f = production du pays fournisseur de la Belgique f de la source d'énergie primaire Ressources récupérables restantes (RRR) 	<p>nuelle, et les dommages environnementaux incitent à la prudence.</p> <p>Pour les pays fournisseurs de la Belgique :</p> <ul style="list-style-type: none"> pétrole : la Belgique se fournit essentiellement auprès de pays ayant un ratio R / P moyen ou faible et le fournisseur principal (la Fédération de Russie, 44%) présente des risques non négligeables. Cela dit, le pétrole ne contribue qu'à raison de 0,3% en 2011 et de l'ordre de 2,0% en 2020 et en 2030 à la production d'électricité en Belgique ; gaz naturel : le ratio R / P du premier pays fournisseur de gaz naturel de la Belgique (le Qatar, 34%) est élevé, tandis que ceux des deux suivants (la Norvège, 29% et les Pays-Bas, 27%) peuvent être considérés comme moyens. Ces trois pays présentant un IDH très élevé, la situation semble rassurante. Néanmoins, le gaz naturel est appelé à jouer un rôle de plus en plus important dans la production d'électricité au cours des prochaines décennies ; charbon : à l'exception du Royaume-Uni (1%), l'ordre de grandeur du ratio R / P de tous les pays fournisseurs de charbon de la Belgique est élevé et l'IDH des principaux d'entre eux (les Etats-Unis, 42% et l'Australie, 36%) est très élevé. Comme le charbon rencontre actuellement des difficultés, en raison de ses faibles performances environnementales, la situation et les perspectives peuvent être considérées comme satisfaisantes ; uranium : l'absence de données empêche d'évaluer les risques. Cependant, la Belgique a décidé d'abandonner la technologie nucléaire pour la production d'électricité à l'horizon 2025. 	<p>de la demande, par exemple)</p> <p>Dans le respect de la liberté de choix des opérateurs du marché du gaz naturel et de la confidentialité des données nécessaires, établir un diagnostic détaillé du portefeuille de pays fournisseurs de gaz naturel de la Belgique, en tenant compte des routes d'acheminement</p>
<p>3.4.2.2. Biomasse et géothermie</p> <p>Etude « Towards 100% renewable energy in Belgium by 2050 »</p>	<p>Pour la biomasse, la part du potentiel mondial durable pouvant être attribuée à la Belgique en 2050 atteint 300 PJ par an (sur la base des perspectives démographiques) ou 1097 PJ par an (sur la base des perspectives d'évolution du PIB), soit 83,3 ou 304,7 TWh par an.</p> <p>Pour la géothermie (profonde)⁷, le potentiel est estimé à 4000 MW pour la Belgique dans son ensemble, mais des données détaillées ne sont pas disponibles pour la Wallonie.</p>	<p>Améliorer l'évaluation du potentiel de la biomasse à finalité énergétique destiné à la Belgique (production en Belgique et importations) et estimer les conséquences de son développement sur les plans logistique (stockage, acheminement...) et environnemental</p> <p>Examiner de manière plus approfondie le potentiel de la géothermie (profonde)</p>
<p>3.4.3. Emissions et déchets polluants</p>	<p>Les critères seront appliqués à la fin de la SEA. Néanmoins, les informa-</p>	<p>Renforcer les mesures en matière d'efficacité énergé-</p>

⁷ Dont les températures élevées sont adaptées à la production d'électricité.



- Emissions de CO₂ par habitant

$$\text{CO}_2\text{H} = \text{CO}_2 / \text{H}$$

où
CO₂ = émissions de CO₂ par les centrales électriques
H = nombre d'habitants

- Emissions de CO₂ par unité de PIB

$$\text{CO}_2\text{PIB} = \text{CO}_2 / \text{PIB}$$

où
CO₂ = émissions de CO₂ par les centrales électriques
PIB = produit intérieur brut

- Emissions de NO_x par habitant

$$\text{NO}_x\text{H} = \text{NO}_x / \text{H}$$

où
NO_x = émissions de NO_x par les centrales électriques
H = nombre d'habitants

- Emissions de NO_x par unité de PIB

$$\text{NO}_x\text{PIB} = \text{NO}_x / \text{PIB}$$

où
NO_x = émissions de NO_x par les centrales électriques
PIB = produit intérieur brut

- Emissions de SO₂ par habitant

$$\text{SO}_2\text{H} = \text{SO}_2 / \text{H}$$

où
SO₂ = émissions de SO₂ par les centrales

tions sur les émissions de gaz à effets de serre du secteur électrique disponibles dans l'analyse quantitative de l'EPE2 permettent d'effectuer une première évaluation et de relever :

- l'impact positif de l'efficacité énergétique et des SER ;
- l'impact négatif du charbon.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

électriques

H = nombre d'habitants

- Emissions de SO₂ par unité de PIB

$$\text{SO}_2\text{PIB} = \text{SO}_2 / \text{PIB}$$

où

SO₂ = émissions de SO₂ par les centrales

électriques

PIB = produit intérieur brut

- Production de déchets radioactifs par unité d'énergie

$$\text{DRU} = \text{DR} / \text{EP}$$

où

DR = quantité de déchets radioactifs produite par les centrales électriques

EP = énergie produite par les centrales électriques



Projet

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Références

Agence internationale de l'Énergie (AIE, 2012), *World Energy Outlook 2012 – Résumé*, 2012.

Agence pour l'énergie nucléaire (AEN, 2011), *Rapport annuel 2011*, 2011.

Actions pour promouvoir le français des affaires, <http://www.apfa.asso.fr/>

Bernard J.-Th., N. Idoudi (2003), *Demande d'énergie et changement de l'intensité énergétique du secteur manufacturier québécois de 1990 à 1998*, Revue d'analyse économique, vol. 79, no 4, décembre 2003.

Bossier F., D. Devogelaer, D. Gusbin and F. Thiéry (BFP, 2011a), *Impact of the EU Climate-Energy Package on the Belgian energy system and economy – Update 2010*, Working Paper 9-11, Federal Planning Bureau, July 2011.

BP (2012), *Statistical Review of World Energy 2012*, 2012.

Bureau fédéral du Plan (BFP, 2011b), *Perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030*, série Perspectives, novembre 2011.

Clastres C., C. Locatelli (2012), *Libéralisation et sécurité énergétique dans l'Union européenne - Succès et questions*, Economie du développement durable et de l'énergie, Cahier de recherche n°15/2012, septembre 2012.

Club de la presse Strasbourg - Europe (19 juin 2013), *L'Europe de l'énergie : c'est maintenant ? Interview avec Catherine Trautmann, députée européenne, et Bruno Alaves, directeur général adjoint du réseau GDS*, tiré de http://www.club-presse-strasbourg.com/?option=com_actualites&view=actualite&id=734

Commission européenne (2000), *Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique*, livre vert, COM(2000) 769 final, 29 novembre 2000.

Commission européenne (2004), *Lignes directrices sur l'appréciation des concentrations horizontales au regard du règlement du Conseil relatif au contrôle des concentrations entre entreprises*, Journal officiel de l'Union européenne C 31, 5 février 2004.

Connaissance des énergies,
<http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/pic-petrolier>

CREG (2011), *Etude relative à la capacité de production d'électricité installée en Belgique en 2010 et son évolution*, octobre 2011.

CREG, CWaPE, Brugel, VREG, *Le développement des marchés de l'électricité et du gaz naturel en Belgique - Année 2012*, Communiqué de presse, 2013
(<http://www.creg.info/pdf/Presse/2013/compress20130610fr.pdf>).

d'Artigues A. (2008), *Définition d'indicateurs de vulnérabilité énergétique. Une analyse comparée des pays de l'Europe des 15*, Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Énergie, juillet 2008.



Dufeigneux J.-L., A. Têtu, R. Risser, M. Renon-Beaufils, Ph. Le Lourd, E. Charbonnier (2003), *Rapport de l'instance d'évaluation de la politique du service public des déchets ménagers et assimilés - Volume II*, Commissariat général du Plan, décembre 2003.

Elia, <http://www.elia.be/fr/grid-data/consommation-previsions-de-charge>,
<http://www.elia.be/fr/produits-et-services/services-auxiliaires>, <http://www.elia.be/fr/a-propos-elia/newsroom/newsletter>

European Commission, Directorate General for Energy (2010a), *EU energy trends to 2030 – update 2009*.

European Commission (2011a), *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social committee and the committee of the Regions, A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050*, COM(2011) 111 final, March 2011.

European Commission (2011b), *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social committee and the committee of the Regions, Energy Roadmap 2050*, COM(2011) 885 final, December 2011.

European Commission (2012), *Energy Markets in the European Union in 2011, 2012*.

European Commission (2013), *Member State's Energy Dependence: An Indicator-Based Assessment*, European economy, Occasional Paper 145, April 2013 (http://ec.europa.eu/economy_finance/publications/occasional_paper/2013/pdf/ocp145_en.pdf).

Eurostat, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/database>

Federal Planning Bureau, ICEDD and VITO (2012), *Towards 100% renewable energy in Belgium by 2050*, December 2012.

Forest Stewardship Council, <http://www.fsc.org>

Gemix2 (2012), *Quel mix énergétique idéal pour la Belgique aux horizons 2020 et 2030 ?* Rapport actualisé du groupe Gemix, juillet 2012.

Haberl H., T. Beringer, SC. Bhattacharya, K.-H. Erb, M. Hoogwijk (2010), *The global technical potential of bio-energy in 2050 considering sustainability constraints*, Current Opinion in Environmental Sustainability, 2010.

Höglund-Isaksson L., W. Winiwarter, F. Wagner, Z. Klimont and M. Amann (2010), *Potentials and costs for mitigation of non-CO₂ greenhouse gas emissions in the European Union until 2030*, IIASA, report to DG Climate Action, May 2010.

International Atomic Energy Agency (IAEA, 2012), *Nuclear Technology Review 2012*, 2012.

International Energy Agency (IEA, 2012a), *IEA statistics - Coal information*, 2012.

International Energy Agency (IEA, 2012b), *IEA statistics - Electricity information*, 2012.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

International Energy Agency (IEA, 2012c), *IEA statistics - Natural gas information*, 2012.

International Energy Agency (IEA, 2012d), *IEA statistics - Oil information*, 2012.

International Energy Agency (IEA, 2012e), *World Energy Outlook 2012*.

IFP Energies nouvelles,

<http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/espace-decouverte/les-grands-debats/quel-avenir-pour-le-petrole/la-notion-de-reserves>

Journal officiel de l'Union européenne (2009a), *Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE*, 23 avril 2009.

Journal officiel de l'Union européenne (2009b), *Directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE*, 14 août 2009.

Laponche B. (2006), *Sobriété et maîtrise de la demande d'énergie*, Les cahiers de Global Chance, n°21, mai 2006.

Lebas C. (direction de recherche), B. Annen, M. Badot, N. Livrozet, C. Mounier, E. Murlon-Druol, H. René, K. Sader (2006), *Géopolitique de l'énergie : risques et enjeux pour la Défense*, Centre d'études et de recherche de l'enseignement militaire supérieur, 1^{er} juillet 2006.

McGlade Ch. (2010), *Uncertainties in estimating remaining recoverable resources of conventional oil*, University College London, 7th July 2010.

Ministère de l'Ecologie, du Développement durable et de l'Energie de la République française, <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Presentation-generale,13558.html>

Moniteur belge (2013), *Arrêté du Gouvernement flamand accordant un permis de recherche d'hydrocarbures à la SA « Mijnen » pour une zone de 363,09 km² sur le territoire des communes de As, Beringen, Dilsen-Stokkem, Genk, Ham, Hasselt, Heusden-Zolder, Houthalen-Helchteren, Leopoldsburg, Maasmechelen, Meeuwen-Gruitrode, Opglabbeek, Zonhoven et Zutendaal*, 11 juin 2013.

Moniteur belge (2003), *Loi sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité*, pp. 9879-9880, 28 février 2003.

Moniteur belge (2012), *Loi portant modifications de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations*, pp. 909-990, 11 janvier 2012.

NTUA (E³M-Lab), the PRIMES model,

http://www.e3mlab.ntua.gr/e3mlab/index.php?option=com_content&view=category&id=35%3Aprimes&Itemid=80&layout=default&lang=en

Observatoire de l'Energie (DG Energie) (2012a),

http://statbel.fgov.be/fr/modules/publications/general/observatoire_de_l_energie_-_chiffres-cle_2010.jsp



Observatoire de l'Energie (DG Energie) (2012b), *Rapport sur les moyens de production d'électricité 2012-2017*, juin 2012,
http://economie.fgov.be/fr/modules/publications/analyses_etudes/rapport_moyens_production_electricite_2012-2017.jsp

Observatoire de l'Energie (DG Energie) (2013), *Le marché de l'énergie 2010*, 2013.

Office national du ducroire, <http://www.ondd.be>

Official Journal of the European Union (2012), *Directive 2012/27/EU of the European parliament and the Council on Energy efficiency, amending Directives 2009/128/EC and 2010/30/EU and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC*, 14 November 2012.

Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies (ONDRAF), <http://www.ondraf.be/content/d%C3%A9p%C3%B4t-en-surface-des-d%C3%A9chets-de-cat%C3%A9gorie>, <http://www.ondraf.be/content/gestion-%C3%A0-long-terme-des-d%C3%A9chets-des-cat%C3%A9gories-b-et-c>

Programme for the Endorsement of Forest Certification Schemes, <http://www.pefc.be/>

Percebois J. (2007), *Dépendance et vulnérabilité : deux approches connexes dans le traitement des risques énergétiques*, Séminaire international France-Amérique Latine et Caraïbes - Géopolitique, sécurité et durabilité : transition vers un nouvel ordre énergétique mondial, Santiago du Chili, 28-30 novembre 2007.

Programme des Nations Unies pour le développement (PNUD, 2013), *Rapport sur le développement humain 2013 - L'essor du Sud : le progrès humain dans un monde diversifié*, 2013.

Programme des Nations Unies pour le développement, Rapports sur le développement humain, Indice du développement humain (IDH), <http://hdr.undp.org/fr/statistiques/idh/>

Programme national de réforme Belgique 2011 (2011), 15 avril 2011,
http://ec.europa.eu/europe2020/pdf/nrp/nrp_belgium_fr.pdf

RES Forecast document of Belgium (2009),
http://ec.europa.eu/energy/renewables/action_plan_en.htm

SA Ducroire, <http://www.delcredere.be>

Silvestre S. (25 janvier 2013), *Comment la France a-t-elle pu devenir importateur net d'électricité ?*, tiré de <http://www.atlantico.fr/decryptage/comment-france-t-elle-pu-devenir-importateur-net-electricite-stephan-silvestre-616154.html>

SPF Economie, P.M.E., Classes moyenne et Energie, Campagne « Gaz – Electricité : osez comparer ! »
http://economie.fgov.be/fr/consommateurs/Energie/Facture_energie/osez_comparer/

SPF Economie, P.M.E., Classes moyenne et Energie (DG Energie) et Bureau fédéral du Plan (2009), *Etude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2008-2017 (EPE1)*, décembre 2009

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

(http://economie.fgov.be/fr/consommateurs/Energie/Securite_des_approvisionnements_en_energie/Etude_prospective_electricite/).

SPF Economie, P.M.E., Classes moyenne et Energie (DG Energie) et Bureau fédéral du Plan (2011), *Etude prospective concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel à l'horizon 2020* (EPG1), juillet 2011
(http://economie.fgov.be/fr/consommateurs/Energie/Securite_des_approvisionnements_en_energie/Etude_prospective_gaz/).

Stasiakowska A. (2008), *Le Marché Intérieur d'Electricité. Entre la libéralisation et la sécurité d'approvisionnement en électricité*, Mémoire présenté pour l'obtention du Diplôme d'études approfondies en études européennes, Institut européen de l'Université de Genève, Collection Euryopa, vol. 63-2009, Genève, septembre 2008.

Synergrid, <http://www.synergrid.be/index.cfm?PageID=17601>

United Nations Economic Commission for Europe, Joint Wood Energy Enquiry, <http://www.unece.org/forests/jwee.html>

Viterbo J. (2012), *Les nouvelles frontières de la production de pétrole, Chercheurs d'énergies - 7. La production de pétrole*, Cahier spécial La Recherche, La Recherche, n°464, mai 2012.

Wathelet M. (2012), *Le système électrique belge à la croisée des chemins : une nouvelle politique énergétique pour réussir la transition*, 27 juin 2012 (<http://wathelet.belgium.be/wp-content/uploads/2012/07/Plan-Wathelet-pour-l%C3%A9lectricit%C3%A9.pdf>).



Projet

Liste des abréviations

Kilo (k)	10 ³
Méga (M)	10 ⁶
Giga (G)	10 ⁹
Téra (T)	10 ¹²
Péta (P)	10 ¹⁵
BFP	Bureau fédéral du Plan
BNB	Banque nationale de Belgique
Brugel	Bruxelles Gaz Electricité (Commission de régulation pour l'énergie en Région de Bruxelles-Capitale)
cal	Calorie
CCS	Captage et stockage du carbone
CE	Communauté européenne
CE2030	Commission Energie 2030
CFDD	Conseil fédéral du développement durable
CIDD	Commission interdépartementale du développement durable
CH₄	Méthane
CO₂	Dioxyde de carbone
COV	Composé organique volatil
CREG	Commission de régulation de l'électricité et du gaz
CV	Certificat vert
CWaPE	Commission wallonne pour l'Energie
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EPE1	Etude prospective électricité 2008-2017
ETS	Emission Trading System



GES	Gaz à effet de serre
GNL	Gaz naturel liquéfié
GRD	Gestionnaire de réseau de distribution
GRT	Gestionnaire de réseau de transport
INS	Institut national de Statistique (= DGSIE : Direction générale de la Statistique et de l'Information économique)
J	Joule
JO	Journal officiel des Communautés européennes/de l'Union européenne
LOLE	Loss Of Load Expectation
LRTAP	Long-Range Transboundary Air Pollution
MB	Moniteur belge
MDP	Mécanisme pour un développement propre
N₂O	Protoxyde d'azote
NEC	National Emission Ceilings
NH₃	Ammoniac
NO₂	Dioxyde d'azote
Nordel	Nordic Transmission System Operators
NO_x	Oxydes d'azote
NTC	Net Transfer Capacity
NTUA	National Technical University of Athens
O₃	Ozone
OSP	Obligation de service public
PIB	Produit intérieur brut
PME	Petite et moyenne entreprise
PV	Solaire photovoltaïque
RER	Réseau express régional

SAEN	Sécurité d'approvisionnement en énergie
SAF	System adequacy forecast
SER	Source d'énergie renouvelable
SO₂	Dioxyde de soufre
SPF	Service public fédéral
t	Tonne
TAG	Turbine à gaz (à cycle ouvert)
tec	Tonne équivalent charbon
tep	Tonne équivalent pétrole
TGV	Turbine à cycle combiné gaz-vapeur
URE	Utilisation rationnelle de l'énergie
V	Volt
VREG	Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en de Gasmarkt
W	Watt
We	Watt électrique
Wh	Wattheure



Projet

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Table de conversion d'unités

De	Vers	Gcal	GJ	MWh	tep	tec
Gcal		1	4,1868	$\frac{4,1868}{3,6}$	$\frac{1}{10}$	$\frac{1}{7}$
GJ		$\frac{1}{4,1868}$	1	$\frac{1}{3,6}$	$10 \times \frac{1}{4,1868}$	$7 \times \frac{1}{4,1868}$
MWh		$\frac{3,6}{4,1868}$	3,6	1	$10 \times \frac{3,6}{4,1868}$	$7 \times \frac{3,6}{4,1868}$
tep		10	$10 \times 4,1868$	$\frac{10 \times 4,1868}{3,6}$	1	$\frac{10}{7}$
tec		7	$7 \times 4,1868$	$\frac{7 \times 4,1868}{3,6}$	$\frac{7}{10}$	1



Projet

Glossaire

Accès des tiers au réseau (ATR)

Droit reconnu à chaque utilisateur (client, distributeur, producteur) d'accéder aux réseaux de transport et de distribution moyennant la signature d'un contrat d'accès et le paiement d'un droit d'accès.

Acidification

Modification de l'équilibre chimique naturel d'un milieu, provoquée par une augmentation de sa concentration en éléments acides.

Phénomène naturel au départ, l'acidification a été fortement amplifiée et accélérée dès le début de l'ère industrielle, vers la fin du 18^e siècle. Elle est principalement liée aux émissions de trois polluants : le dioxyde de soufre (SO₂), les oxydes d'azote (NO_x) et l'ammoniac (NH₃). Celles-ci retombent en partie à proximité des sources émettrices, mais peuvent aussi être transportées par l'atmosphère sur de longues distances et exercent donc leurs effets tant à l'échelle locale qu'au niveau d'un continent entier. Au cours de leur transport dans l'atmosphère, ces polluants sont soumis à des transformations physiques, chimiques et photochimiques. Par exemple, le SO₂ et les NO_x sont oxydés et se transforment respectivement en acide sulfurique (H₂SO₄) et en acide nitrique (HNO₃).

L'acidification entraîne de graves dommages aux végétaux, mais altère également les sols, modifie l'équilibre des eaux de surface, corrode les édifices et affecte aussi la santé humaine au niveau des yeux, des muqueuses et du système respiratoire.

Autoproducteur

Personne physique ou morale produisant de l'électricité principalement pour son propre usage.

Bilan énergétique

Bilan comptable de toutes les quantités d'énergie produites, transformées et consommées dans une zone géographique et une période de temps données.

Biogaz

Gaz obtenu par biométhanisation de la biomasse.

Biomasse

Masse de matière organique non fossile d'origine biologique. Elle comprend les végétaux utilisables directement et les résidus d'une première exploitation de la biomasse (déchets agricoles, déchets domestiques, déjections animales, déchets forestiers).

Bourse d'électricité

Lieu réglementé de rencontre de l'offre et de la demande d'électricité et de transaction commerciale anonyme entre parties, à un prix de « clearing » fixé par le mécanisme de rencontre de l'offre et de la demande.

Capacité

Puissance à laquelle une génératrice, une centrale ou un appareil produisant de l'électricité peut fonctionner. Les unités courantes de puissance sont le kilowatt (kW), le mégawatt (MW) ou le gigawatt (GW).



Capacité (de production) de pointe	Capacité d'un parc de production normalement réservée à l'exploitation durant les heures où la charge quotidienne, hebdomadaire ou saisonnière est la plus élevée ou pour faire face à des besoins rapides de production.
Capacité (de production) de réserve	Capacité de production disponible pour répondre aux aléas de l'équilibre production-demande (par exemple, les demandes de pointe ou anormalement élevées d'énergie, les interruptions prévues ou imprévues en production...).
Capacité (de production) nominale	Puissance maximale d'une génératrice, habituellement exprimée en mégawatts (MW) ou en kilowatts (kW).
Cellule photovoltaïque	Dispositif permettant de convertir directement le rayonnement solaire en énergie électrique. Les cellules sont ordonnées en modules qui composent les panneaux solaires.
Centrale à cycle combiné	Centrale thermique, fonctionnant généralement avec des turbogénérateurs à gaz, dans laquelle l'électricité est produite à deux niveaux successifs : en premier lieu, par la récupération de la chaleur de combustion du gaz dans les turbines à gaz, et, en deuxième lieu, par l'utilisation de l'énergie encore disponible dans les gaz de combustion dans des chaudières alimentant des turbogénérateurs à vapeur. Ce procédé permet d'atteindre des rendements thermiques élevés (55 à 60%, contre seulement 33 à 35% pour les centrales thermiques classiques).
Centrale au charbon à lit fluidisé	Centrale dans laquelle le charbon est brûlé dans un lit de particules solides maintenues en suspension dans un courant d'air ascendant. Le lit se compose principalement de matériaux inertes. Il s'agit de sable lors du premier démarrage et de cendres en fonctionnement normal. La fraction totale de charbon dans le lit est relativement faible (quelques %). Du calcaire ou de la dolomie est injecté dans le lit pour réduire les émissions de SO ₂ .
Centrale de base	Centrale qui fonctionne normalement de façon continue et à puissance constante, afin de répondre à toute ou à une partie de la charge d'un réseau présente tout au long de l'année.
Centrale thermique classique	Ensemble d'unités de production d'énergie électrique qui utilisent la chaleur dégagée par la combustion du charbon, du gaz ou du fioul, par opposition aux centrales thermiques nucléaires qui exploitent la chaleur produite par la fission de l'atome. Cette chaleur sert à transformer l'eau en vapeur, dont la détente fait tourner une turbine entraînant un alternateur qui produit de l'électricité.
Centrale thermique nucléaire	Ensemble d'unités de production d'énergie électrique qui utilisent la chaleur dégagée par la fission de l'atome dans un réac-

teur. Son principe de fonctionnement est identique à celui des centrales thermiques « classiques ». Seul le combustible utilisé et la technologie mise en œuvre sont spécifiques.

Certificat vert

Bien immatériel attestant qu'un producteur a produit une quantité déterminée d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, au cours d'un intervalle de temps déterminé.

Changements climatiques

Désigne toute forme d'incohérence climatique.

Tout au long de son histoire, le climat de notre planète a constamment évolué du chaud au froid et vice-versa. Aujourd'hui, les observations réalisées à l'échelle planétaire montrent que le climat de la terre se réchauffe. Ainsi, au cours du XX^e siècle, la température moyenne de la surface terrestre a augmenté d'environ 0,6 °C à 0,7°C. En Europe, la température moyenne a augmenté de 0,95 °C au cours du XX^e siècle, ce qui représente une augmentation supérieure de 35% à la hausse de la température moyenne de la planète. Si ces variations climatiques sont normales à l'échelle de l'histoire, ce qui inquiète aujourd'hui, c'est la rapidité, voire l'emballement de la hausse de la température moyenne globale.

Selon des études scientifiques, ce sont les activités humaines qui sont responsables de la majeure partie du réchauffement observé au cours des cinquante dernières années. Les gaz dits « à effet de serre » rejetés par l'Homme dans l'atmosphère renforcent l'effet de serre naturel.

Déjà aujourd'hui, les changements climatiques, notamment les hausses de température, ont des répercussions sur certains systèmes physiques et biologiques dans de nombreuses régions du globe. Ainsi, le 3^e rapport du GIEC confirme que :

- les changements climatiques ont contribué significativement à l'augmentation du niveau moyen des mers (20 cm) observé durant le 20^e siècle ;
- l'étendue de la couverture neigeuse a diminué de 10%, en moyenne, depuis la fin des années soixante ;
- les précipitations ont augmenté de 5 à 10% sur la plupart des hautes et moyennes latitudes de l'hémisphère Nord.

À long terme, la rapidité et l'ampleur des changements climatiques peuvent avoir de nombreuses conséquences sur notre société :

- une extension géographique de certaines maladies tropicales et une hausse des maladies cardio-vasculaires, liées à une fréquence accrue des vagues de chaleur ;
- une redistribution de la disponibilité régionale de nourriture, avec des risques de famines ;
- une modification de l'intensité et/ou de la fréquence de certains événements météorologiques extrêmes (comme les ouragans), avec des conséquences socio-économiques importantes.

Charbon

Roche noire (houille) ou brun noir (lignite) facilement combustible dont la composition, y compris son humidité inhérente, comprend plus de 50% par poids et plus de 70% par volume



de matière carbonée. Il est formé par les résidus de plantes qui ont été compactés, durcis et modifiés chimiquement et métamorphosés par la chaleur et la pression au cours des diverses périodes géologiques.

Charge	Quantité totale d'électricité consommée à un moment donné.
Charge interruptible	Energie disponible en vertu d'un contrat qui permet l'arrêt ou l'interruption de la livraison au choix d'un fournisseur ou d'un exploitant de réseau, selon des modalités définies entre eux.
Client final	Personne physique ou morale achetant de l'électricité pour son propre usage.
Cocombustion	Technique de valorisation de la biomasse dans une centrale thermique classique, où une partie du combustible traditionnel (la plupart du temps, du charbon) est remplacé par de la biomasse.
Cogénération	Production combinée d'électricité et de chaleur utile à partir d'une seule source de combustible. La chaleur obtenue pour produire de l'électricité peut être utilisée dans des usines pour des procédés de fabrication et pour le chauffage de locaux ainsi que pour la climatisation dans des développements résidentiels urbains. Les installations de cogénération utilisent beaucoup moins de combustible pour produire de l'électricité et d'énergie thermique qu'il n'en faudrait pour produire ces énergies séparément.
Cogénération de qualité	Production combinée de chaleur et d'électricité, conçue en fonction des besoins de chaleur du client, qui réalise une économie d'énergie par rapport à la production séparée des mêmes quantités de chaleur et d'électricité dans des installations modernes de référence définies sur la base des critères de chaque région.
Cogénération à haut rendement	<p>Cogénération satisfaisant aux critères définis à l'annexe III de la Directive 2004/8/CE du Parlement européen et du Conseil, du 11 février 2004, concernant la promotion de la cogénération sur la base de la demande de chaleur utile dans le marché intérieur de l'énergie et modifiant la Directive 92/42/CEE :</p> <ul style="list-style-type: none">• « la production par cogénération des unités de cogénération doit assurer des économies d'énergie primaire, calculées conformément au point b), d'au moins 10% par rapport aux données de référence de la production séparée de chaleur et d'électricité ;• la production des petites unités de cogénération et des unités de microcogénération assurant des économies

d'énergie primaire peut relever de la cogénération à haut rendement. »

Combustible	Toute substance matérielle qui peut être consommée pour fournir de la chaleur ou de l'énergie, notamment le charbon, le pétrole, le gaz naturel (combustibles fossiles), l'uranium, la biomasse, le gaz synthétique ou l'hydrogène.
Combustible fossile	Tout combustible organique d'origine naturelle, comme le pétrole, le charbon et le gaz naturel.
Combustible nucléaire	Matière fissile utilisée dans un réacteur pour y développer une réaction nucléaire en chaîne. Le combustible neuf d'un réacteur à eau pressurisée est constitué d'oxyde d'uranium enrichi en uranium 235 (entre 3 et 4%).
Congestion	Engorgement sur le réseau électrique du fait d'une capacité inférieure à la demande de capacité de transport.
Consommation d'énergie finale	Quantité d'énergie disponible pour le consommateur final. Elle exclut les pertes de distribution ainsi que les sources d'énergie utilisées comme matière première (le pétrole dans l'industrie chimique, par exemple) et/ou l'autoconsommation des industries productrices d'énergie.
Consommation d'énergie primaire	Satisfaction des besoins globaux d'énergie, y compris l'énergie utilisée par le consommateur final, l'utilisation non énergétique, l'utilisation intermédiaire d'énergie pour transformer une forme d'énergie en une autre (par exemple, de la houille en électricité) et l'énergie consommée par les fournisseurs pour approvisionner le marché en énergie (par exemple, le combustible de pipeline).
Consommation totale observée d'électricité	Quantité d'énergie électrique effectivement enregistrée dans les enquêtes auprès des différents consommateurs. La consommation totale observée d'électricité correspond à l'énergie appelée sur le réseau, diminuée des pertes en ligne (sur les réseaux de transport et de distribution d'électricité).
Courbe de charge	Représentation graphique de la consommation d'électricité en fonction du temps.
Coûts proportionnels de production	Coûts de production qui dépendent de la production réalisée, comme la consommation de combustible et certains coûts de maintenance et d'entretien, qui sont proportionnels aux heures de fonctionnement, par opposition aux coûts fixes de production, qui sont indépendants de la production réalisée (par exemple, les coûts financiers et d'amortissement).
Cycle du combustible nucléaire	Ensemble des étapes suivies par le combustible nucléaire fissile : extraction du minerai, élaboration et conditionnement du



	combustible, utilisation dans un réacteur, retraitement et recyclage ultérieur.
Déclencher	Equivalent de « disjoncter », c'est-à-dire ouvrir un disjoncteur.
Découplage	Séparation opérationnelle et/ou légale entre entités ou activités de nature différente (régulée versus non régulée principalement). Traduction du terme anglais « unbundling ».
Délestage	Coupure de courant momentanée, de certains clients, dans certains secteurs d'un réseau électrique, opérée pour rétablir rapidement l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité et sauvegarder la sûreté de fonctionnement du système électrique.
Dioxyde de carbone (CO₂)	Gaz incolore, inodore et non toxique, composé de carbone et d'oxygène, se produisant naturellement dans l'atmosphère de la Terre et comme sous-produit de la combustion de combustibles fossiles. Le CO ₂ est un gaz à effet de serre.
Distribution	Transport d'électricité sur des réseaux de distribution, en vue de sa fourniture aux clients, à une tension inférieure ou égale de 70 kV en Région flamande, à une tension inférieure à 36 kV en Région de Bruxelles-Capitale et à une tension inférieure à 30 kV en Région wallonne, à l'exception de la fourniture aux clients.
Ecosystème	Unité biologique de base formée par le milieu et les organismes qui y vivent (animaux et végétaux).
Effet de serre	<p>Phénomène naturel par lequel une grande partie du rayonnement solaire absorbé par la surface terrestre et réémis par celle-ci, sous forme de rayonnement infrarouge, est retenu par les nuages et par certains gaz atmosphériques, baptisés « gaz à effet de serre » (GES).</p> <p>Ce phénomène est indispensable à la vie sur la Terre. Il permet de garder la température moyenne de la planète autour de 15°C, niveau suffisant pour assurer la croissance des végétaux et des animaux. Sans lui, cette température serait de -18°C.</p>
Efficacité énergétique	Paramètre exprimant le rapport entre l'effet utile et l'énergie consommée.
Electricité verte	Electricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables (solaire, hydraulique, éolienne, géothermique ou biomasse) et de cogénération de qualité.
Emissions	Substances rejetées dans l'atmosphère par une source quelconque : source fixe (centrale électrique, industrie), source dif-

fuse (chauffage domestique, élevage agricole) ou source mobile (transport routier).

Energie appelée sur le réseau

Quantité d'énergie électrique produite par les centrales, diminuée de la consommation propre des centrales ainsi que de la quantité d'énergie électrique absorbée pour le pompage (Coo, Plate-Taille) et augmentée (ou diminuée) de la quantité d'énergie électrique importée de l'étranger (ou exportées vers l'étranger). L'énergie appelée sur le réseau correspond à la consommation totale observée d'électricité, augmentée des pertes en ligne (sur les réseaux de transport et de distribution d'électricité).

Energie éolienne

Energie produite à partir d'un équipement doté d'ailes ou de pales qui font tourner un axe afin de capter l'énergie cinétique du vent. La quantité d'énergie éolienne est proportionnelle au cube de la vitesse du vent.

Energie géothermique

Chaleur contenue dans la croûte terrestre et dans les couches superficielles de la terre.

Energie hydraulique

Energie potentielle des eaux. La centrale hydro-électrique transforme l'énergie de la gravité de l'eau en énergie électrique.

Energie nucléaire

Energie produite dans une centrale où la vapeur faisant tourner les turbines est produite par réaction nucléaire (fission), plutôt que par combustion d'un combustible comme le charbon, le pétrole ou le gaz.

Energie primaire

Ensemble des produits énergétiques non transformés, exploités directement ou importés. Ce sont principalement le pétrole brut, les schistes bitumineux, le gaz naturel, les combustibles minéraux solides, la biomasse, le rayonnement solaire, l'énergie hydraulique, l'énergie du vent, la géothermie et l'énergie tirée de la fission de l'uranium.

Energie renouvelable

Energie tirée d'une source renouvelable de manière permanente : biomasse, électricité hydraulique, énergie éolienne, solaire, géothermique, etc.

Energie solaire

Energie de rayonnement du soleil qui peut être convertie en d'autres formes d'énergie, notamment la chaleur (pour l'eau chaude, par exemple) ou l'électricité.

Equivalent CO₂

Mesure métrique servant à comparer les émissions des divers gaz à effet de serre en se basant sur leur potentiel de réchauffement global (PRG) de la planète. Les équivalents CO₂ sont exprimés en tonne d'équivalents CO₂ et peuvent être exprimés par rapport à d'autres mesures, notamment les mégawattheures d'électricité. On trouve les équivalents CO₂ des



autres gaz en multipliant les tonnes du gaz en question par son potentiel PRG associé.

Fournisseur

Personne physique ou morale qui vend de l'électricité à un ou des client(s) final(s). Le fournisseur produit lui-même ou achète auprès de producteurs l'électricité qu'il vend aux clients finals.

Gaz à effet de serre (GES)

Gaz qui, dans l'atmosphère, absorbe et « réémet » le rayonnement solaire.

Les GES comprennent notamment le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (CH₄), l'oxyde nitreux (N₂O), les hydrofluorocarbones (HFC), les hydrocarbures perfluorés (PFC) et l'hexafluorure de soufre (SF₆).

Les GES diffèrent tant par leur durée de séjour dans l'atmosphère (certains, chimiquement très stables, peuvent y subsister plusieurs dizaines de milliers d'années) que par leur pouvoir de réchauffer l'atmosphère.

Ainsi par exemple, le méthane a un « potentiel de réchauffement global » (PRG) 21 fois plus élevé que le dioxyde de carbone. Ceci signifie que le largage d'un kg de méthane renverra vers le sol la même quantité d'énergie que 21 kg de CO₂. Le PRG actuellement considéré comme le plus élevé est celui du SF₆, qui est de 23900. C'est pourquoi, lorsqu'on veut évaluer globalement l'effet de serre engendré par des émissions, on convertit les quantités de gaz à effet de serre en équivalent CO₂ ou Eq CO₂, le CO₂ ayant par convention un potentiel global d'effet de serre égal à 1.

Gestionnaire de réseau de distribution (GRD)

Personne physique ou morale responsable de la gestion, de l'exploitation et du développement d'un réseau de distribution dans une zone donnée et, le cas échéant, des interconnexions avec d'autres systèmes afin de tenter de garantir la capacité à long terme du système et de rencontrer les demandes raisonnables de distribution d'électricité.

Gestionnaire du réseau de transport (GRT)

Personne physique ou morale responsable de la gestion, de l'exploitation et, si nécessaire, du développement du réseau de transport dans une zone donnée et, le cas échéant, ses interconnexions avec d'autres réseaux, afin de tenter d'assurer la capacité à long terme du réseau et de rencontrer les demandes raisonnables de transport d'électricité.

Injection (point d')

Point physique d'injection sur le réseau de transport de l'électricité produite par une installation ou d'importation d'électricité depuis un réseau étranger.

Installation multicomcombustible

Génératrice qui peut produire de l'électricité en utilisant plusieurs combustibles.

Intensité énergétique

Consommation d'énergie par unité monétaire ou physique, qui mesure les quantités d'énergie nécessaires à la production d'une unité de valeur ajoutée ou d'une unité physique de production.

Interconnexions	Equipements (principalement des lignes aériennes) servant à interconnecter les réseaux de transport et de distribution électrique ainsi que les réseaux électriques de pays voisins.
Ligne directe d'électricité	Ligne de transport ou de distribution d'électricité qui relie une installation de production d'électricité à un consommateur d'énergie électrique en complément au réseau de transport ou de distribution d'électricité.
Mécanismes flexibles	<p>Mécanismes envisagés dans le protocole de Kyoto pour permettre, en complément des mesures nationales, d'atteindre les objectifs de réduction des émissions de CO₂ avec une certaine souplesse.</p> <p>Ces mécanismes sont au nombre de trois : le commerce de droits d'émissions, la mise en œuvre conjointe (investir dans un projet de réduction dans un autre pays industrialisé) et le mécanisme de développement propre (financement de projets économisant le CO₂ dans les pays du Sud).</p>
Méthane (CH₄)	Hydrocarbure incolore, inflammable et inodore qui est le principal constituant du gaz naturel. C'est aussi une source importante d'hydrogène dans divers procédés industriels. Le méthane est un gaz à effet de serre qui a 23 fois le potentiel de réchauffement de la planète du dioxyde de carbone.
Mise sous cocon	Ensemble des opérations de protection effectuées pendant une période d'arrêt sur des équipements et des installations, dans la perspective de leur remise en service ultérieure.
Mix énergétique	Ensemble des différents types de sources de production (par exemple, différents types de combustibles) qui servent à produire de l'électricité dans un réseau électrique particulier.
Nordpool	Bourse de l'électricité des pays nordiques, établie en 1993 et appartenant aux deux gestionnaires de réseau de transport d'électricité nationaux Statnett SF (Norvège) et Affärsverket Svenska Kraftnät (Suède).
Nimby (not in my backyard)	Syndrome de rejet par les riverains d'installations projetées à proximité de leurs habitations (littéralement, « pas dans mon jardin »).
Off-shore	En mer, au large des côtes (utilisé pour la localisation des parcs d'éoliennes).
On-shore	Sur terre, par opposition à off-shore (utilisé pour la localisation des parcs d'éoliennes).
Ozone (O₃)	Gaz composé de trois atomes d'oxygène. On le trouve dans la stratosphère, où il protège la Terre des rayons ultra-violet du soleil, très dangereux, mais aussi dans la troposphère, où il génère une pollution photochimique importante, si sa concen-



tration est trop élevée.

L'ozone troposphérique se forme par l'action du rayonnement solaire sur des polluants primaires, aussi appelés « gaz précurseurs », tels que les oxydes d'azote (NO et NO₂, regroupés sous le terme « NO_x ») et les composés organiques volatils (COV).

La pollution photochimique est un phénomène caractéristique des situations estivales, car la stabilité de la masse d'air empêche toute dispersion des polluants. Ce phénomène est mieux connu sous le terme de « pic d'ozone » estival.

L'ozone peut avoir un impact négatif sur :

- la santé humaine : selon sa concentration dans l'air, il irrite les voies respiratoires et les yeux, peut provoquer des altérations passagères de la fonction pulmonaire, des inflammations des voies respiratoires et aggraver les symptômes de personnes souffrant de troubles pulmonaires et cardiaques ;
- les végétaux, dont il diminue l'activité de photosynthèse, entraînant un ralentissement de la croissance et donc des pertes de rendement des cultures agricoles et forestières ;
- les matériaux : il contribue à détériorer de nombreux matériaux, dont les peintures, les plastiques, le caoutchouc et le nylon.

En outre, l'ozone peut accentuer la sensibilité des écosystèmes à l'effet des polluants acides et joue un rôle dans le renforcement de l'effet de serre.

Panneau solaire photovoltaïque

Dispositif destiné à convertir de l'énergie solaire en courant continu.

Panneau solaire thermique

Dispositif destiné à recueillir le rayonnement solaire pour le convertir en énergie thermique et le transférer à un fluide caloporteur (air, eau).

Permis d'environnement

Permis nécessaire aux activités qui risquent d'avoir une incidence sur l'environnement.

Pertes

Déperdition physique d'électricité, dans les réseaux électriques principalement par effet Joule.

Pluies acides

Précipitations contenant de l'acide nitrique (HNO₃) et de l'acide sulfurique (H₂SO₄) formés principalement de dioxyde de soufre (SO₂) et d'oxydes d'azote (NO_x) libérés dans l'atmosphère par la combustion des combustibles fossiles.

Politique de gestion de la demande

Approche globale ou intégrée visant à influencer l'importance et le moment de la consommation d'électricité afin de réduire la consommation d'énergie primaire et les pointes de charge, en donnant la priorité aux investissements en mesure d'efficacité énergétique ou d'autres mesures plutôt qu'aux investissements destinés à accroître la capacité de production, si les premiers

constituent la solution la plus efficace et économique.

Polluant	Substance susceptible d'avoir des effets nocifs sur la santé humaine et/ou l'environnement dans son ensemble.
Pollution photochimique	Pollution qui résulte d'une réaction entre plusieurs substances chimiques sous l'action catalysatrice des rayons solaires.
Potentiel de réchauffement global (PRG)	Rapport du réchauffement provoqué par une substance au réchauffement provoqué par une masse semblable de dioxyde de carbone (CO ₂). Le méthane (CH ₄) a un PRG de 23 et l'oxyde nitreux (N ₂ O) a un PRG de 296.
Précurseur	Molécule chimique dont la transformation conduit à un produit actif. Les oxydes d'azote (NO _x) et les composés organiques volatils (COV) sont des précurseurs de l'ozone troposphérique.
Prélèvement (point de)	Point physique de soutirage sur le réseau de transport de l'électricité consommée par une installation. Aussi appelé « point de soutirage ».
Producteur	Personne physique ou morale qui produit de l'électricité, y compris l'autoproduiteur.
Production à cycle simple	Manière de produire de l'électricité impliquant du gaz naturel dont la combustion se fait dans une turbine à gaz à cycle simple et où la chaleur perdue produite par ce processus n'est pas récupérée ou utilisée.
Production brute	Production d'électricité d'une centrale, en ce compris la part couvrant ses propres besoins.
Production d'électricité	Processus par lequel de l'énergie électrique est produite en transformant d'autres formes d'énergie.
Production hydro-électrique	<p>Aussi appelée énergie hydraulique, la production hydro-électrique fait allusion à l'électricité produite par le déplacement de l'eau. L'énergie hydro-électrique est produite sous trois formes principales : par retenue d'eau, par aménagement au fil de l'eau et par accumulation par pompage.</p> <p>Centrale à retenue d'eau : production impliquant la construction d'un barrage et la création d'un réservoir provoquant un certain niveau d'inondation. La libération de l'eau pour la production peut se faire à la demande ou pour le maintien du niveau d'eau en aval.</p> <p>Centrale au fil de l'eau : centrale où l'eau n'est pas retenue dans un réservoir, mais plutôt détournée de son cours naturel et amenée par une certaine forme de canal jusqu'à une turbine.</p> <p>Centrale à accumulation par pompage ou centrale de pompage-turbinage : l'eau est pompée d'un réservoir inférieur vers un réservoir supérieur en fonction de la demande d'énergie. L'eau est généralement pompée en amont durant les périodes de faible demande et libérée durant les périodes de forte</p>



demande et de coûts élevés d'électricité. Ce type de centrale ne comprend pas toujours la création d'un lac de barrage.

Production nette	Production d'électricité d'une centrale, décompte fait de la part couvrant ses propres besoins. C'est la production effectivement injectée sur le réseau.
Puissance	Capacité de production, de transfert ou d'utilisation de l'énergie, le plus souvent associée à l'électricité. On mesure la puissance en watts et on l'exprime souvent en kilowatts (kW) ou en mégawatts (MW).
Puissance nette installée	Somme des puissances de production des centrales installées raccordées au réseau, susceptible d'être injectée dans le réseau en réponse à la demande.
Puissance nominale	Puissance maximale continue qu'une unité de production est capable de développer dans les conditions d'utilisation contractuelles ou selon les normes (température ambiante, température du fluide réfrigérant, composition du combustible...).
Raccordement	Action qui permet de relier physiquement un utilisateur au réseau.
Rendement énergétique	Rapport entre l'énergie utile fournie par un appareil et l'énergie finale livrée. Mesure la performance énergétique des équipements.
Repowering	Modification importante apportée à une unité de production existante qui augmente la puissance nominale de cette unité.
Réseau à basse tension (BT)	Réseau d'électricité, consistant en des lignes aériennes, des câbles souterrains et d'autres équipements nécessaires au transport de l'électricité à une tension de 400 V.
Réseau à haute tension (HT)	Réseau d'électricité, consistant en des lignes aériennes, des câbles souterrains, des postes de transformation et d'autres équipements nécessaires au transport de l'électricité à des tensions de 30 kV à 70 kV.
Réseau à moyenne tension (MT)	Réseau d'électricité, consistant en des lignes aériennes, des câbles souterrains, des postes de transformation et d'autres équipements nécessaires au transport de l'électricité à des tensions de 1 kV à 26 kV.
Réseau à très haute tension (THT)	Réseau d'électricité, consistant en des lignes aériennes, des câbles souterrains, des postes de transformation et d'autres équipements nécessaires au transport de l'électricité à des tensions de 150 kV à 380 kV.

Réserve primaire

Réserve de puissance indispensable pour stabiliser la fréquence du réseau européen interconnecté et prévenir des situations de black-out.

Elle est automatiquement activée sur des installations capables de détecter une variation de la fréquence et d'y réagir très rapidement (dans les 0 à 30 secondes). Cette réserve ne sera pas utilisée au-delà des 15 minutes. Elle est fournie par certaines unités de production ayant les prérequis techniques nécessaires.

Réserves prouvées

Quantités de combustible fossile ou nucléaire qui, selon les informations géologiques et techniques disponibles, ont une forte probabilité (>90%) d'être récupérées dans le futur, à partir des gisements connus et dans les conditions technico-économiques existantes.

Cette estimation est donc continuellement réévaluée en fonction des nouvelles découvertes et de l'amélioration de la récupération sur les champs existants.

Réserve secondaire

Réserve de puissance utilisée par le gestionnaire de réseau pour équilibrer sa zone de réglage.

Elle sert également à ramener la fréquence du réseau à 50 Hz. Elle est activée automatiquement, de manière continue, tant à la hausse qu'à la baisse. Elle réagit rapidement (de 30 secondes à 15 minutes) et reste active le temps nécessaire. L'utilisateur du réseau qui met à disposition cette réserve doit être équipé d'installations lui permettant de communiquer avec le dispatching national du gestionnaire du réseau. Ses unités doivent respecter certains prérequis techniques.

Réserve tertiaire

Réserve de puissance permettant de faire face à un déséquilibre important ou systématique de la zone de réglage et de résoudre d'importants problèmes de congestion.

Elle est activée moins rapidement que les deux premières réserves mais sera utilisée, en général, jusqu'à ce que le problème soit résolu. Cette réserve de puissance est mise à la disposition du gestionnaire du réseau par certains utilisateurs. Elle comporte deux volets : la réserve tertiaire de production, c'est-à-dire l'injection de puissance supplémentaire par des producteurs, et la réserve tertiaire de prélèvement, c'est-à-dire une diminution des prélèvements effectués par des utilisateurs ayant conclu un contrat d'interruptibilité.

Services auxiliaires

Fonctions nécessaires à la fiabilité du fonctionnement et à la sécurité des réseaux de transport et à l'équipement de production.

Sources d'énergie renouvelables (SER)

Sources d'énergie autres que les combustibles fossiles et la fission nucléaire, qui ne s'épuisent pas par leur utilisation : notamment l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, le biogaz, les produits et déchets organiques de l'agriculture et de l'arboriculture forestière, et les déchets ménagers.

Stratosphère

Zone de l'atmosphère terrestre située à une altitude qui va de



	15 à 50 km.
System reserve margin	Rapport entre la capacité disponible garantie et la demande de pointe.
Système (électrique)	Ensemble organisé d'ouvrages permettant la production, le transport, la distribution et la consommation d'électricité.
Terne	Ensemble des trois conducteurs, correspondant aux trois phases du courant électrique triphasé, auquel vient éventuellement s'adjoindre un câble neutre. Une liaison électrique est dite « à un terne » si elle comporte au moins un tel ensemble. Elle peut porter plusieurs ternes si les pylônes sont construits et équipés pour cela.
Trader	Personne, autre qu'un producteur ou un distributeur, qui achète de l'électricité en vue de la revendre.
Transport	Transport d'électricité sur des réseaux à haute et à très haute tension interconnectés, aux fins de fourniture à des clients finals grands consommateurs d'électricité ou à des distributeurs, mais ne comprenant pas cette fourniture.
Troposphère	Zone de l'atmosphère terrestre qui va du sol jusqu'à une altitude de 15 km.
Upgrade	Amélioration, renforcement.
Utilisateur du réseau	Personne physique ou morale qui est physiquement raccordée au réseau pour injecter ou prélever de l'électricité.
Utilisation rationnelle de l'énergie (URE)	Ensemble d'actions visant à utiliser au mieux les ressources énergétiques dans les différents champs d'activités de la société : amélioration de la performance énergétique d'équipements existants (machines, bâtiments, etc.) par une gestion efficace, une maîtrise, voire une diminution des consommations énergétiques par des mesures comportementales, une mise en œuvre des technologies et des techniques les plus efficaces énergétiquement dans les différentes fonctions d'un bâtiment, d'une entreprise...
Valeur des énergies renouvelables (RV)	Valeur qui représente l'incitant virtuel nécessaire pour investir dans les SER jusqu'à un niveau compatible avec l'objectif RES (variable duale de la contrainte relative aux SER).
Valeur NTC (Net Transfer Capacity)	Capacité d'une interconnexion qui peut être mise à la disposition des utilisateurs pour leurs échanges, déduction faite des marges de sécurité et réserves.
Volt (V)	Le volt est la mesure de potentiel électrique ou la force élec-

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

tromotrice du système international d'unités (SI). Le potentiel d'un volt apparaît aux bornes d'une résistance d'un ohm quand un courant d'un ampère circule à travers cette résistance.

Watt (W)

Unité de puissance électrique égale à un ampère sous une force d'un volt.

Wattheure (Wh)

Unité d'énergie électrique égale à un watt de puissance fournie à un circuit électrique ou prélevée d'un tel circuit de façon continue pendant une heure. Un appareil qui tire un watt de puissance sur une heure consomme un wattheure d'énergie, comme le ferait une ampoule de 60 watts fonctionnant pendant une minute.

Zone de réglage

Zone géographique sur laquelle le réseau de transport électrique est géré par un seul gestionnaire. Il existe une seule zone de réglage en Belgique, mais certains pays peuvent en compter plusieurs.

Projet