

# Quels réseaux énergétiques pour la Wallonie aux horizons 2030 et 2050 ?



Rapport final du 31 janvier 2018

*Pour le compte de l'IWEPS*

Le consortium ICEDD, CLIMACT, ULg, IDD, BFP  
Avec la collaboration de Grégoire Wallenborn  
Boulevard Frère Orban, 4 à 5000 NAMUR

 +32.81.25.04.80

 +32.81.25.04.90

 icedd@icedd.be



---

# TABLES DES MATIÈRES

1. Résumé exécutif.....	1
2. Contexte et objectifs de l'étude.....	5
3. Délimitation du champ de l'analyse.....	5
3.1. Le rôle central de l'électricité dans le paysage énergétique .....	6
3.2. L'importance des choix politiques .....	8
3.3. Le rôle des avancées technologiques .....	10
3.4. Le rôle croissant des gaz naturel et de synthèse .....	11
4. Méthodologie.....	13
4.1. Présentation du consortium et du comité d'accompagnement.....	13
4.2. Coexistence de la démarche qualitative et quantitative .....	14
4.3. Identification des variables du système.....	15
4.4. Choix de l'outil de consultation .....	16
4.5. Méthode de consultation en ligne des témoins privilégiés.....	20
4.6. Validation de la liste des variables en réunion présentielle avec les témoins privilégiés .....	23
4.7. Description des variables issue de la consultation en ligne.....	25
4.8. Variables complémentaires issues des discussions au sein du consortium et avec le comité d'accompagnement .....	32
4.9. Analyse systémique de la question prospective.....	34
4.10. Identification des relations entre les variables .....	35
4.11. Choix du système d'axes dans lequel inscrire les 4 scénarios.....	40
5. Base prospective .....	43
5.1. Introduction .....	43
5.2. Le cadre législatif, la gouvernance, le <i>market design</i> .....	43
5.3. Les ressources minérales .....	49
5.4. Le marché mondial des énergies .....	56
5.5. L'innovation et la rentabilité des gaz de synthèse et de la mobilité électrique .....	61
5.6. La politique d'aménagement du territoire .....	67
5.7. La capacité d'interconnexion .....	73
5.8. Les capacités de stockage et la flexibilité .....	78
5.9. La demande d'énergie .....	81
5.10. L'intelligence des réseaux .....	86
5.11. Le <i>mix</i> électrique .....	88
5.12. La sécurité d'approvisionnement en électricité.....	92
5.13. La sécurité d'approvisionnement en gaz naturel.....	95
5.14. La cybersécurité.....	98
5.15. Vie privée et liberté individuelle .....	100

6.	Les scénarios .....	105
6.1.	Méthode de construction des scénarios.....	105
6.2.	Méthode de travail pour les analyses <i>SWOT</i> et les recommandations .....	106
6.3.	Scénario 1 : Réseaux centralisés, préoccupations marchandes .....	108
6.4.	Scénario 2 : Réseaux centralisés, préoccupations non marchandes .....	120
6.5.	Scénario 3 : Réseaux décentralisés, préoccupations marchandes .....	130
6.6.	Scénario 4 : Réseaux décentralisés, préoccupations non marchandes .....	142
7.	Synthèse de la modélisation quantitative.....	151
7.1.	Introduction .....	151
7.2.	Synthèse des résultats .....	153
7.3.	Apports et limites de la modélisation quantitative .....	157
8.	Conclusions .....	158
9.	Description détaillée de la modélisation quantitative.....	159
9.1.	Préambule.....	159
9.2.	Objectif du modèle .....	159
9.3.	Présentation générale du modèle .....	160
9.4.	Hypothèses fondamentales de construction du modèle.....	163
9.5.	Description des principales variables.....	164
9.6.	Mécanismes d'évolution endogènes et exogènes.....	168
9.7.	Données de paramétrage du modèle .....	180
9.8.	Données initialisées différemment selon les scénarios.....	185
9.9.	Résultats.....	187
9.10.	Conclusions et limites de l'exercice d'illustration quantitative.....	220
10.	Références .....	223

---

## LISTE DES FIGURES

Figure 1. Consommation finale d'électricité en Belgique .....	7
Figure 2. Evolution de la part de l'électricité dans la consommation finale .....	8
Figure 3. Évolution des émissions de gaz à effet de serre pour les secteurs <i>ETS</i> et non <i>ETS</i> .....	9
Figure 4. Evolution de la part de l'électricité dans la consommation finale .....	11
Figure 5. Schéma général de déroulement de la mission .....	15
Figure 6. Schéma de principe de la consultation des témoins privilégiés pour la définition des variables .....	16
Figure 7. Types de témoins privilégiés ayant répondu à l'enquête en ligne.....	21
Figure 8. Nuage de tags des variables évoquées par les témoins privilégiés.....	22
Figure 9 : Positionnement des variables du système sur un radar prospectif .....	34
Figure 10 : Plan des influences / dépendances directes issues de l'analyse Mic Mac .....	38
Figure 11. Relations de motricité / dépendance entre les macro-variables identifiées .....	39
Figure 12 : Représentation schématique des scénarios d'évolution des réseaux énergétiques .....	40
Figure 13 : Noms et symboles des 17 terres rares .....	51
Figure 14 : Besoins en métaux en fonction de différents <i>mix</i> électriques pour fournir la production mondiale d'électricité de 2007.....	52
Figure 15: évolution du prix de la tonne de cuivre entre 1986 et 2011.....	53
Figure 16 : projection de la demande dans l'industrie de l'aimant.....	55
Figure 17 : Cartes des réserves mondiales de lithium.....	56
Figure 18. Evolution du marché mondial du pétrole, 2000-2015 .....	58
Figure 19. Evolution des marchés mondiaux du gaz naturel, 2000-2015 .....	59
Figure 20. Evolution des prix du pétrole et du gaz naturel, 2015-2050.....	60
Figure 21 : Evolution du nombre de transistor sur une puce de silicium de 1970 à 2015.....	62
Figure 22 : Rendement de conversion de l'hydrogène pour différentes voies d'intégration du renouvelable....	64
Figure 23 : Coût moyen de l'énergie du stockage inter-saisonnier.....	65
Figure 24 : Evolution attendue des coûts des batteries Li-Ion pour voitures électriques .....	66
Figure 25. Proposition de maillage urbain.....	69
Figure 26 : Avant-projet de plan régional d'aménagement du territoire .....	70
Figure 27 : Projet de structure spatiale pour la Wallonie .....	71
Figure 28. Projet d'actualisation du SDER .....	72
Figure 29. Carte du réseau électrique haute tension du Royaume de Belgique.....	74
Figure 30. Carte du réseau de gaz du Royaume de Belgique .....	75
Figure 31. Evolution de la production et de l'exportation d'électricité nette en Wallonie (GWh).....	77
Figure 32. Evolution des parts respectives des importations de gaz en fonction des pays d'origine.....	77
Figure 33. Evolution du <i>mix</i> électrique belge depuis 1950 .....	89
Figure 34. Evolution de la consommation de gaz naturel en Belgique et en Wallonie (TWh).....	96
Figure 35: Représentation schématique simplifiée du modèle quantitatif. ....	153
Figure 36: Evolution des variables de 'facture électrique', normalisées par rapport aux valeurs initiales. ....	154
Figure 37: Evolution des variables de 'facture électrique' (avec contribution capacitaire des prosummateurs), normalisées par rapport aux valeurs initiales .....	155
Figure 38: Illustration du modèle quantitatif.....	162
Figure 39. Evolution des coûts d'utilisation des 3 réseaux de distribution, normalisés par rapport aux valeurs initiales .....	190

Figure 40. Evolution des coûts d'utilisation des 3 réseaux de distribution (avec contribution capacitaire des prosommateurs), normalisés par rapport aux valeurs initiales .....	191
Figure 41. Evolution des coûts d'utilisation du réseau de transport, normalisés par rapport aux valeurs initiales. ....	193
Figure 42. Evolution des coûts d'utilisation du réseau de transport (avec contribution capacitaire des prosommateurs), normalisés par rapport aux valeurs initiales. ....	194
Figure 43. Evolution des coûts du kWh soutiré du réseau, normalisés par rapport aux valeurs initiales .....	196
Figure 44. Evolution des coûts du kWh soutiré du réseau (avec contribution capacitaire des prosommateurs), normalisés par rapport aux valeurs initiales. ....	197
Figure 45. Evolution des variables de 'facture électrique', normalisées par rapport aux valeurs initiales .....	199
Figure 46. Evolution des variables de 'facture électrique' (avec contribution capacitaire des prosommateurs), normalisées par rapport aux valeurs initiales .....	200
Figure 47. Evolution des productions décentralisées, normalisées par rapport aux potentiels respectifs .....	202
Figure 48. Evolution des productions décentralisées (avec contribution des prosommateurs), normalisées par rapport aux potentiels respectifs .....	203
Figure 49. Evolution des coûts d'utilisation des 3 réseaux de distribution (sans subventionnement), normalisés par rapport aux valeurs initiales.....	206
Figure 50. Evolution des coûts d'utilisation des 3 réseaux de distribution (avec contribution capacitaire des prosommateurs, sans subventionnement), normalisés par rapport aux valeurs initiales.....	207
Figure 51. Evolution des coûts d'utilisation du réseau de transport (sans subventionnement), normalisés par rapport aux valeurs initiales .....	208
Figure 52. Evolution des coûts d'utilisation du réseau de transport (avec contribution capacitaire des prosommateurs, sans subventionnement), normalisés par rapport aux valeurs initiales.....	209
Figure 53. Evolution des coûts du kWh soutiré du réseau (sans subventionnement), normalisés par rapports aux valeurs initiales .....	210
Figure 54. Evolution des coûts du kWh soutiré du réseau (avec contribution capacitaire des prosommateurs, sans subventionnement), normalisés par rapport aux valeurs initiales .....	211
Figure 55. Evolution des variables de 'facture électrique' (sans subventionnement), normalisées par rapports aux valeurs initiales .....	212
Figure 56. Evolution des variables de 'facture électrique' (avec contribution capacitaire des prosommateurs, sans subventionnement), normalisées par rapport aux valeurs initiales .....	213
Figure 57. Evolution des productions décentralisées (sans subventionnement), normalisées par rapports aux potentiels respectifs.....	214
Figure 58. Evolution des productions décentralisées (avec contribution capacitaire des prosommateurs, sans subventionnement), normalisées par rapport aux potentiels respectifs.....	215
Figure 59: Un exemple d'évolution du mix électrique pour le scénario 1 (Centralisé Marchand) .....	216
Figure 60. Un exemple d'évolution du <i>mix</i> électrique pour le scénario 2 (Centralisé Non-Marchand).....	217
Figure 61. Un exemple d'évolution du <i>mix</i> électrique pour le scénario 3 (Décentralisé Marchand) .....	218
Figure 62. Un exemple d'évolution du <i>mix</i> électrique pour le scénario 4 (Décentralisé Non Marchand).....	219

## 1. Résumé exécutif

Le paysage énergétique wallon a profondément changé ces dernières années. Il est en pleine évolution et cette transition du système énergétique en Wallonie s'accompagne d'implications majeures d'ici à 2030 et à 2050 pour les systèmes de distribution d'énergie.

Ces implications sont déterminantes pour l'ensemble des consommateurs et des acteurs. Elles présentent des enjeux interconnectés, notamment pour la cohésion sociale, l'environnement, la viabilité économique et la participation démocratique de chacun en Wallonie.

L'objet de l'étude commanditée par l'IWEPS avec le soutien du SPW-DG04 Energie est de proposer quatre scénarios prospectifs contrastés sur l'évolution des réseaux de distribution d'énergie en Wallonie, pour outiller les décideurs dans leurs décisions.

L'étude comporte un volet qualitatif et un volet quantitatif : les deux volets sont complémentaires et ont été élaborés en parallèle tout au long du projet. La modélisation quantitative a accompagné les réflexions qualitatives tout au long du projet et réciproquement. Dans le rapport de l'étude, la modélisation fait l'objet d'un chapitre complet qui présente le modèle, les hypothèses de construction du modèle, la description des principales variables, les mécanismes d'évolution, les données de paramétrage, les résultats et les limites de l'exercice.

L'étude a commencé par identifier les variables des systèmes de distribution d'énergie en Wallonie, les interactions entre ces variables et le choix des variables permettant de construire les scénarios prospectifs.

Trente-cinq variables ont été identifiées. L'analyse structurelle, par la méthode MicMac de Michel Godet et François Bourse, a permis d'identifier et de comprendre les relations de motricité et de dépendance entre les variables. Une première consultation menée au cours de cette étude a permis d'associer les expertises de nombreux acteurs externes, les « témoins privilégiés », à cette analyse structurelle et ensuite de *clusteriser* les variables. Les plus importantes d'entre elles ont alors été documentées au sein d'une base (de données) prospective.

La base prospective, constituée de quatorze variables documentées dans le rapport, est structurée autour de

- l'environnement normatif : le cadre législatif, le *market design*, la gouvernance des réseaux ;
- les ressources et les contraintes externes : le marché mondial des énergies, le marché mondial des ressources minérales, la politique d'aménagement du territoire, l'innovation et la rentabilité des gaz de synthèse et de la mobilité électrique, la demande en énergie, le *mix* électrique ;
- la structure et la qualité des réseaux : la capacité d'interconnexions, les capacités de stockage et la flexibilité (notamment au travers des véhicules électriques), l'intelligence des réseaux ;
- les impacts sociétaux : la vie privée et la liberté individuelle, la cybersécurité, la sécurité d'approvisionnement en électricité, la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel.

Quatre scénarios contrastés ont alors pu être élaborés et certains éléments ont été quantifiés (coût d'utilisation des réseaux de distribution, coût d'utilisation du réseau de transport, coût d'un kWh soutiré du réseau, facture électrique globale, etc.).

Les quatre scénarios prospectifs sont structurés autour de deux axes orthogonaux : l'axe horizontal permet de discriminer les préoccupations marchandes (au sens où elles privilégient l'efficacité économique) des préoccupations non marchandes (au sens où elles privilégient l'efficacité sociétale et environnementale) ; l'axe vertical permet de distinguer les réseaux centralisés des réseaux décentralisés.

Le positionnement et les modalités de chaque variable pour chaque scénario, les implications des scénarios pour la Wallonie ont été discutées de façon approfondie au sein du consortium et avec le comité d'accompagnement. Lors de la deuxième consultation, les témoins privilégiés ont commenté les scénarios et indiqué les éléments facilitant et les éléments bloquant l'émergence de chaque scénario.

Les quatre scénarios décrits sont (i) la plaque de cuivre européenne, (ii) la citadelle énergétique européenne, (iii) la Wallonie de l'énergie *blockchainisée*, et (iv) les territoires énergétiques autonomes. Chaque scénario est illustré par un personnage emblématique, qui permet d'améliorer la compréhension et l'appropriation du scénario.

La plaque de cuivre européenne est illustrée par la CEO d'un grand groupe énergétique européen. Le scénario repose, d'une part, sur le développement d'un réseau fortement centralisé au départ de grandes sources de production d'énergie renouvelable et, d'autre part, sur une dominante des préoccupations marchandes. Dans une Europe des Régions renforcée le scénario se traduit en Wallonie par la présence d'une énergie renouvelable abondante, générée dans les endroits où elle est la plus rentable en et en dehors de l'Europe, transportée au travers d'importantes interconnexions et distribuée par un réseau adapté, financé pour accueillir, transporter et distribuer des quantités importantes d'électricité renouvelable intermittente (le réseau de distribution est complété notamment par de la flexibilité, de la gestion de la demande et du stockage, auquel le gaz contribue). La Wallonie se positionne sur certaines innovations, liées, par exemple, au développement du stockage, à la gestion de la demande et à la minimisation des pertes de transport. Ce scénario présente un risque d'excès de libéralisme et de perte de démocratie au profit de grands opérateurs privés. Pour y répondre, l'autorité publique wallonne est encouragée à s'inscrire dans des initiatives inter-régionales.

La citadelle énergétique européenne est illustrée par le fonctionnaire européen keynésien. Le scénario repose, d'une part, sur le développement d'un réseau fortement centralisé et, d'autre part, sur une dominante des préoccupations non marchandes. Dans une Europe forte et keynésienne, ce scénario est accompagné d'évolutions technologiques fortes (voire de ruptures technologiques notamment nucléaires et en matière de capture et stockage du carbone), d'importantes évolutions socio-culturelles (acceptation sociale de la technologie nucléaire). Les autorités européennes reconnaissent l'impasse des politiques de libéralisation des marchés et repensent totalement la gouvernance du marché de l'énergie et des réseaux (*rebundling*). Les moyens de production et de distribution d'énergie (où quelques géants de l'énergie sont soutenus par la puissance publique européenne) sont centralisés avec de fortes capacités d'interconnexion entre Etats-Membres et relativement peu avec les pays extra-européens. Pour les GRD, l'heure est au retour aux fondamentaux. Ce scénario présente une

dépendance technologique importante et un haut niveau de dépenses publiques, qui pénalise d'autres domaines.

La Wallonie de l'énergie *blockchainisée* est illustrée par la *geek* entrepreneuse. Le scénario repose d'une part, sur le développement d'un réseau fortement décentralisé et, d'autre part, sur une dominante des préoccupations marchandes. Les lignes de force du scénario s'appuient sur la décentralisation intelligente de la production et de la consommation d'énergie, le rapprochement (voire la convergence) des technologies liées à l'énergie, à l'information, à la mobilité et aux télécommunications, facilitée par exemple par plus d'efficacité énergétique, le déploiement des véhicules électriques, le développement du *blockchain* énergétique et par la participation active des consommateurs. Cela se traduit en Wallonie par la présence d'une énergie renouvelable et intelligente, produite et consommée localement, par le recours au numérique, à l'intelligence artificielle et par l'apparition de nouveaux métiers et modèles économiques. La structure des réseaux évolue fortement, la gestion est plus locale, des solutions intelligentes et autonomes de collecte, de mesure et d'optimisation sont développées et utilisées localement et permettent par conséquent d'optimiser les productions et les consommations locales. Les métiers, rôles et responsabilités des gestionnaires de réseaux de distribution évoluent significativement dans ce scénario : la distribution se structure autour d'un plus grand nombre d'opérateurs de micro-réseaux, dont certains sont autonomes et déconnectés. La tarification des réseaux est revue pour tenir compte des nouveaux comportements liés au développement massif du numérique et des réseaux décentralisés. Ce scénario présente le risque de ne pas être accessible à tous, de faire apparaître de nouveaux types d'exclus de la numérisation.

Les territoires énergétiques autonomes sont illustrés par le citoyen coopérateur. Le scénario repose, d'une part, sur le développement d'un réseau fortement décentralisé et, d'autre part, sur une dominante des préoccupations non marchandes. C'est un scénario de rupture, qui prend acte de la finitude des ressources énergétiques et voit se développer une conscience citoyenne vers une forme de sobriété, ce qui se traduit par une faible demande en énergie. Les innovations sociales se développent au niveau des bassins de vie, en fonction des situations locales particulières. Les territoires sous-régionaux sont centrés sur eux-mêmes, ils sont en concurrence entre eux, les relations qui lient des territoires sous-régionaux proches sont assez faibles et celles qui les rattachent au reste de l'espace européen sont quasi inexistantes. Les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) sont relocalisés localement, leur rôle s'étend à la gestion des autres énergies partagées par le territoire énergétique, ils sont en lien étroit avec des coopératives citoyennes de productions d'énergie. Ce scénario présente des risques de développement d'inégalités entre les bassins de vie et de tensions sur les ressources liées aux énergies renouvelables locales et des risques de contraction de l'activité économique, avec un effet induit de réduction des ressources disponibles pour les finances publiques.

La modélisation quantitative indique que la variation de la facture d'énergie globale des utilisateurs reste (relativement) stable dans les différents scénarios : quand le prix par kWh augmente, la quantité consommée diminue. Pour les scénarios décentralisés, la baisse de la demande se traduit par un coût au kWh plus élevé, particulièrement pour l'agent extra-urbain dont le potentiel de production renouvelable est plus élevé. Celui-ci a donc tendance à réduire ses prélèvements sur le réseau ce qui se traduit par une diminution plus forte de l'assiette de financement du réseau de distribution extra-urbain, et potentiellement par une divergence des coûts de distribution (certaines consommations

disparaissant du réseau), le cas échéant en occasionnant des divergences fortes entre différents types de citoyens.

L'organisation future des réseaux de distribution d'énergie en Wallonie dépend de très nombreuses variables, pour lesquelles la Wallonie ne dispose pas de tous les leviers. A l'avenir, les systèmes de distribution d'énergie en Wallonie seront vraisemblablement constitués de différents éléments constitutifs de chaque scénario (voire d'autres éléments). Quelle que soit l'orientation que prendra l'évolution des réseaux, l'étude montre l'importance du changement du système et du rôle crucial de l'autorité publique qui pourra éviter de pénaliser certains acteurs. L'autorité publique dispose d'outils pour accompagner cette transition, notamment au travers du cadre réglementaire, de la tarification, du soutien à l'innovation, de la collaboration avec d'autres régions, du financement, du soutien à l'efficacité énergétique.

Le projet a été réalisé par le consortium constitué de l'ICEDD, CLIMACT et de l'Institut Montefiore de l'Université de Liège et a pu compter sur l'appui du BFP, de l'IDD et de Grégoire Wallenborn. L'ensemble des travaux a bénéficié des contributions du comité d'accompagnement, constitué de l'IWEPS, du SPW-DG04 Energie, de la CWaPE et du comité technique constitué de l'IWEPS et du SPW-DG04 Energie. Les travaux ont également pu bénéficier des expertises des témoins privilégiés. Nous remercions tous les participants pour leurs contributions.

## 2. Contexte et objectifs de l'étude

La demande globale en énergie a plus que doublé ces 40 dernières années. Selon l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), elle pourrait augmenter de 30% d'ici 2040 sous l'effet conjoint des croissances démographiques et économiques (AIE, 2017). Par ailleurs, les derniers rapports du Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'évolution du Climat (GIEC) ne laissent plus guère de place aux doutes. Les changements climatiques sont une réalité induite par notre consommation frénétique d'énergies fossiles. Étant donné la part considérable des émissions de gaz à effet de serre qui trouvent leur origine dans la combustion des énergies fossiles, une profonde transition énergétique est plus que jamais nécessaire.

Les réseaux énergétiques qui permettent aux producteurs et aux consommateurs de s'échanger des volumes d'énergie de natures diverses ont un rôle considérable à jouer dans cette transition. Ils devront rendre possible la décarbonation de nos économies et nous aider à consommer l'énergie de façon beaucoup plus efficace. Ils devront également répondre à la volonté croissante des consommateurs d'utiliser efficacement l'énergie qu'ils produisent mais également d'émettre moins de CO<sub>2</sub>. Ces évolutions impliquent des modifications notamment de dimensionnement et le fonctionnement des réseaux.

Outre les nombreux aspects techniques de l'adaptation des capacités de production aux besoins des producteurs se posent également des questions économiques, environnementales et sociétales. On pense notamment à l'équité sociale, au respect de la vie privée, au mode de financement des réseaux et aux impacts socio-économiques et environnementaux de chaque solution.

Dans ce contexte, la présente étude prospective vise à explorer le futur des réseaux énergétiques wallons aux horizons 2030 et 2050. Elle cherche à identifier quelles sont les évolutions possibles des réseaux énergétiques dans les 35 prochaines années et les répercussions que ces changements pourraient induire sur nos sociétés. Dans le même temps, l'ambition de l'étude est également d'envisager comment l'organisation de notre société pourrait elle-même influencer le développement des réseaux énergétiques. Enfin, il faut noter que cette étude a la volonté de faire coexister une démarche prospective de nature essentiellement qualitative avec une modélisation quantitative des scénarios qui auront été définis.

## 3. Délimitation du champ de l'analyse

L'objet de la présente étude est ambitieux. Il porte sur l'exploration de futurs possibles des réseaux énergétiques wallons aux horizons 2030 et 2050 en se basant sur les outils de la prospective. Dans le même temps, la recherche a une composante méthodologique puisqu'il s'agira d'expérimenter comment la démarche prospective pourrait alimenter des modélisations de nature quantitative et comment ces dernières pourront nourrir l'analyse qualitative.

En fonction du budget et du temps disponible pour la réalisation de cette étude, il est nécessaire de faire des choix pour en limiter le périmètre à certains aspects des réseaux énergétiques wallons.

Il est proposé que l'étude se concentre sur les réseaux d'électricité et de gaz (naturel ou de synthèse<sup>1</sup>). Il semble en effet que l'électricité et les gaz (gaz naturel et de synthèse) occupent une place spécifique et de première importance dans le paysage énergétique actuel mais aussi futur. On peut justifier ce choix par une série d'éléments techniques, historiques et politiques qui caractérisent la production et la consommation l'électricité et de gaz (naturel et demain de synthèse).

### 3.1. Le rôle central de l'électricité dans le paysage énergétique

#### 3.1.1. La qualité intrinsèque de l'électricité :

L'électricité présente de nombreuses qualités qui lui sont totalement spécifiques. Il s'agit d'un vecteur énergétique secondaire ce qui signifie qu'elle résulte de la transformation d'une autre forme d'énergie dite primaire. Une des caractéristiques remarquables de l'électricité est liée au fait qu'on peut la produire en ayant recours à un grand nombre de techniques très différentes. Elle peut trouver son origine dans la combustion d'énergies fossiles ou renouvelables, dans la fission nucléaire ou encore dans la conversion directe du flux solaire ou de l'énergie mécanique des cours d'eau, des marées et du vent. Cette polyvalence des moyens de production est totalement transparente pour les consommateurs et ne limite en rien la diversité des usages de l'électricité.

L'exergie<sup>2</sup> de l'électricité est maximale (Enea Consulting, 2013 ; Lallemand, 2007) ce qui signifie que la totalité de l'électricité mise à disposition des consommateurs peut être transformée en énergie utile. Par ailleurs, l'électricité se transporte très facilement sur de longues distances sans grandes pertes de rendement. De ce fait, les consommateurs ne sont pas impactés par les externalités négatives liées à sa production ou du moins ne les ressentent-ils pas directement.

Cette qualité exergétique de l'électricité permet une multitude d'applications par tout type de consommateur. L'électricité peut ainsi être directement convertie en lumière, en force motrice, en chaleur, elle peut être utilisée dans des procédés électro-chimiques et elle est indispensable pour faire fonctionner toutes les applications de production de froid et d'intelligence artificielle en plein développement actuellement.

Le facteur qui limite encore aujourd'hui l'utilisation de l'électricité dans certains secteurs, comme le transport routier, est lié à la difficulté de la stocker mais les recherches menées actuellement par de grands acteurs de l'économie sont de nature à changer cette situation. De ce point de vue, on peut d'ailleurs citer la récente interview de Patrick Pouyanné, PDG de Total qui déclarait le 19 avril 2016 au site Les Echos.fr : 'le XXI<sup>ème</sup> siècle sera électrique. Nous devons comprendre les marchés électriques en

---

<sup>1</sup> Dans le cadre de cette étude, on entendra par gaz de synthèse (et par extension combustibles de synthèse), les gaz (ou les combustibles) qui peuvent être produits en aval de la production électrique pour valoriser l'énergie électrique produite en excès et qui ne peut être valorisée autrement. Cela peut se faire par électrolyse de l'eau qui produit de l'H<sub>2</sub> (hydrogène) ou par la production d'autres combustibles de synthèse par différentes réactions chimiques faisant intervenir du CO et de l'H<sub>2</sub>.

<sup>2</sup> L'exergie d'une certaine quantité de matière contenue dans un système est une mesure du potentiel de production (ou de réception) d'un travail maximal (ou minimal) par le supersystème (constitué du système et de son milieu ambiant), qui permettra à cette quantité de matière d'être ramenée de son état initial à un état d'équilibre inerte avec le milieu ambiant (Lallemand, 2007).

nous positionnant, là encore, sur certains éléments de la chaîne de valeur<sup>3</sup>. Le même groupe Total a d'ailleurs lancé, en mai 2016, une OPA sur l'entreprise Saft, qui 'permettra d'intégrer dans son portefeuille d'activités des solutions de stockage d'électricité, compléments indispensables à l'essor des énergies renouvelables <sup>4</sup>.

Les matières fissiles et les combustibles fossiles, qu'il s'agisse de charbon, de produits pétroliers ou de gaz naturel, présentent par contre cette capacité de stocker facilement de grandes quantités d'énergie qui pourront être transformées au moment opportun en électricité. Du point de vue des réseaux électriques, les combustibles fossiles (dont le gaz naturel) peuvent être considérés comme des formes de stockage d'énergie placées en amont de la production d'électricité. Si tous les combustibles fossiles peuvent être utilisés pour produire de l'électricité, il faut rappeler qu'en Wallonie, seul le gaz naturel l'est encore aujourd'hui de manière significative (SPW DGO4, 2016b) ce qui justifiera que l'on s'intéressera en priorité à lui. De même, dans le cas de moyens de production renouvelables et intermittents comme le soleil ou le vent, une des nouvelles voies aujourd'hui envisagées pour le stockage de l'électricité produite en excès est la production de combustibles de synthèse (dont l'hydrogène).

### 3.1.2. Ce que nous enseigne l'histoire.

L'histoire nous rappelle la place centrale de l'électricité dans le développement de nos sociétés (Niu *et al.* 2013 ; Rosenberg, 1998). L'usage croissant de l'électricité est d'ailleurs un des indicateurs, parmi d'autres, de la production de richesse d'une société (Ferguson, Wilkinson & Hill, 2000). Si l'on fait l'hypothèse que nos sociétés vont continuer à se développer de la même manière, on peut penser que la croissance de la part de l'électricité dans la consommation finale totale va se poursuivre.

Dans le cas particulier de la Belgique on note que les consommations d'électricité ont également fortement progressé au cours des 40 dernières années. La figure 1 indique qu'elles ont plus que doublé en 30 ans.

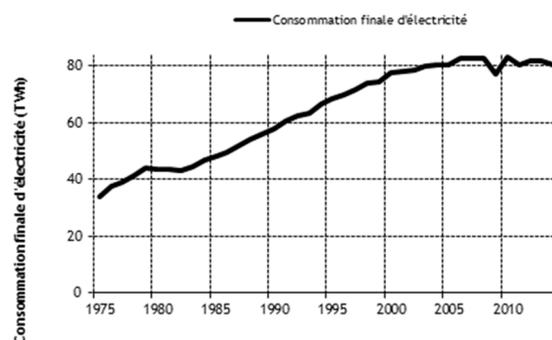


Figure 1. Consommation finale d'électricité en Belgique  
Source : (SPW DGO4, 2016a)

<sup>3</sup> <http://www.lesechos.fr/industrie-services/energie-environnement/021853982943-patrick-pouyanne-total-va-integrer-un-nouveau-metier-lelectricite-1214962.php> (site consulté le 8 juin 2016)

<sup>4</sup> <http://www.lesechos.fr/industrie-services/energie-environnement/021915683407-electricite-avec-saft-total-prend-pied-dans-le-stockage-1220565.php> (site consulté le 8 juin 2016)

Si les consommations d'électricité semblent se stabiliser en Belgique depuis une dizaine d'années, il est encore plus remarquable de noter que la part de l'électricité dans la consommation énergétique finale continue, elle, de progresser régulièrement pour passer de 10% à 20% en l'espace de 40 ans en Europe. Des évolutions semblables s'observent en Belgique et en Wallonie. L'allure générale de ces évolutions est d'ailleurs très similaire quels que soit les ensembles géographiques considérés (voir figure 2).

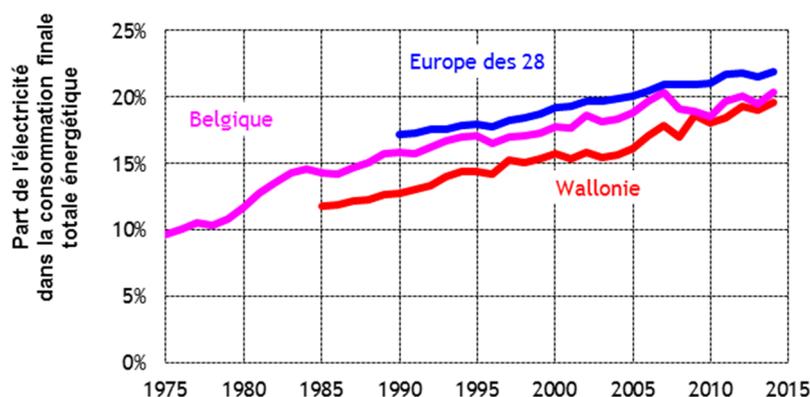


Figure 2. Evolution de la part de l'électricité dans la consommation finale  
Source : Eurostat pour la Belgique et l'UE, SPW DGO4 pour la Wallonie

La tertiarisation de nos économies induit également une augmentation de la part de l'électricité dans la consommation énergétique finale et dans ce secteur il n'existe pas d'usages qui ne peuvent dès aujourd'hui être assurés par l'électricité. Ainsi en 2013, l'électricité représentait déjà 42 % des consommations finales du secteur tertiaire wallon.

Les évolutions historiques évoquées ci-dessus ne peuvent bien évidemment pas être utilisées pour prédire le futur des consommations électriques. Toutefois, on peut raisonnablement penser qu'elles vont se poursuivre d'autant plus que l'électrification semble être une clé importante d'une décarbonisation de l'économie et que certains développements technologiques récents autoriseront bientôt une place bien plus importante de l'électricité dans certains secteurs où elle reste encore aujourd'hui relativement marginale (chauffage des bâtiments, transport routier).

### 3.2. L'importance des choix politiques

Les négociations internationales entamées en 1992 à Rio ont récemment abouti à un accord visant à la mise en place de politiques permettant de limiter le réchauffement climatique à 2°C, voire 1,5°C, au-dessus des niveaux préindustriels. Un tel objectif requiert une décarbonation profonde de l'économie. L'Europe a la volonté d'être leader dans cette transition vers une société moins émettrice de carbone. Pour cela elle s'est fixé des objectifs en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES), de production d'énergie renouvelable, d'efficacité énergétique et de niveau d'interconnexion de ses réseaux électriques. Des échéances fixées à 2020, 2030 et 2050 sont ou seront assorties à des objectifs quantitatifs, qui se déclinent pour chaque État Membre. En Belgique, la contribution

nationale est ensuite répartie en différents efforts régionaux. C'est ainsi que l'objectif de réduction de 20% des émissions de GES à l'échelle européenne s'est traduit pour la Wallonie en un objectif de réduction de 14,7% des émissions non-ETS (*Emission Trading System*) en 2020 par rapport à 2005. En 2014, les émissions de notre région sont inférieures de 30,6% à celles de 2005. Comme illustré à la figure 3, ce sont les secteurs ETS qui sont les principaux moteurs de cette réduction.

Toutefois et bien que les émissions de 2014 soient actuellement inférieures à la trajectoire définie pour atteindre les objectifs, les émissions seraient, selon les projections disponibles, supérieures aux objectifs pour les dernières années de la période 2013-2020<sup>5</sup> (AWAC, n.d.). Les échéances suivantes de -40% en 2030 et -80% à -95% en 2050 exigeront des efforts encore plus importants de la part de la Wallonie. A travers son Plan Air-Climat-Energie approuvé par le Gouvernement Wallon le 20 février 2014, la Wallonie s'aligne déjà sur l'objectif européen de réduire les émissions de 80% à 95% en 2050 par rapport à 1990 (Cuvelier, 2016).

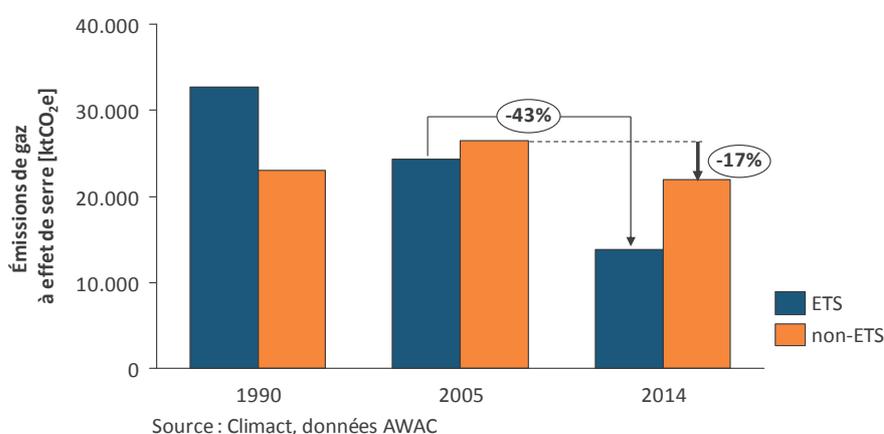


Figure 3. Évolution des émissions de gaz à effet de serre pour les secteurs *ETS* et non *ETS*

Les niveaux techniquement atteignables en matière d'efficacité énergétique et de décarbonisation de l'approvisionnement énergétique ne suffiront pas à atteindre les objectifs de décarbonisation. Une électrification massive du transport et d'autres secteurs sera requise (Williams *et al.*, 2012). Toute politique de décarbonisation devra donc considérer une électrification du système énergétique et également une décarbonisation du système électrique qui requerra des infrastructures plus sophistiquées, particulièrement pour les réseaux de distribution (Commission européenne, 2011b).

Un autre enjeu auquel la Belgique, comme toute autre nation, doit faire face est sa sécurité d'approvisionnement. De ce point de vue, évoluer vers un système énergétique basé sur plus de sources d'énergie renouvelables (SER) permettra de diminuer la dépendance de la Belgique envers les importations. Une pénétration plus élevée des SER dans le système énergétique va de pair avec une électrification importante de celui-ci. 100% d'énergie renouvelable dans le *mix* énergétique implique une multiplication par deux, voire par trois, de la part de l'électricité dans celui-ci en raison de la disponibilité limitée de la biomasse (Devogelaer *et al.*, 2012).

<sup>5</sup> En 2014 les émissions de la Région sont inférieures de 30,6% à celles de 2005. Ce sont toutefois les secteurs *ETS* (les réductions d'émissions dans les secteurs *ETS* reposent sur un mécanisme de marché) qui sont les principaux moteurs de cette réduction. En effet, en 2014 elles étaient inférieures de 43,4% à celles de 2005.

### 3.3. Le rôle des avancées technologiques

De nombreuses avancées technologiques rendent possible une extension plus poussée de l'usage de l'électricité. L'émergence de nouveaux usages notamment pour le chauffage et le transport entrainera une augmentation de la demande électrique malgré des améliorations significatives de l'efficacité énergétique et de l'utilisation rationnelle de l'énergie (Commission européenne, 2011b). La demande d'électricité du secteur résidentiel est ainsi susceptible d'augmenter en raison de l'électrification des systèmes de chauffage et de refroidissement.

- a. L'évolution la plus marquée est attendue dans les transports, en particulier les voitures privées. De grands noms du secteur se lancent aujourd'hui dans l'aventure de la voiture électrique. Des prévisions de la FEBIAC, datant de 2015, projettent un taux de véhicules électriques de 10% en 2020 et 20% en 2030 même si, en Belgique, les véhicules électriques ne représentaient en 2015 que 0,27% des nouvelles immatriculations et 0,06% du parc total de voitures. Les recherches en matière de stockage permettent d'envisager une réduction du coût des batteries pour véhicules électriques d'un facteur trois en 2020 par rapport à 2010. Avec ces recherches, ce sont l'ensemble des coûts de la mobilité électrique qui pourront ainsi être diminués (AIE, 2013). Le système électrique devra donc subir des adaptations importantes pour accompagner l'émergence d'un parc de véhicules de plus en plus électriques. Il faut noter que cette mutation (avec l'option de la mobilité basée sur l'hydrogène) est une des clés pour décarboner les transports routiers.
- b. L'amélioration continue de l'isolation du parc de bâtiments existants et les standards passifs pour les nouvelles constructions diminuent les besoins de chauffage et augmentent les besoins de froid, pour lesquels les technologies sont exclusivement électriques. Les pompes à chaleur permettent l'électrification de la fourniture de chaleur avec des rendements élevés. En particulier, les pompes à chaleurs géothermiques permettent de réduire les émissions de 63% à 72% par rapport aux systèmes de chauffage par résistance électrique combinés aux systèmes standards de conditionnement de l'air (Commission européenne, n.d.). Ces unités peuvent répondre tant aux besoins de chaud que de froid ou encore de production d'eau chaude sanitaire avec une seule installation. Étant connectés au réseau électrique et permettant de stocker l'électricité sous forme de chaleur ou de froid, ces systèmes peuvent répondre à des besoins du réseau sur la base de signaux prix et contribuer à la gestion optimale de la charge. Bien qu'elles ne représentaient que 1% de l'approvisionnement en chaleur en Belgique en 2010 (CLIMACT & VITO, 2013), les ventes européennes de pompes à chaleur croissent à un rythme soutenu de 7,5% par an depuis 2005. En 2014, la pénétration de ces systèmes est de plus de 25% des ménages dans les pays scandinaves. Elle n'est encore que de 1,7% pour la Belgique, avec des ventes bien inférieures au marché potentiel.
- c. Dans le secteur industriel, l'électrification des processus est également une tendance forte observée. L'électricité représentait, en 2011, 32% du *mix* énergétique de l'industrie européenne, alors que ce taux n'était que de 23% en 1990 (Desbrosses, 2012). Cette augmentation de la pénétration de l'électricité se manifeste dans tous les secteurs, à l'exception du papier. Elle s'explique notamment par la pénétration des fours électriques dans des secteurs comme l'acier et le verre où certains fours au gaz sont remplacés par des fours électriques à induction qui, de surcroît, présentent des rendements énergétiques supérieurs. La substitution des combustibles fossiles par l'électricité permet par ailleurs aux industries de

transférer leurs émissions directes de gaz à effet de serre (GES) vers le secteur de production de l'électricité rendant plus facilement possible la capture et la séquestration du carbone émis. Ce phénomène est encouragé par le mécanisme *ETS*.

### 3.4. Le rôle croissant des gaz naturel et de synthèse

#### 3.4.1. Ce que nous enseigne l'histoire

A l'instar de l'électricité, le gaz naturel occupe une place croissante dans nos économies. Depuis 1990, on note que la part du gaz naturel dans la consommation intérieure brute wallonne augmente même si on observe des variations annuelles qui peuvent être liées aux conditions climatiques ou au contexte économique. La part du gaz naturel dans le paysage énergétique européen semble marquer le pas depuis 2010 mais il continue à y occuper une place considérable.

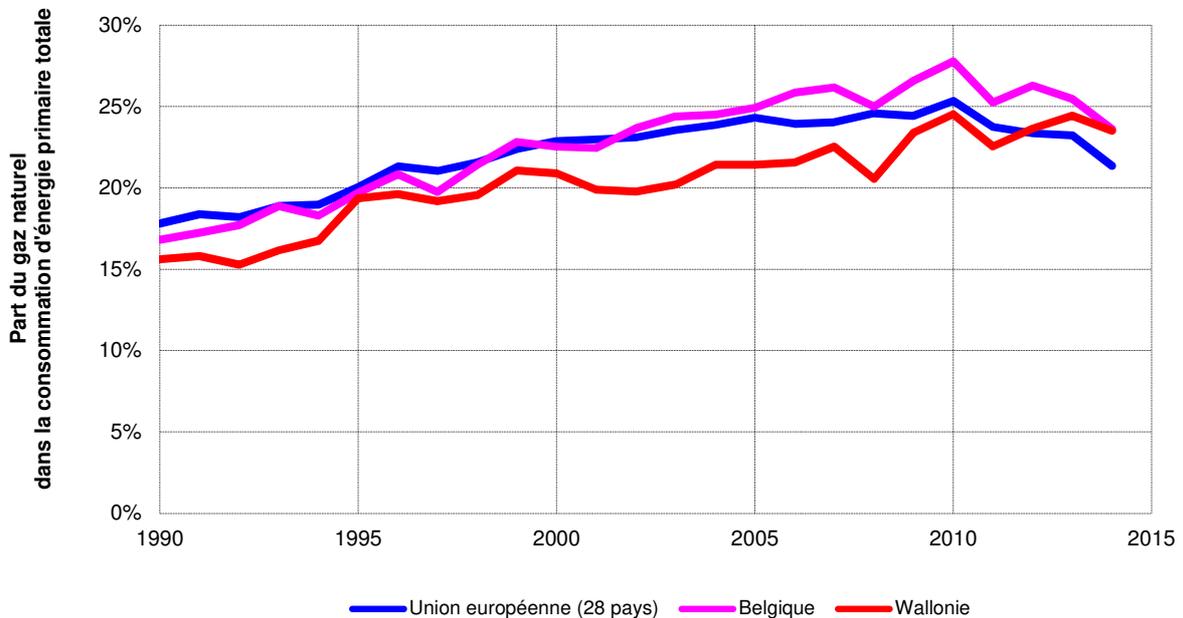


Figure 4. Evolution de la part de l'électricité dans la consommation finale  
Source : Eurostat pour la Belgique et l'UE, SPW DGO4 pour la Wallonie

#### 3.4.2. La place croissante du gaz naturel parmi les combustibles fossiles

La part croissante du gaz naturel dans nos économies trouve aujourd'hui son origine dans sa relative abondance et ses avantages compétitifs (prix, facilité d'usage,...). Par ailleurs, de tous les combustibles fossiles, le gaz naturel, essentiellement constitué de méthane ( $\text{CH}_4$ ), est celui dont les émissions de  $\text{CO}_2$  sont les plus faibles (IPCC, 2006). C'est une des raisons qui expliquent la part croissante qu'il a prise dans nos économies et singulièrement dans la production électrique d'autant plus que la sortie du nucléaire décidée par la Belgique rend nécessaire la recherche de moyens de productions les moins émetteurs possibles.

La récente analyse de l'impact au niveau de la Belgique du Cadre européen Climat/Energie 2030 réalisée par le Bureau Fédéral du Plan (Devogelaer & Gusbin, 2015) montre bien que le gaz naturel restera probablement un vecteur énergétique essentiel entre autres au niveau de la production d'électricité. Si la part du gaz naturel dans la consommation finale est appelée à diminuer dans plusieurs scénarios, cette même étude note aussi l'apparition de nouveaux vecteurs énergétiques gazeux comme l'hydrogène.

De son côté, le *World Energy Outlook* (AIE, 2015b) rappelle l'importance de l'émergence de nouvelles formes de gaz non conventionnels et des bouleversements qu'ils pourraient induire dans le *mix* énergétique mondial.

### 3.4.3. Les nouveaux visages des combustibles gazeux

Au-delà du gaz naturel, on doit aussi prendre en compte l'apparition récente de nouvelles formes de combustibles gazeux d'origine renouvelable. La Wallonie en reconnaît trois formes différentes : le biogaz obtenu par fermentation de matière organique, les gaz de synthèse obtenus dans un procédé de gazéification et le biométhane 'qui consiste en un gaz issu de la fermentation et/ou de la gazéification' et qui est 'traité de manière à être rendu compatible avec le gaz naturel disponible dans le réseau de distribution ou de transport, ou avec le gaz naturel utilisé comme carburant pour les transports'<sup>6</sup>. La Wallonie a, dans ce cadre, mis en place un mécanisme de labellisation des gaz produits à partir de sources d'énergie renouvelable qui ouvre la voie à l'injection de biométhane dans les réseaux de transport et ou de distribution.

Enfin, il faut noter l'apparition du concept de *power-to-gas* qui fait référence à la transformation d'excédents d'électricité produite par des sources d'énergie renouvelables en gaz de synthèse. Une des voies les plus explorées à ce stade est la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau. Ce gaz peut alors être stocké assez simplement et réutilisé ultérieurement pour produire de l'énergie utile au moment le plus opportun. De même, cet hydrogène produit artificiellement peut aussi être utilisé dans un large éventail d'applications chimiques (Gahleitner, 2013).

A la lumière de ces éléments, il y a de bonnes raisons de penser que le rôle de l'électricité, du gaz naturel et des gaz de synthèse continuera à croître dans le futur. De ce fait, la place des réseaux électriques et de gaz, quelle que soit la forme qu'ils prendront, sera de plus en plus centrale dans nos économies.

Dans ces conditions, nous pensons qu'il est justifié de centrer le champ de l'étude prospective 'Quels réseaux énergétiques pour la Wallonie aux horizons 2030 et 2050 ?' aux réseaux électriques et aux réseaux de gaz naturel et de synthèse.

---

<sup>6</sup> Cf. site de la CWaPE consulté le 21 septembre 2016 : <http://www.cwape.be/?dir=4.2.05>

## 4. Méthodologie

### 4.1. Présentation du consortium et du comité d'accompagnement

#### 4.1.1. Le consortium

Le consortium est constitué de trois partenaires (ICEDD-CLIMACT-ULg) auxquels sont associés le Bureau Fédéral du Plan, l'Institut pour un Développement Durable (consortium élargi) et Grégoire Wallenborn. Dans un passé récent, plusieurs membres du consortium ont collaboré dans la réalisation de l'étude prospective sur la transition énergétique en Wallonie, pour le compte de l'IWEPS<sup>7</sup>. Les membres du consortium y ont expérimenté la démarche prospective et ont pu pratiquer le regard systémique qui enrichit l'analyse par la fertilisation croisée des raisonnements issus des sciences exactes et des sciences humaines.

Pour renforcer son caractère interdisciplinaire mais aussi son expertise, le consortium s'est associé au Bureau Fédéral du Plan dont les compétences en matière énergétique sont reconnues unanimement<sup>8</sup>. L'Institut pour un Développement Durable, qui cultive en son sein l'interdisciplinarité autour des questions liées au développement durable<sup>9</sup> fait également partie de l'équipe.

Le consortium fait appel aux 'témoins privilégiés', qui sont les acteurs et les observateurs clés des réseaux électriques wallons. Les témoins privilégiés sont associés aux travaux, notamment dans la phase d'identification et de choix des variables et dans la phase ultérieure d'élaboration des scénarios.

#### 4.1.2. Le comité d'accompagnement

Le comité d'accompagnement est composé de représentants de l'IWEPS, de la DG04 du Service Public Wallon (SPW), de la CWaPE et du consortium élargi.

Le rôle du comité d'accompagnement est de garantir l'alignement méthodologique du projet et des objectifs initiaux, de veiller à la guidance générale et au bon déroulement des travaux et de proposer les arbitrages nécessaires.

La méthodologie est développée en impliquant régulièrement l'IWEPS et le comité d'accompagnement.

L'IWEPS a contribué :

- à la méthodologie d'identification des témoins privilégiés,
- à l'élaboration du questionnaire des témoins privilégiés,
- à la méthodologie de consultation des témoins privilégiés,

---

<sup>7</sup> <http://www.iweps.be/etude-de-prospective-transition-energetique>

<sup>8</sup> Le Bureau du Plan établit régulièrement les perspectives énergétiques belges tant sur le long terme (20 à 30 ans) que sur le moyen terme (5 à 10 ans). Cette expertise sera mobilisée pour interroger la pertinence et la cohérence interne des scénarios qui émergeront des réflexions du Consortium.

<sup>9</sup> L'IDD apporte le regard des sciences humaines et plus spécifiquement celui de la sociologie tant les évolutions attendues dans les réseaux électriques portent en germe des modifications très profondes de notre façon de consommer, de produire mais aussi de comprendre ou de vivre l'énergie.

- aux réflexions menées sur le choix et la définition des variables,
- aux réflexions sur l'organisation et l'animation de la réunion présentielle du 14 décembre 2016 avec les témoins privilégiés,
- à la méthodologie d'élaboration des scénarios,
- au travail de relecture global de l'ensemble du rapport,
- au travail sur les scénarios, les analyses *SWOT* (*Strengths* (forces), *Weaknesses* (faiblesses), *Opportunities* (opportunités), *Threats* (menaces)), les recommandations stratégiques et l'articulation des analyses qualitatives et quantitatives.

Le comité d'accompagnement de l'IWEPS est intégré tout au long de l'étude et participe activement aux travaux, aux différentes étapes de ceux-ci, en ce compris les deux réunions présidentielles du 14 décembre 2016 et du 3 octobre 2017.

## 4.2. Coexistence de la démarche qualitative et quantitative

L'étude vise à définir et à tirer enseignement de scénarios décrits en termes à la fois qualitatifs et quantitatifs. Elle se base sur la démarche prospective (de Jouvenel, 2002) en veillant à compléter la description qualitative des futurs possibles des réseaux énergétiques par des éléments quantitatifs issus d'une modélisation mathématique.

La complémentarité des approches qualitatives et quantitatives vise d'une part à permettre d'imaginer différents futurs possibles des réseaux en Wallonie et d'autre part à donner des éléments chiffrés qui pourront illustrer les scénarios et contribueront à les développer et mieux caractériser leurs impacts.

Ce choix méthodologique est important, notamment parce qu'il vise à améliorer l'appropriation des résultats de la recherche par les décideurs politiques. Disposer d'éléments de chiffrage qui complètent les scénarios narratifs est en effet essentiel pour guider l'action et les choix politiques.

Les principaux enseignements que l'on pourra tirer de la coexistence de ces deux démarches trouvent leurs origines dans les différences de prismes issus des sciences humaines et des sciences exactes. Les principaux enseignements se développent (i) lors des différentes séances de travail entre les membres du consortium, notamment pour l'élaboration du questionnaire aux témoins privilégiés et la compréhension systémique des réponses apportées et (ii) lors des recherches et analyses effectuées par chaque partenaire. L'approche permet de développer une réelle vision systémique de l'évolution des réseaux et d'en saisir les nombreuses et différentes implications.

Les points d'attention sont de s'assurer que l'utilisation d'aspects quantitatifs permet d'enrichir et de compléter le narratif des futurs possibles. Des interactions régulières et des discussions de travail permettent de délimiter le cadre des analyses quantitatives et de les utiliser adéquatement pour positionner les variables. L'étape suivante sera de travailler ce matériau pour élaborer le narratif des scénarios.

On peut ainsi schématiser globalement le déroulement de la mission de la façon suivante, représentée à la figure 5.

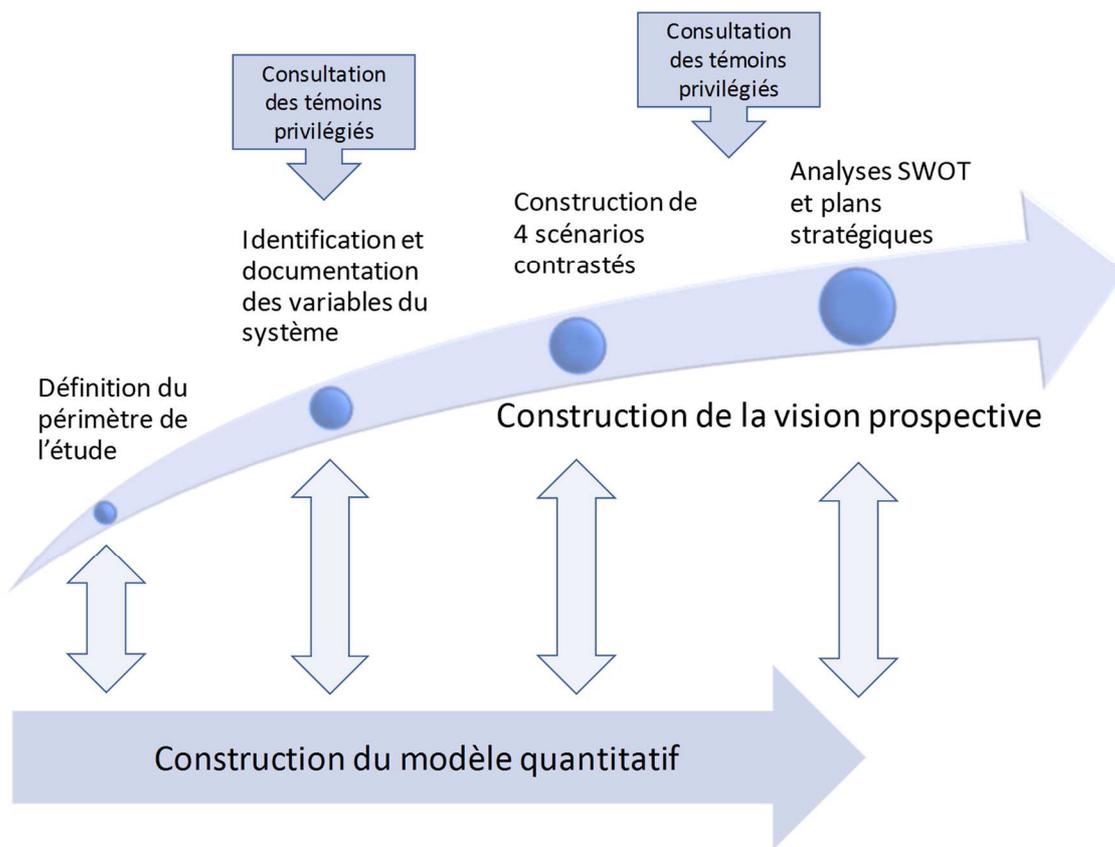


Figure 5. Schéma général de déroulement de la mission

### 4.3. Identification des variables du système

La première phase de l'analyse prospective que nous menons consiste à identifier l'ensemble des variables qui permettent de décrire le système 'réseaux énergétiques de gaz et d'électricité'. Dans un premier temps, nous avons envisagé de construire cette liste de variables sur la base exclusive des compétences présentes au sein du consortium.

Toutefois, cette démarche a été jugée trop limitative et il a donc été préféré d'élargir la réflexion sur la définition des variables à prendre en compte à un panel plus large d'intervenants qu'ils soient des spécialistes des réseaux énergétiques ou des utilisateurs de ceux-ci. Nous avons d'ailleurs choisi d'appeler ces personnes interrogées des 'témoins privilégiés' (TP) plutôt que des parties prenantes. Cet élargissement précoce de la base de personnes appelées à se prononcer sur les variables du système devrait aussi permettre de créer une 'communauté de pensée' qui restera active tout au long du processus de construction et d'analyse des scénarios prospectifs.

La figure 6 ci-dessous présente schématiquement le processus suivi pour définir les variables du système 'réseaux énergétiques'.

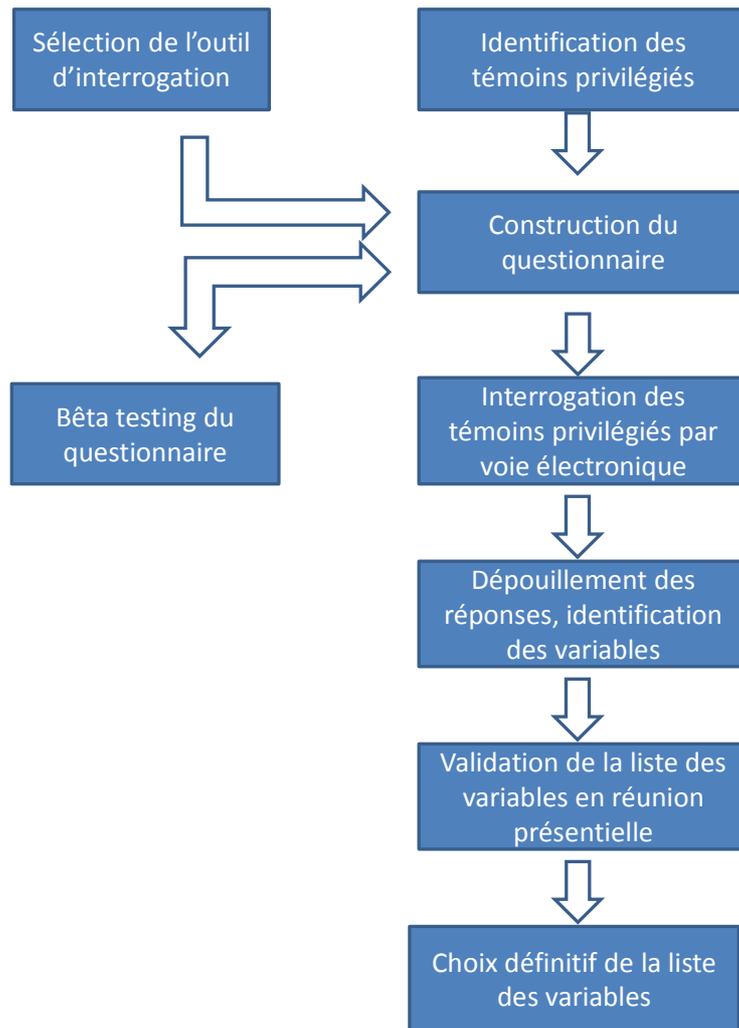


Figure 6. Schéma de principe de la consultation des témoins privilégiés pour la définition des variables

#### 4.4. Choix de l'outil de consultation

Le choix de l'outil de consultation des témoins privilégiés est tout sauf secondaire. Cet outil doit en effet, non seulement être ergonomique pour les répondants afin de ne pas freiner ceux qui prennent la peine et le temps de participer à l'enquête, mais également permettre au consortium d'exploiter pleinement les réponses fournies.

L'idée d'une version papier a très vite été abandonnée au profit d'un outil informatique, seul à même de combiner les qualités susmentionnées.

Le cahier des charges de l'outil tenait en quelques lignes. Outre les qualités ergonomiques attendues, cet outil devait à tout le moins être :

- en ligne
- en français

- facilement exportable et exploitable sous Excel
- aussi 'neutre' et 'acommercial' que possible
- sûr (en termes de stockage de données)

Différentes hypothèses ont été envisagées, que les lignes ci-dessous se proposent d'exposer.

#### 4.4.1. Fichier Excel

**Principe** : joindre un fichier Excel à compléter, en attachement de l'email envoyé aux témoins privilégiés.

#### Avantages :

Cette solution est évidemment la plus simple à mettre en œuvre et la plus légère en termes de déploiement. Ceci ne nécessite par ailleurs pas de développement spécifique. Enfin, la solution présente l'avantage de la gratuité.

#### Obstacles :

En regard de ces bénéfices certains, la solution présente néanmoins une série de freins rédhibitoires, qui nous ont rapidement amené à l'abandonner. Les limites, en termes de convivialité peuvent, à la rigueur, être dépassées moyennant un développement graphique spécifique. En revanche, cette option suppose que les témoins privilégiés (TP) disposent d'une solution compatible Excel, ce qui est sûrement l'obstacle majeur. Demeure également le risque de traitement comme SPAM de notre email aux TP avec son fichier joint. Cette solution, enfin, si elle est, on l'a dit, légère en termes de mise en œuvre, nécessite, plus que d'autres sans doute, des développements en aval pour consolider les données reçues de sources éparses.

#### 4.4.2. Prospective Workshop

**Principe** : utiliser l'outil en ligne, gratuit et spécifiquement développé (par l'équipe de François Bourse<sup>10</sup>) aux fins de consultations de parties dans le cadre d'études prospectives.



#### Avantages :

<sup>10</sup> <http://www.prospectiveworkshops.com/>

Le principal avantage de cet outil est qu'il est, en principe, spécifiquement dédié aux questions de consultation prospective et qu'il est dès lors promu par des écoles de prospectives françaises. Il était donc, à tout le moins, nécessaire et enrichissant d'un point de vue méthodologique de le comparer, de le *challenger* à d'autres solutions. C'est par ailleurs un outil gratuit et en ligne. Il propose un des fonctionnalités de gestion des *users* : on peut dès lors définir précisément qui a accès à quoi via des login et mots de passe et, surtout, on peut savoir qui se connecte, qui répond en tout ou en partie, etc... L'outil est également flanqué d'un petit module d'analyse des données (réponses) et doté de possibilités d'extraction vers Excel.

Nous avons envisagé cette solution et l'avons analysée en détail. Nous nous sommes assez vite confrontés à une série de limites, qui nous ont, ici aussi, amenés à ne pas la retenir au final.

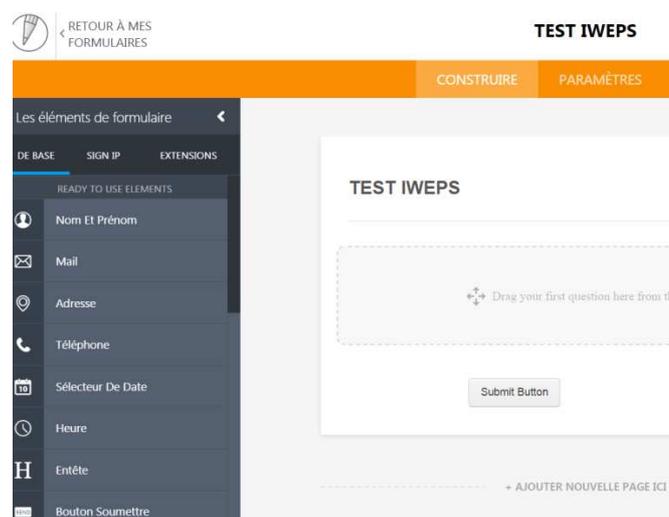
#### Obstacles :

Le principal problème de cet outil est son manque apparent de stabilité et de robustesse. Nous l'avons testé dans de nombreuses configurations et les tests n'étaient que rarement concluants : perte du contexte, reset de la connexion, double encodage ou... pas d'encodage du tout. Dans la mesure (et c'est une autre limite) où l'outil -gratuit, rappelons-le- n'offre pas de possibilité de support et qu'il est une sorte de 'boîte noire', nous n'avons pas eu de réelles possibilités de comprendre et éventuellement dépasser cet obstacle premier. Il faut enfin noter que les fonctionnalités proposées par l'outil, de même que son ergonomie, sont très contraignantes : on doit se plier à sa logique (exemple : hiérarchisation des questions), sans pouvoir l'infléchir en fonction des besoins de notre étude. La suite nous montrera que nous avons eu raison (étant donné le caractère assez spécifique de notre enquête) d'abandonner cette piste logicielle.

### 4.4.3. Générateurs de formulaires en ligne

Face à l'inadéquation de l'offre *prospective workshops*, nous nous sommes penchés sur des générateurs de formulaires. Nous avons conjointement examiné deux outils (il y en a d'autres ; leurs fonctionnalités et principes sont globalement similaires) : *Google Forms* (gratuit) et *JotForm* (payant).

Exemple : génération de formulaires avec *JotForm*



#### Principe

A travers une interface conviviale, en ligne, on crée un formulaire standard, relativement bien adapté à nos besoins et on communique son adresse aux participants.

### Avantages

Les avantages d'une telle formule sont nombreux. La solution est extrêmement facile et rapide à mettre en œuvre (de ce point de vue, même les solutions payantes ont un coût dérisoire par rapport à un développement 'maison'). Ces solutions sont pensées en vue d'une extraction vers Excel, ce qui figurait dans notre cahier des charges. Elles présentent des fonctionnalités, certes limitées, mais sans doute suffisantes pour nos besoins si l'on prend la peine d'adapter nos questions à quelques contraintes ergonomiques.

### Obstacles

Le manque de support est présent également (surtout pour Google Forms) mais il est largement compensé par l'importante communauté d'utilisateurs que l'on peut consulter en cas de besoin. Cet aspect n'est donc pas trop problématique. La labélisation 'commerciale', ainsi que l'absence de garantie quant à la confidentialité et la sécurité des données le sont nettement plus, particulièrement pour l'objet de notre étude.

Au final, ces obstacles nous feront également renoncer à l'utilisation de ces outils *main stream* et on pourra s'en féliciter dans la mesure où les développements de notre questionnaire l'amèneront vers une forme que ces outils n'auraient que partiellement et imparfaitement rendue.

#### 4.4.4. Formulaire 'Maison'

**Principe** : solution de questionnaire en ligne développée en interne, sur mesure, hébergée sur nos serveurs



### Quel avenir pour les réseaux énergétiques wallons aux horizons 2030 et 2050 ?

page 1/6

**Q1. Pouvez-vous décrire brièvement votre rôle au sein de votre organisation ?**

Votre réponse

**Q2. Du point de vue des réseaux de gaz et d'électricité (transport & distribution), êtes-vous (ou représentez-vous) un :**

Producteur d'énergie

Passer à la question suivante >>

**Avantages :**

Les avantages de cette solution sont nombreux et compensent son principal obstacle, à savoir le coût de développement d'une telle solution.

L'outil est évidemment du 'sur mesure' parfait, sur lequel on a la main (ce n'est pas une boîte noire hébergée 'quelque part' dans le *cloud*). On a dès lors pu lui donner exactement la forme souhaitée et les demandes successives d'adaptation (sur la forme et sur le fond) du formulaire n'ont jamais été freinées par les contraintes inhérentes à l'outil. On songe notamment à la possibilité de permettre aux TP de soumettre plusieurs propositions pour une même question : aucun des outils explorés jusqu'alors ne permettait de le faire d'une manière aussi fluide et élégante. C'est important dans la mesure où l'on sait que, pour nos TP, comme pour le consortium, la ressource 'temps' est rare et précieuse : à eux un outil de formulaire en ligne qui leur permet d'exprimer pleinement leurs opinions ; à nous un outil aisément exploitable, qui nous permettra de tirer le meilleur parti des réponses transmises.

#### 4.5. Méthode de consultation en ligne des témoins privilégiés

La consultation de ces acteurs s'inspire de la méthode Delphi mais s'en écarte sur plusieurs points. Nous avons choisi d'interroger par voie électronique un large panel de 65 témoins privilégiés qui représentent à la fois des experts des réseaux énergétiques (gestionnaires de réseaux, producteurs,...) mais aussi des représentants d'utilisateurs de réseaux qui, même s'ils ne sont des experts en ces matières, ont des points de vue à faire valoir sur leurs attentes ou leurs craintes en matière de réseaux énergétiques. La liste des témoins privilégiés consultés est donnée en annexe 3.

La consultation est basée sur l'utilisation d'une interface de consultation qui a été spécialement conçue pour l'occasion (cf. paragraphe 4.4). Le questionnaire est précédé d'un texte de présentation qui présente les commanditaires et les personnes en charge de l'étude, en rappelle les enjeux et explique en quoi la participation des TP est primordiale pour la qualité du processus.

La construction des questions a fait l'objet d'un soin particulier. Le questionnaire se base sur des questions fermées et ouvertes. Les questions sont posées dans un ordre croissant de complexité permettant ainsi aux répondants de se familiariser progressivement avec le questionnaire. De manière générale, chaque question ouverte est précédée d'un énoncé de mise en contexte. La question elle-même se veut la plus ouverte possible pour laisser au répondant la possibilité de développer son point de vue.

Notons que le questionnaire a été construit de telle façon que les répondants ont pu formuler des réponses multiples en utilisant une option 'Ajouter une proposition'. Le questionnaire est donné en intégralité en annexe 4 de ce rapport.

Le questionnaire ainsi constitué a été testé auprès d'un échantillon restreint de 7 'bêta-testeurs' à qui il a été demandé de vérifier la pertinence du questionnaire que ce soit en termes de clarté des questions posées ou de facilité d'utilisation de l'interface.

Les témoins privilégiés qui ont finalement répondu au questionnaire en ligne représentent un panel assez diversifié de points de vue, même si l'on doit noter une certaine surreprésentation de spécialistes (cf. figure 7). Il semble que la technicité du sujet ait quand même constitué un frein pour plusieurs

personnes consultées, comme cela nous a été confirmé par des échanges téléphoniques avec certains témoins privilégiés.

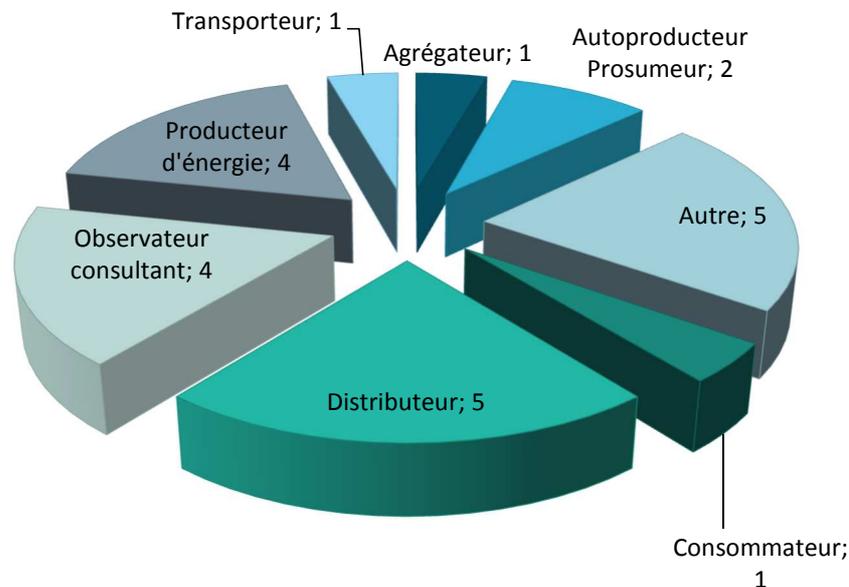


Figure 7. Types de témoins privilégiés ayant répondu à l'enquête en ligne

De manière générale, on peut noter les réponses formulées par les TP sont assez complètes et argumentées et ne se limitent pas à de simples affirmations. De même, il est intéressant de noter que les répondants ont largement utilisé la possibilité d'ajouter des propositions de réponses rendant de ce fait le travail de dépouillement plus facile.

Ces réponses ont alors été analysées par les membres du consortium qui ont identifié dans chaque réponse un ou des mots-clés synthétisant la réponse fournie. Ce travail a été fait individuellement par les membres du consortium puis mis en commun au cours d'une réunion où chaque réponse a été discutée pour juger de la pertinence des mots-clés retenus. De l'ensemble des réponses fournies par les TP, nous avons extraits un total de 238 variables que nous avons regroupé, dans un premier temps, par degré de similitude (exemple : nucléaire, sortie du nucléaire). Ces 238 variables ont également été injectées dans un outil de type 'nuage de tags' qui donne une représentation graphique pertinente du nombre de fois qu'une variable est citée par un témoin privilégié (cf. figure 8).



Innovations technologiques
Cadre européen (politique énergétique et climatique, y compris l'efficacité énergétique)
Mix électrique (y compris le ratio renouvelable/nucléaire et le rapport centralisé/décentralisé)
Rentabilité (et pénétration) de la mobilité électrique
Rentabilité (et pénétration) des gaz de synthèse (hydrogène, <i>power-to-gas</i> ) et des biogaz
Marché mondial des énergies
Structure de l'économie wallonne
Niveau d'interconnexions avec l'étranger
Degré d'intelligence des réseaux ( <i>smartification, big data, intelligence artificielle</i> )
Cadre législatif et réglementaire
<i>Market design</i>
Niveau d'éducation (formation technique et professionnelle, informations)
Rôle des gestionnaires de réseaux
Gouvernance (y compris le rôle du régulateur)
Interactions entre réseaux (y compris le rôle des micro-réseaux)
Rôle des (nouveaux) acteurs du marché
Accessibilité aux énergies de réseaux
Flexibilité (demande et production)
Capacité de stockage d'énergie
Fiabilité des réseaux
Mutualisation, solidarité, cohésion sociale
Sécurité d'approvisionnement
Compétitivité des entreprises
Précarité énergétique
Transparence du fonctionnement (y compris complexité, simplicité)

Tableau 1. Liste de variables proposées aux témoins privilégiés

#### 4.6. Validation de la liste des variables en réunion présentielle avec les témoins privilégiés

Après le traitement individuel par les membres du consortium des résultats de l'enquête en ligne, le consortium s'est réuni d'une part pour structurer, intégrer et compléter le cas échéant les *inputs* reçus lors de la consultation en ligne et d'autre part pour définir le contenu et préparer la consultation présentielle.

La consultation présentielle s'est tenue le 14 décembre 2016 et a permis de compléter la consultation en ligne réalisée en octobre/novembre 2016.

La consultation présentielle a été un succès, tant en qualité qu'en quantité. Quasi tous les témoins privilégiés ayant contribué à la consultation en ligne étaient présents lors de la consultation présentielle.

L'annexe 3 donne la liste des institutions et des personnes invitées. L'annexe 5 reprend la synthèse des échanges.

Les principales institutions concernées par l'évolution des réseaux ont activement participé à la consultation et ont confirmé leur intérêt pour participer et être impliquées pour la suite des travaux.

L'agenda de la consultation présentielle, animée par l'ICEDD et CLIMACT a été le suivant :

- 1) objectifs, périmètre et méthodologie de l'étude,
- 2) présentation et discussion sur les variables identifiées,
- 3) travail en atelier sur 4 thématiques :
  - a) rôle des acteurs,
  - b) gouvernance,
  - c) centralisation /décentralisation du système énergétique,
  - d) enjeux sociétaux et économiques.
- 4) mise en commun et discussions,
- 5) discussion libre et clôture des travaux.

La discussion sur les variables a été intense et a témoigné de la complexité, des interactions et de la sensibilité du sujet. Menée en plénière, elle a nécessité un recadrage régulier par les animateurs, qui ont veillé cependant à extraire les contributions pertinentes.

Le travail en atelier sur les variables s'est opéré en sous-groupes de tailles et constitutions variables. Les différents membres du consortium ont animé les ateliers, en étant attentifs à laisser à chacun l'opportunité et la liberté d'exprimer son point de vue.

La méthodologie des Abaques de Régnier a été pratiquée pour faciliter les discussions lors des ateliers :

- a) quelques propositions contrastées émises par le consortium ont permis de faire réagir les participants et leur ont permis de se positionner,
- b) les points de consensus/dissensus ont été identifiés,
- c) s'en sont suivis des discussions, qui ont permis de rapprocher les points de vue ou de confirmer les divergences,
- d) sans définir ce qui devrait être la norme ni ce qui devrait être souhaitable<sup>11</sup>.

Les travaux de chaque groupe ont ensuite été mis en commun avant de clôturer la consultation.

La synthèse des échanges a été communiquée aux témoins privilégiés en veillant à ne pas mentionner les noms des personnes qui sont intervenues, ni d'ailleurs le nom des personnes présentes dans chaque sous-groupe de travail. Ces comptes rendus permettent de garder la mémoire de ce qui a été dit lors de cette réunion d'échanges et n'ont pas la prétention d'être exhaustifs. Ils sont disponibles en annexe 5.

La consultation présentielle, combinée à la consultation en ligne, est un dispositif qui requiert beaucoup de ressources. Ce dispositif se révèle toutefois un élément puissant de la méthodologie : il permet, au travers des discussions de participants riches d'une expertise préalable, d'une part de favoriser les échanges entre des acteurs dont les intérêts ne sont pas toujours alignés et d'autre part de compléter utilement les travaux du consortium. Enfin, il permet aux témoins privilégiés d'être

---

<sup>11</sup> La capacité à sortir du rôle et des prérogatives de l'institution et de s'inscrire pleinement dans la démarche prospective est variable d'un participant à un autre.

associés à la démarche, sans pour autant valider l'ensemble des résultats, et pourrait contribuer à la création d'une communauté de pensée.

## 4.7. Description des variables issue de la consultation en ligne

Pour construire le référentiel commun qui sera utilisé dans l'ensemble de la mission, les membres du consortium ont pris en charge la rédaction d'une description courte de chacune de ces variables (les variables sont décrites en détail dans la section sur la base prospective). La liste de ces définitions est donnée dans les paragraphes suivants.

### 4.7.1. Accessibilité aux énergies de réseaux

L'accessibilité aux énergies de réseaux (électricité et gaz) désigne la capacité pour chaque acteur (résidentiel, professionnel) de disposer tout au long de l'année et à des conditions économiques favorables (ou acceptables, ou tolérables, ...) d'énergies de réseaux de qualité (énergie et puissance) pour participer à la vie de la société et y assumer son rôle.

Dans nos sociétés développées, la disponibilité de l'énergie a d'abord une dimension économique mais elle a aussi une dimension spatiale comme dans le cas des réseaux de gaz qui ne couvrent pas la totalité du territoire wallon.

### 4.7.2. Innovations technologiques

Cette variable recouvre le champ (étendu) de l'ensemble des innovations technologiques qui permettront (ou non) d'accélérer la transition énergétique. Elle déborde donc le cas spécifique de certaines technologies comme les batteries ou le *power-to-gas*.

### 4.7.3. Rentabilité (et pénétration) de la mobilité électrique

La mobilité électrique recouvre l'ensemble des techniques qui permettent de développer des alternatives à la mobilité routière dépendante du pétrole comme nous la connaissons aujourd'hui. La mobilité électrique est envisageable pour le transport de personnes, pour les transports en commun et aussi pour le transport de marchandises. La question se pose de savoir si les performances et les technologies nécessaires à son développement progresseront suffisamment pour que la mobilité électrique devienne une alternative rentable. Ceci pourrait conduire à une présence accrue de ces véhicules sur nos routes ... et sur nos réseaux électriques.

### 4.7.4. Rentabilité (et pénétration) des gaz de synthèse (hydrogène, *power-to-gas*) et des biogaz

Le stockage d'énergie sous forme de gaz de synthèse (hydrogène, *power-to-gas*) ou encore de biogaz est potentiellement une des voies technologiques qui pourraient être exploitées pour stocker les excédents d'énergie renouvelable sur des périodes relativement longue (stockage saisonnier). Ces gaz de synthèse pourraient d'ailleurs être injectée, transportés et distribués dans les infrastructures actuelles de réseaux. Cette variable cherche alors à mesurer, de façon globale, le niveau de rentabilité de ces techniques de conversion d'énergie. Le niveau de cette 'macro-rentabilité' déterminera le rôle des gaz de synthèse dans le *mix* énergétique futur.

#### 4.7.5. Niveau d'interconnexions avec l'étranger

L'intégration des politiques énergétiques européennes impliquent le développement d'infrastructures de réseaux qui permettront d'acheminer l'énergie (de plus en plus renouvelable, de plus en plus intermittente) produite partout sur le continent européen vers les consommateurs. Cette variable mesure le niveau d'interconnexion des réseaux énergétiques belges avec leurs voisins européens (France, Pays-Bas, Allemagne, UK). Pour les réseaux électriques, la capacité se mesure en Mégawatt (MW) alors que pour le gaz naturel, on parle plutôt de milliards de mètres cubes par an. Un niveau d'interconnexion élevé permet d'importer et d'exporter de l'énergie (électrique et sous forme de gaz) dans de bonnes conditions techniques et économiques.

#### 4.7.6. Rôle des gestionnaires de réseaux

Le rôle des réseaux est très schématiquement de permettre l'échange d'énergie (électricité et gaz) entre des producteurs et des consommateurs. De ce point de vue, le rôle des gestionnaires de réseaux (GRD et GRT) est d'assurer le développement, le maintien et le pilotage des infrastructures physiques qui permettent ces échanges d'énergie. Suite à la libéralisation des marchés de l'énergie, la gestion des réseaux d'énergie est restée monopolistique. Toutefois, la transition énergétique et la révolution digitale actuelles entraînent l'apparition de nouveaux acteurs (prosommateurs<sup>12</sup>, ...), de nouveaux besoins (flexibilité, ...), de nouveaux outils (stockage, ...) qui pourraient modifier le rôle des GR à l'avenir. Garderont-ils un monopole sur tous les réseaux ? Verra-t-on l'apparition de *smart-grids* plus ou moins étendus autonomes ? Dans quelles conditions, pourront-ils développer des activités soumises à concurrence (stockage, flexibilité, utilisation de données de consommation, ...)

#### 4.7.7. Capacité de stockage d'énergie

Cette variable mesure le niveau de capacité de stockage qui fera partie du système énergétique et qui pourra absorber ou restituer les énergies produites et consommées de façon désynchronisée à l'exclusion du stockage dans des véhicules électriques et du stockage sous forme de gaz de synthèse. On pense donc ici aux capacités de stockage massif comme le stockage hydroélectrique mais aussi aux capacités de stockage qui pourront apporter des services ancillaires (réglage de tension, réglage de fréquence,...) aux réseaux comme le stockage par roue inertielle ou le stockage électrique (bobines supraconductrices et super-capacités)

#### 4.7.8. Niveau d'éducation (formation technique et professionnelle, informations)

Cette variable exprime de façon globale le niveau de formation des 'opérateurs de réseaux' c'est-à-dire l'ensemble des personnes qui seront chargées de travailler dans les réseaux énergétiques. Il est en effet clair que la complexité de ceux-ci est croissante et qu'ils ne pourront être gérés de façon efficace que par des personnes suffisamment formées. Cette variable décrit aussi l'ensemble des

---

<sup>12</sup> Néologisme qui désigne ce nouvel acteur du marché de l'électricité qui est, à la fois, consommateur et producteur d'énergie. C'est typiquement le cas des ménages équipés de panneaux photovoltaïques. Le mot est constitué de la contraction des termes 'producteur' et 'consommateur'. On utilise aussi couramment l'anglicisme *prosumer* (contraction de *producer* et de *consumer*).

efforts mis en place par les différents acteurs (privés et publics) pour élever le niveau de compétences des 'opérateurs de réseaux'.

#### 4.7.9. Complexité (y compris transparence du fonctionnement)

Depuis l'ouverture des marchés de l'énergie, l'organisation et le fonctionnement des réseaux s'est complexifiée. Si auparavant, un nombre limité d'acteurs assuraient le pilotage des réseaux, *l'unbundling* a induit l'apparition de nouveaux acteurs indépendants les uns des autres. Les développements récents en matière de gestion intelligente des réseaux (flexibilité, gestion de la demande, stockage, digitalisation, ...) accroissent cette tendance à la complexification. Celle-ci aura aussi une influence sur la transparence du fonctionnement des réseaux c'est-à-dire sur la capacité qu'auront les acteurs qui l'utiliseront et qui le piloteront à en comprendre le fonctionnement et, pour ces derniers, à agir sur celui-ci dans un sens voulu. La multiplication des opérateurs et des intermédiaires liées au couplage envisageable entre les fonctions 'énergie' et les fonctions 'information', 'mobilité'... risque d'augmenter de façon exponentielle la complexité, déjà insurmontable pour certains consommateurs, de l'offre commerciale et de la tarification à l'exemple de ce qui se passe dans la téléphonie-internet-tv.

#### 4.7.10. Gouvernance

La gouvernance désigne l'ensemble des processus institutionnels au moyen desquels une collectivité définit et gère les problèmes collectifs. La gouvernance consiste donc dans l'identification, la reconnaissance et l'analyse des problèmes collectifs, la formulation et le choix des solutions à y apporter, la définition et l'évaluation des résultats à obtenir et la coordination des actions et stratégies des différentes parties-prenantes en relation avec le problème ou le système considéré. Plus englobante que la notion de gouvernement, la notion de gouvernance prend acte de la participation croissante de nombreux acteurs privés et publics (avec leurs intérêts, stratégies, moyens d'action et pouvoirs de négociation propres), dans l'émergence mais aussi dans la gestion des problèmes collectifs. D'où l'association fréquente du concept de gouvernance avec celui de réseau (*network governance*).

Dans le contexte de l'énergie et des réseaux en particulier, la gouvernance désigne les modes de coordination entre les différents acteurs (fournisseurs d'énergie, transporteurs, distributeurs, consommateurs, régulateur...) autour de la fonction 'distribution d'énergie'.

La régulation est un des mécanismes de gouvernance des réseaux énergétiques dont l'importance peut varier en fonction de la nature et de la structure du système énergétique et de son mode de gouvernance.

#### 4.7.11. Précarité énergétique

Le plus souvent, la précarité énergétique est définie comme : 'comme la difficulté, voire l'incapacité à pouvoir chauffer correctement son logement, et ceci à un coût acceptable.'<sup>13</sup>. Plus généralement, on peut la définir comme la situation de ménages ne pouvant ou risquant de ne plus pouvoir bénéficier

---

<sup>13</sup> <http://www.precarite-energie.org/-La-precarite-energetique-.html>

d'un niveau de confort satisfaisant dans leur logement à cause du coût ou du manque structurel ou conjoncturel d'accès à une quantité suffisante d'énergie.

#### 4.7.12. Mutualisation-Solidarité

La mutualisation consiste dans la mise en commun de ressources ou de moyens en un lieu unique pour le compte de plusieurs entités, d'une même fonction, activité ou mission.

La mutualisation des risques est un cas particulier où des entités, soumises au même risque mais avec des probabilités différentes et inconnues se rassemblent (sur une base volontaire ou non) pour s'assurer mutuellement. La sécurité sociale de type assurantielle ('modèle *beveridgien*') est en fait un mécanisme obligatoire de mutualisation des risques de chômage, de maladie, de vieillesse, etc.

La solidarité sociale dont la sécurité sociale est une expression réside dans l'obligation faite à tous les travailleurs de participer au système et donc payer les primes d'assurance (cotisations) même si pour une raison ou une autre certains auraient intérêt à rester en dehors du système.

#### 4.7.13. Cadre européen

Le cadre européen se définit comme l'ensemble des directives défini au niveau européen et liées aux politiques énergétiques et climatiques<sup>14</sup>. Ces directives constituent le socle sur lequel le système énergétique wallon est défini et évolue, au travers de la déclinaison du cadre européen vers le cadre régional (voir la variable 'cadre législatif et régulateur').

Les principales directives européennes concernent le paquet énergie et climat et les objectifs associés, contraignants ou non, notamment en termes de fonctionnement des marchés, d'émissions de GES, de production d'énergie de source renouvelable, d'efficacité énergétique, à différents horizons de temps et le cas échéant spécifiques aux secteurs (industrie, transport, bâtiments).

#### 4.7.14. Marché mondial des énergies

Le marché mondial des énergies représente l'état et l'évolution des marchés internationaux de l'énergie à travers les volumes et les prix des sources d'énergie, qu'elles soient d'origine fossile, renouvelable ou nucléaire.

Les évolutions géopolitiques, les innovations technologiques et les modes de production et de consommation ont un impact significatif sur le marché mondial des énergies.

#### 4.7.15. Structure de l'économie wallonne

La structure de l'économie wallonne définit la manière dont l'économie wallonne est structurée à une époque donnée (secteurs d'activités, type et taille des entreprises, etc.), son ouverture au commerce international et le niveau d'interactions et d'interconnexions avec les autres régions. La structure de l'économie wallonne joue un rôle dans la gestion de l'offre et la demande en énergie, par exemple au

---

<sup>14</sup> Les directives européennes s'inscrivent dans des conventions et accords internationaux auxquels la Belgique (y compris ses entités fédérées) souscrit.

travers de l'efficacité énergétique, de la production d'énergie renouvelable ou encore de la gestion de la demande.

#### 4.7.16. Cadre législatif et régulateur

Le cadre législatif et régulateur wallon se définit comme l'ensemble des réglementations et des accords volontaires (tels que les accords de branche) définis pour le système énergétique wallon. Le cadre législatif et régulateur wallon découle du cadre européen au travers de la répartition entre les trois régions des efforts à réaliser (*burden sharing*).

#### 4.7.17. Sécurité d'approvisionnement

La sécurité d'approvisionnement énergétique est définie comme la résilience du système énergétique (wallon) à des événements inattendus, qui menacent l'accès à l'énergie des utilisateurs. La sécurité d'approvisionnement est particulièrement cruciale pour le secteur de l'électricité, où l'offre et la demande doivent être en équilibre sans qu'il puisse être fait appel aux capacités de stockage (à date). Elle fait appel à des dimensions externes (dépendance des importations, disponibilité des ressources, etc.) et internes à la Wallonie (conditions économiques, techniques et financières).

#### 4.7.18. Compétitivité des entreprises

La compétitivité des entreprises se définit comme la capacité d'une entreprise ou d'un secteur en Wallonie à faire face à la concurrence actuelle et future des entreprises et secteurs situés en dehors de la Wallonie et par conséquent d'occuper une place forte sur un marché. Différents éléments influencent la compétitivité d'une entreprise et notamment les coûts des matières, les coûts salariaux et les coûts de l'énergie.

#### 4.7.19. Mix électrique (y compris le ratio renouvelable/nucléaire et le rapport centralisé/décentralisé)

Le *mix* électrique est la répartition des différentes sources d'énergies primaires consommées pour la production d'énergie électrique, sur une période de temps et un territoire donnés.

On peut également définir un ensemble de ratios liés aux parts relatives des différentes technologies permettant de produire de l'électricité. Par exemple, la part d'électricité produite à partir de ressources renouvelables est le ratio entre la quantité d'électricité produite à partir de ressources d'énergie renouvelables et la consommation brute d'électricité sur une période de temps et un territoire donnés. De même, la part d'électricité nucléaire est le ratio entre la quantité d'électricité produite à partir de centrales nucléaires et la consommation brute d'électricité sur une période de temps et un territoire donnés.

Le ratio renouvelable / nucléaire est un quotient dont le numérateur est la quantité d'électricité produite à partir de ressources renouvelables et dont le dénominateur est la quantité d'électricité produite à partir de centrales nucléaires sur une période de temps et un territoire donnés.

La notion de production décentralisée est relative au fait que la production, d'une puissance de l'ordre de quelques kW, se fait de manière rapprochée de la consommation (par exemple le photovoltaïque résidentiel). Les surplus non consommés et/ou stockés sont réinjectés sur le réseau, la plupart du

temps au niveau basse-tension. Le rapport production centralisée / décentralisée est un quotient dont le numérateur correspond à la quantité d'électricité ayant été produite de façon décentralisée et le dénominateur la quantité d'électricité ayant été produite de manière centralisée, c'est-à-dire à partir de centrales, ou de champs éoliens / fermes photovoltaïques raccordés sur les réseaux moyenne et haute tension, sur une période de temps et un territoire donnés.

#### 4.7.20. Degré d'intelligence des réseaux (*smartification*, *big data* et intelligence artificielle)

L'expression anglophone *smart grid* tend à s'imposer comme dénomination d'un type de réseau de transport et distribution d'électricité dit 'intelligent', c'est-à-dire utilisant un ensemble de technologies dites nouvelles (essentiellement les technologies de l'information) permettant d'optimiser la production, la distribution et la consommation, et éventuellement du stockage, pour augmenter l'efficacité de l'ensemble du réseau électrique, du producteur au consommateur final. A noter que la *smartification* du réseau ne constitue pas une rupture avec le fonctionnement historique, étant donné qu'elle vise toujours à assurer une sécurité d'approvisionnement, mais dans le contexte nouveau d'une production toujours plus fluctuante avec l'augmentation de la part du renouvelable.

Parce que l'existence des *smart grid* repose largement sur l'accès à un ensemble de données, le concept *smart grid* est étroitement liée à la notion de *big data* (données massives), et aux méthodes d'intelligence artificielle, dont une large partie est dorénavant dédiée à la mise au point de techniques de fouilles de données. En effet, les chercheurs s'intéressant aux *smart grids* utilisent de plus en plus de telles techniques dans leurs constructions algorithmiques.

#### 4.7.21. *Market Design*

Au cours de cette étude, on définit la notion de *market design* (expression anglaise le plus souvent traduite par l'expression francophone 'architecture de marché') comme l'ensemble des règles et des mécanismes régissant le fonctionnement d'un marché.

A noter que la notion de *market design* peut également être comprise comme le processus amont visant la création d'un marché. Ce processus consiste alors à définir un objectif à atteindre, à étudier et anticiper comment les différents agents pourraient permettre d'atteindre cet objectif, en vue de concevoir les futures règles et mécanismes de fonctionnement d'un tel marché.

#### 4.7.22. Interactions entre réseaux (y compris le rôle des micro-réseaux)

Par interaction entre réseaux, on entend tous les mécanismes faisant en sorte que les réseaux dépendent les uns des autres. On identifie notamment les mécanismes suivants :

- d'une part, les mécanismes d'échanges d'énergie entre les réseaux (par exemple : *power-to-gas*, cogénération, etc.),
- d'autre part, les éventuels mécanismes de mise en concurrence des réseaux les uns par rapport aux autres (ex : gaz versus pétrole versus électricité pour le chauffage, électricité versus pétrole pour la mobilité), mise en concurrence pouvant exister au sein d'un même vecteur énergétique (ex : réseau électrique traditionnel versus émergence des micro-réseaux),

- les relations d'interdépendance entre les réseaux (par exemple : dépendance du fonctionnement du réseau de gaz au réseau d'électricité).

#### 4.7.23. Rôle des (nouveaux) acteurs du marché

La notion de 'rôle des nouveaux acteurs du marché' cristallise l'idée que le secteur de la production d'énergie, et d'électricité en particulier, a vu l'arrivée (ou la montée en puissance) de nouveaux acteurs depuis la libéralisation du secteur, et avec (i) l'intégration croissante des technologies de production d'électricité à partir de ressources renouvelables d'une part, ainsi qu'à (ii) la *smartification* des marchés de l'électricité. Parmi ces nouveaux ou futurs acteurs, ou acteurs dont le rôle a été amené à changer (en différentes proportions), on peut notamment lister :

- les producteurs et les fournisseurs d'électricité (les fournisseurs n'étant pas nécessairement producteurs),
- les bourses d'électricité, les opérateurs de marché, et l'ensemble des agents contribuant au fonctionnement des marchés de l'électricité,
- les gestionnaires de réseaux de transport,
- les gestionnaires de réseaux de distribution,
- les régulateurs,
- les agrégateurs de flexibilité ou opérateurs d'effacement (voir 'Flexibilité'),
- les agrégateurs de véhicules électriques,
- les *Access Responsible Party (ARP)* ou *Balance Responsible Party (BRP)* (en français, les responsables d'équilibre),
- les clients, qui peuvent également être des prosommateurs.

#### 4.7.24. Flexibilité (demande et production)

La notion de flexibilité est d'abord relative à la consommation d'électricité. Il s'agit de l'aptitude des consommateurs (de tous types : industriels, particuliers, institutions publiques, etc.) à moduler dans le temps, et de façon non-routinière, leur consommation électrique. Les raisons conduisant à la nécessité de flexibilité sont multiples (effacement de pointe, variation des prix de l'électricité).

On parle également de la flexibilité de la production, mais il s'agit d'un abus de langage. La notion sous-jacente est en réalité celle de 'suivi de charge', c'est à dire la pratique qui consiste à faire varier la puissance de fonctionnement d'une centrale de façon à l'adapter aux variations de la demande des consommateurs. Cette capacité à suivre la charge diffère fortement d'une technologie à l'autre, et est quasi inexistante en ce qui concerne les nouvelles énergies renouvelables (éolien, photovoltaïques).

#### 4.7.25. Fiabilité des réseaux

La fiabilité des réseaux est relative à la notion de non-défaillance de ces réseaux. La Commission Electrotechnique Internationale définit la fiabilité comme étant l'aptitude d'un dispositif à accomplir une fonction requise dans des conditions données pour une période de temps donnée. Dans le cadre des réseaux, la fiabilité peut donc se résumer à leur aptitude à transporter et distribuer de l'énergie en quantité et puissance telle que prévue lors de leur conception (ou évolution) dans le temps, sans modification majeur de l'environnement (production, consommation, aléas).

## 4.8. Variables complémentaires issues des discussions au sein du consortium et avec le comité d'accompagnement

Les 10 variables définies ci-dessous sont celles qui ont été ajoutées à l'issue des discussions en consortium et en comité d'accompagnement qui ont suivi la réunion présentielle du 14 décembre 2016.

### 4.8.1. Niveau d'emploi

Le niveau d'emploi mesure l'utilisation des ressources de main-d'œuvre disponibles. Il donne une idée de la participation effective à l'emploi de la population qui pourrait potentiellement travailler. Il est influencé par les politiques publiques, notamment en matière d'enseignement supérieur, ainsi que par les mesures qui facilitent l'emploi des catégories défavorisées.

La variable indique le nombre d'emplois créés et/ou détruits dans la dynamique du système des réseaux en Wallonie.

### 4.8.2. Contraintes environnementales locales

Cette variable reprend l'ensemble des modifications qualitatives, quantitatives et fonctionnelles de l'environnement (négatives ou positives) engendrées par un ou des élément(s) lié(s) aux réseaux, de sa conception à sa fin de vie. Il peut s'agir notamment de contraintes liées aux paysages, aux sols, aux déchets, au morcellement de l'habitat et/ou des forêts, à la biodiversité, etc.

### 4.8.3. Normes techniques

Cette variable reprend les spécifications techniques liées à l'existence, la maintenance et au développement des réseaux de distribution d'électricité et de gaz. On peut citer par exemple les réglementations techniques en usage pour les lignes aériennes et les câbles souterrains, les prescriptions techniques spécifiques pour le raccordement au réseau basse tension (BT) des installations renouvelables, etc.

### 4.8.4. Politique d'aménagement du territoire

L'aménagement du territoire contribue à modifier la géographie du territoire wallon en agissant sur une ou plusieurs de ses composantes, comme par exemple l'infrastructure, les réseaux de communication, le développement urbain et rural, le choix des localisations industrielles etc.

La politique d'aménagement du territoire consiste à organiser et distribuer de manière dynamique l'ensemble des activités d'une population sur un territoire donné et de maîtriser l'occupation du sol qui en résulte.

### 4.8.5. Développement des transports en commun

Cette variable définit le niveau d'accessibilité par les transports en commun pour les Wallons aux biens et services disponibles en Wallonie. Elle s'articule bien sûr sur (le développement des) les transports en commun des régions limitrophes à la Wallonie.

#### 4.8.6. Acceptation sociale des infrastructures

Cette variable définit la façon dont les grandes infrastructures liées aux réseaux d'énergie seront acceptées par le public. On pense en particulier aux lignes électriques à haute tension, qui font souvent l'objet de réactions d'opposition de riverains craignant pour les éventuels effets sanitaires de leur mise en place.

#### 4.8.7. Respect de la vie privée et des libertés individuelles

La mise en place de réseaux intelligents s'accompagnera de l'échange et de la manipulation d'un grand nombre de données individuelles sur les habitudes de consommation des particuliers ou des entreprises. Il va sans dire que l'utilisation de ces données à des fins commerciales ou autre pose des questions. Cette variable vise donc à évaluer dans quelle mesure la vie privée et les libertés individuelles seront préservées suite à l'émergence des technologies communicantes au service des réseaux énergétiques.

#### 4.8.8. Cybersécurité

A côté du risque terroriste 'classique', il apparaît de plus en plus que les réseaux énergétiques pourraient être la cible d'actes malveillants de piratage à mesure qu'ils seront de plus en plus intelligents (ou communicants). Des personnes mal intentionnées pourraient en effet chercher à prendre le contrôle de certains moyens de production (des centrales nucléaires), de moyens de transport ou de distribution (poste de transformation, ligne à haute tension) ou de moyens de consommation (véhicules autonomes). Cette variable mesure donc le niveau de cybersécurité des réseaux énergétiques.

#### 4.8.9. Politique wallonne fiscale et tarifaire

Cette variable définit la façon dont les Autorités wallonnes soutiendront le développement des réseaux d'énergie, des moyens de production ou encore des modes de consommation d'énergie par des mesures fiscales (dans la mesure de leurs compétences) ou par des mesures tarifaires. Cette question est d'autant plus importante qu'avec la montée en puissance d'unités de production à coût marginal proche de zéro (éolien, photovoltaïque), la rentabilité des unités de production classique est soumise à de très fortes pressions.

#### 4.8.10. Disponibilités des ressources minérales mondiales

Le développement des technologies des réseaux énergétiques implique le recours de plus en plus important à des éléments chimiques dont la disponibilité dans la croûte terrestre pourrait s'avérer insuffisante. On pense en particulier au lithium ou encore aux terres rares utilisées pour produire des batteries performantes et de nombreuses applications communicantes. Cette variable cherche donc à estimer la disponibilité des ressources minérales mondiales qui doivent permettre la transition vers une économie décarbonée.

## 4.9. Analyse systémique de la question prospective

L'objectif de la réunion présentielle était de valider avec l'ensemble des témoins privilégiés les variables qui ressortaient de la phase de consultation préalable. Cette liste ainsi validée a toutefois encore été complétée à l'issue de discussions au sein du consortium et avec le comité d'accompagnement pour y ajouter, entre autres, des éléments moins technologiques, des éléments de nature géopolitique et des éléments propres à la spécificité wallonne du cadre de l'étude.

La liste ainsi finalisée contient un total de 35 variables qui montrent toute la complexité de l'analyse du futur des réseaux énergétiques puisque les variables identifiées prennent en compte des

- aspects géopolitiques comme le marché des énergies, la disponibilité de ressources, la sécurité d'approvisionnement, la cybersécurité,...
- aspects liés à la politique wallonne comme l'aménagement du territoire, la tarification,...
- aspects institutionnels comme le rôle des acteurs, la gouvernance, ...
- aspects technologiques comme la capacité de stockage, la fiabilité des réseaux,...
- aspects économiques comme le niveau d'emploi, la compétitivité des entreprises, ...
- aspects sociaux comme la cohésion sociale, la précarité énergétique,...
- aspects environnementaux comme les politiques climatiques européennes,...
- aspects culturels comme l'acceptation des infrastructures, le niveau de formation,...
- aspects humains comme le respect de la vie privée,...

Pour structurer l'ensemble des variables que nous avons définies, il a été fait appel à la technique du radar prospectif qui permet de les positionner suivant des cercles concentriques de proximité plus ou moins forte par rapport au système étudié. Le résultat de cette analyse est donné à la figure 9.

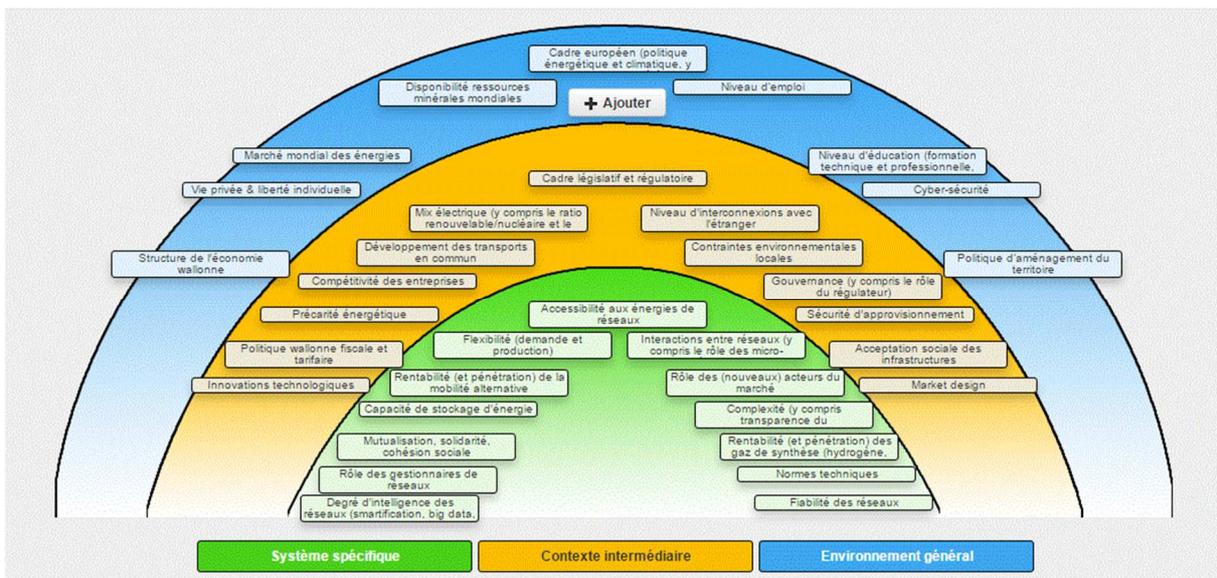


Figure 9 : Positionnement des variables du système sur un radar prospectif

Il faut noter que l'utilisation du radar prospectif pose des problèmes de deux ordres. Premièrement, l'outil disponible en ligne<sup>15</sup> ne permet pas de positionner plus qu'un nombre donné de variables (13 variables par niveau). Deuxièmement, il positionne les variables de façon aléatoire sans qu'une première organisation ne puisse être réalisée par les personnes en charge de compléter l'outil. De même, le radar prospectif ne permet pas d'organiser les variables suivant des axes particuliers comme, par exemple, les dimensions techniques, humaines, économiques, environnementales, ...

L'utilisation du radar prospectif permet toutefois de représenter graphiquement la complexité de la question prospective étudiée. En effet, le système 'Réseaux énergétiques' est à la croisée de forces de natures (géo)politiques, institutionnelles, technologiques, économiques, sociales, environnementales, culturelles et humaines.

Dans ces conditions, la question prospective posée par le futur des réseaux énergétiques peut être déclinée de la façon suivante. **Compte tenu des contextes planétaires et locaux, des avancées technologiques et de la réaction des différents acteurs, à quoi ressembleront les réseaux énergétiques wallons aux horizons 2030 et 2050 ? Quels sont les enjeux de ces évolutions et quelles en seront les conséquences sur la société wallonne et sur nos modes de vie dans les 35 prochaines années ? Comment l'organisation de nos sociétés et nos modes de gouvernance influenceront-ils la façon dont les réseaux énergétiques évolueront ?**

#### 4.10. Identification des relations entre les variables

Pour structurer et *clusteriser* les 35 variables, il a été fait appel à l'analyse structurelle qui a pour objectif de mettre en évidence les relations d'influence qui existent entre les variables. En effet, 'dans une vision systémique, une variable n'existe que par les relations qu'elle entretient avec les autres variables. Aussi l'analyse structurelle s'attache-t-elle à repérer ces relations entre variables, en utilisant un tableau à double entrée appelé matrice d'analyse structurelle <sup>16</sup>'. Cette méthode facilite le choix des variables à retenir en priorité pour définir les scénarios d'évolution du système 'Réseaux énergétiques'. Dans le cadre de cette étude, nous avons eu recours à la méthode MicMac 'Matrice d'Impacts Croisés Multiplication Appliqués à un Classement' développée par Michel Godet et François Bourse <sup>17</sup> qui permet, grâce à un outil *Open Source* d'identifier les relations de Motricité et de Dépendance entre les variables d'un système donné.

L'analyse structurelle du système 'Réseaux énergétiques' aurait pu être réalisée exclusivement sur la base de l'expertise et des échanges au sein du consortium en charge de la réalisation de l'étude. Toutefois, avec l'objectif d'élargir le champ des expertises analysant le système mais aussi pour favoriser l'appropriation de l'étude tant par les membres du comité d'accompagnement que par les témoins privilégiés, il a été décidé d'inviter également ces personnes à remplir la matrice de Motricité/Dépendance des variables identifiées. Il n'a pas été souhaité d'ouvrir le débat à d'autres acteurs externes à ce stade-ci de l'étude, pour permettre au travail prospectif de se développer sans créer des débats spécifiques à chaque variable. Par ailleurs, il a aussi été conclu que les différentes

<sup>15</sup> <http://www.lapropective.fr/methodes-de-prospective/les-outils-version-cloud/2-scenaring-tools.html> consulté le 22 août 2017.

<sup>16</sup> <http://www.lapropective.fr/methodes-de-prospective/les-outils-telechargeables---compatibilite-windows-uniquement/51-micmac.html> consulté le 22 août 2017.

<sup>17</sup> <http://www.lapropective.fr/methodes-de-prospective/les-outils-telechargeables---compatibilite-windows-uniquement/51-micmac.html> consulté le 22 août 2017.

perspectives et opinions étaient suffisamment représentées pour réaliser correctement la matrice Mobilité/Dépendance.

Une matrice d'influence vierge a été envoyée à chaque membre du consortium, du Comité d'accompagnement et à l'ensemble des témoins privilégiés qui avaient soit participé à l'enquête en ligne préliminaire sur les variables soit participé à la réunion présenteielle du 14 décembre 2016. Il s'agissait d'une feuille Excel reprenant l'ensemble des 35 variables pré-identifiées (paragraphes 4.7 et 4.8).

Dans la note introductive au courrier invitant à répondre à l'enquête, il a été précisé que l'objectif de ce travail était d'identifier les relations de dépendances directes entre les variables, ainsi que l'intensité de ces relations. Comme la taille de la matrice était importante (35\*35, soit 1190 liaisons possibles puisqu'on exclut d'office la diagonale qui représente les éventuelles relations d'une variable sur elle-même), il a été proposé de limiter le remplissage à un maximum de 25% des cellules (soit 306 cellules) en attribuant une valeur 1 (impact faible) ou 2 (impact fort) aux relations identifiées. Pour plus de facilité, un compteur a été intégré au fichier pour que chaque répondant puisse contrôler à tout moment l'état d'avancement de son travail.

De même, les consignes suivantes ont été données aux personnes contactées pour les aider à remplir la matrice :

- *Commencez par relire la dernière liste des variables pour cerner au mieux la portée de chacun des libellés.*
- *Dans le fichier Excel, nous vous conseillons de travailler en ligne en commençant par celle que vous souhaitez selon votre inspiration.*
- *Interrogez-vous de la manière suivante : la variable 'XXX' (en ligne) a-t-elle une influence directe sur la variable 'YYY' (en colonne) ?*
- *Cas 1 : vous répondez à cette question par l'affirmative. Attribuez à cette influence une intensité de 1 (= influence) ou bien de 2 (= influence forte) en indiquant cette valeur dans la cellule croisant les deux variables. Ensuite, passez à la colonne suivante.*
- *Cas 2 : vous répondez à cette même question par la négative. Laissez alors la case vide et passez à la colonne suivante.*
- *Ne notez que les relations d'influence, de causalité directe.*
- *Soyez parcimonieux(se) lorsque vous commencez l'exercice au risque d'identifier des relations de causalité en trop grand nombre.*
- *Ne vous forcez pas à suivre l'ordre des lignes.*

Nous avons pu exploiter les réponses de 14 personnes dont 6 extérieures à l'équipe de projet ce qui a permis de bénéficier d'une large diversité de points de vue. Toutes les réponses ont alors été rassemblées dans une seule Matrice Motricité / Dépendance en se basant sur la moyenne des résultats pour chaque cellule ou sur la valeur modale de chaque cellule (i.e : la valeur qui apparaît le plus souvent dans les réponses). A l'analyse des résultats par le consortium, il est apparu que l'utilisation de la matrice reprenant les valeurs moyennes des réponses donnait les résultats les plus exploitables (figure 10). Pour permettre la représentation des variables sur une seule figure, l'outil MicMac travaille avec des noms abrégés. La liste des abréviations utilisées pour définir les variables est reprise en annexe 2.

Ce plan des influences / dépendances a été analysé au cours d'une réunion de travail collégiale des membres du consortium réalisant l'étude. Au cours de celle-ci, les variables du système ont d'abord été regroupées en 6 macro-variables :

- l'environnement normatif ;
- les ressources / contraintes externes ;
- la structure des réseaux ;
- la qualité des réseaux ;
- les impacts sociaux ;
- les impacts économiques.

Dans un second temps, le consortium s'est employé à définir les relations qui existent entre ces 6 différents sous-ensembles (figure 11). Sur cette figure, la couleur bleue fait référence à des variables de contexte ; le gris à des variables décrivant les caractéristiques internes des réseaux ; le vert à des variables décrivant la qualité des réseaux et l'orange à des variables mettant en évidence l'impact des réseaux sur la société humaine.

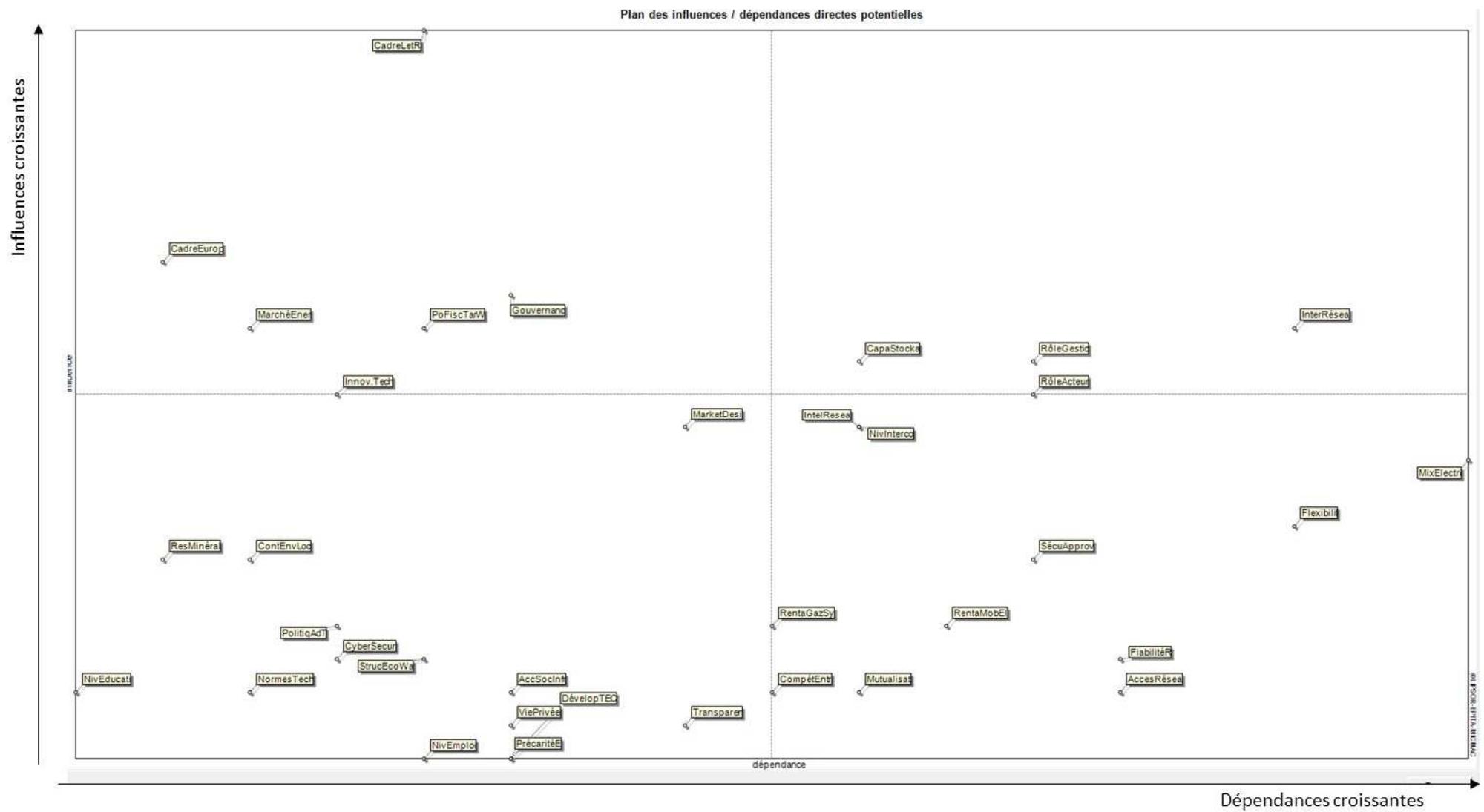


Figure 10 : Plan des influences / dépendances directes issues de l'analyse Mic Mac

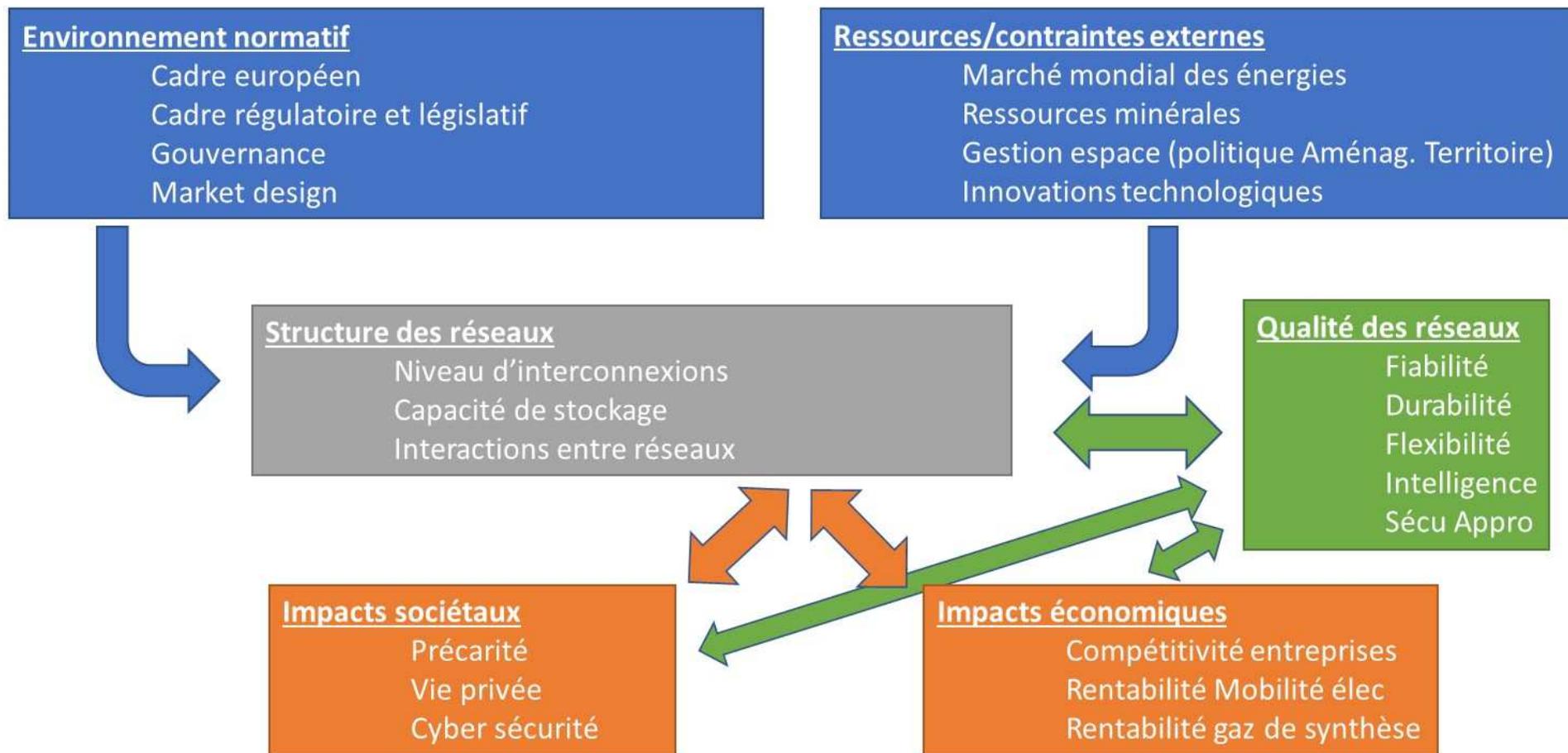


Figure 11. Relations de motricité / dépendance entre les macro-variables identifiées

#### 4.11. Choix du système d'axes dans lequel inscrire les 4 scénarios

Sur la base de ce travail d'analyse des relations existant entre les variables du système, le consortium a alors proposé de structurer les scénarios d'évolution des réseaux énergétiques suivant deux axes orthogonaux (i.e. indépendant l'un de l'autre) à savoir le niveau de centralisation des réseaux et les préoccupations les plus importantes qui orientent le développement des réseaux. Sur l'axe vertical, le futur des réseaux pourra être décrit comme centralisé ou décentralisé. L'axe horizontal représentera, à gauche, des scénarios où les réseaux sont mis en place pour répondre à des préoccupations essentiellement marchandes comprises au sens où la priorité se porte sur la recherche de l'efficacité économique. Sur la partie droite du graphique, apparaîtront des types de réseaux qui sont pensés pour répondre à des préoccupations non marchandes ou sociétales au sens où la priorité est cette fois mise sur l'efficacité sociale ou environnementale (figure 12).

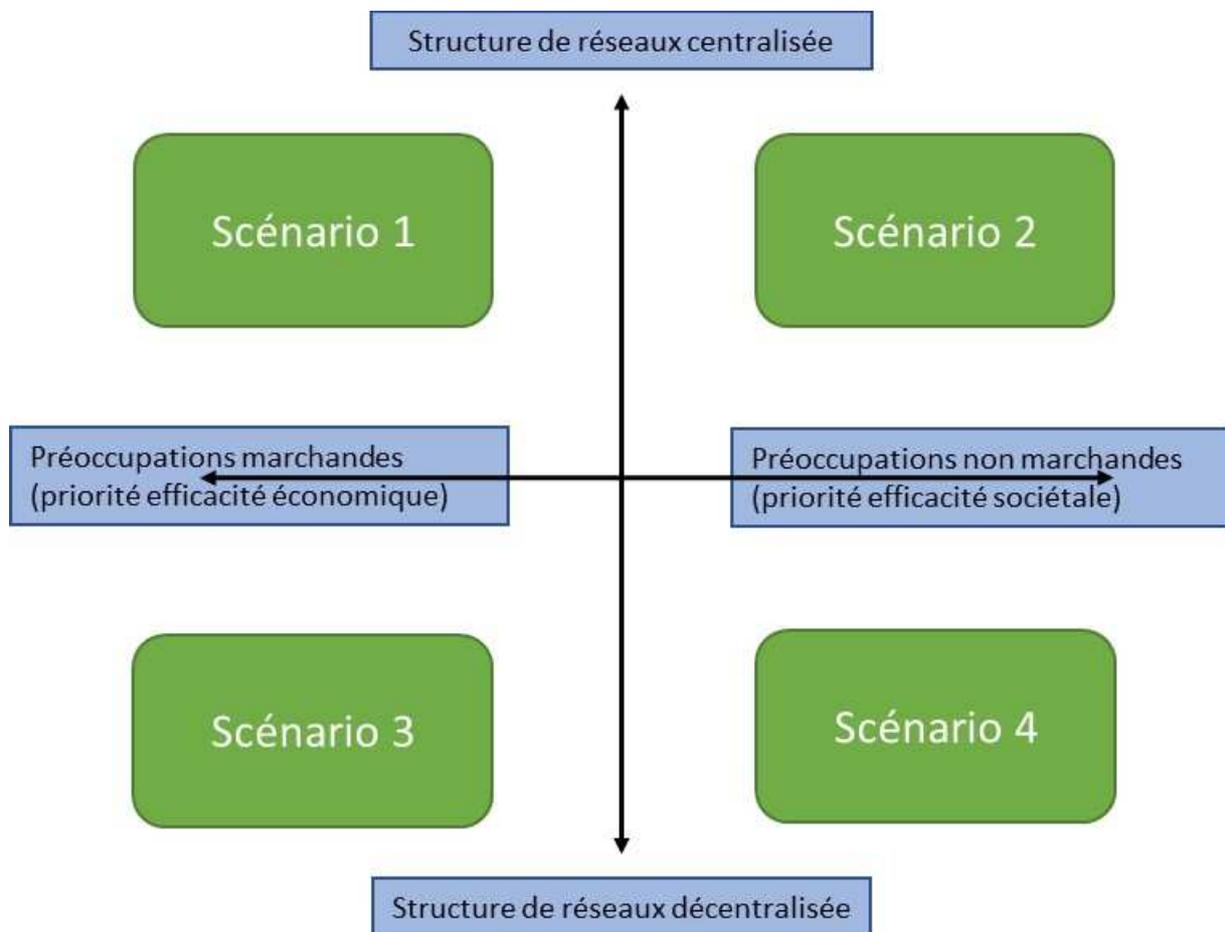


Figure 12 : Représentation schématique des scénarios d'évolution des réseaux énergétiques

Un autre choix d'axes orthogonaux aurait pu être posé. Dès le travail d'analyse des variables, le consortium s'est ainsi interrogé sur la pertinence d'utiliser le niveau de développement technologique comme un des deux axes de structuration des scénarios. Cette option n'a, finalement, pas été retenue dans la mesure où il est apparu qu'elle limiterait la richesse de la narration et qu'elle semblait assez

peu crédible. Choisir le niveau de développement technologique comme axe scénaristique impliquait, en effet de facto, de retenir deux scénarios de type de basse technologie (*low tech*) difficilement justifiable.

Dans le choix des axes qui a été finalement retenu, le niveau de développement technologique est inclus dans la description des scénarios et un seul d'entre eux retient l'hypothèse d'un faible niveau d'innovation technologique. Le fait qu'avec le système d'axes finalement retenu des 'clignotants faibles' actuels<sup>18</sup> permettent d'imaginer des trajectoires d'évolution vers chacun des quatre scénarios a conforté, a posteriori, le consortium dans ses choix d'axes.

De même, le consortium a privilégié le développement de quatre scénarios contrastés plutôt que de positionner trois scénarios différenciés par rapport à un scénario de référence ou à un scénario tendanciel. Cette façon de procéder apportait plus de possibilités scénaristiques et permettait de décrire une plus grande variété d'évolution possible des réseaux énergétiques. Dès lors et puisque l'étude a comme objectif d'alimenter la réflexion des décideurs politiques wallons, il a été décidé de suivre cette logique de différenciation maximale des contrastes entre les scénarios.

A ce stade, il importe de rappeler qu'il s'agit d'une vision caricaturale du futur. Il est clair que notre propos n'est pas de décrire précisément à quoi les réseaux énergétiques ressembleront à l'horizon 2030 et 2050. Il est même à peu près certain que les réseaux du futur ne seront ni complètement centralisés ni complètement décentralisés. De même, ils ne répondront pas exclusivement à des logiques marchandes ou a contrario non marchandes. Rappelons que 'ni prophétie, ni prévision, la prospective n'a pas pour objet de prédire l'avenir mais de nous aider à le construire' (de Jouvenel, 2002). Dès lors, ces scénarios sont conçus pour 'forcer le trait' pour nous aider à nous poser les bonnes questions sur le futur des réseaux énergétiques et sur leurs implications pour l'avenir de la société wallonne. Par contre, les scénarios élaborés doivent impérativement être crédibles et cohérents. Pour ce faire, ils se basent sur l'expertise multidisciplinaire du consortium mais aussi sur une base bibliographique prospective solide qui fait un état des connaissances actuelles des principales variables du système.

---

<sup>18</sup> Des prises de position d'acteurs reconnus, des innovations sociales ou encore des développements technologiques.



## 5. Base prospective

### 5.1. Introduction

A l'issue de l'analyse structurelle, un ensemble de variables sont apparues comme étant les plus importantes pour décrire le système énergétique et ses relations avec son environnement (le monde, l'Europe, la société wallonne). Il s'agit pour l'essentiel des variables reprises à la figure 11.

Toutefois, il est apparu cohérent de regrouper les variables reprises sous l'intitulé générique 'Environnement normatif' en une seule variable 'Cadre législatif, gouvernance, *market design*' tant ces thématiques risquaient de se superposer. De même, les variables 'Compétitivité des entreprises' et 'Précarité' n'ont pas été étudiées spécifiquement dans la mesure où il s'agit de variables très dépendantes qui seront décrites dans les conséquences des scénarios. Cette partie du rapport présente la recherche bibliographique qui a été faite pour chacune de ces variables pour constituer la base prospective de l'étude.

### 5.2. Le cadre législatif, la gouvernance, le *market design*

La variable comprend l'ensemble des règles du jeu, qu'elles soient économiques, sociales ou environnementales et des moyens pour les appliquer dans le cadre du système énergétique wallon, en particulier pour le volet relatif aux réseaux de distribution d'énergie.

La variable est large. Elle comprend les 'sous-variables' (i) du cadre législatif wallon et son évolution, qui sont fortement impactés par le droit de l'Union européenne en matière d'énergie et de climat (ii), de gouvernance (iii), et de *market design*. La variable prend en compte plusieurs dimensions déterminées par des éléments propres à la Wallonie et par des éléments externes, liés aux marchés et à la régulation et qui sont en évolution constante.

Le cadre législatif européen en matière de climat et d'énergie se définit comme l'ensemble des actes adoptés par les institutions de l'Union européenne (règlements, directives européennes, décisions, etc.) liées aux politiques énergétique et climatique<sup>19</sup>. Ce cadre qui fait l'objet de plusieurs révisions sous forme de 'paquets législatifs', s'inscrit plus largement dans l'Union de l'Énergie (*Energy Union*) (Commission européenne, 2016a) qui se décline suivant cinq dimensions : (i) la sécurité d'approvisionnement, la solidarité entre Etats Membres, la confiance des consommateurs dans le marché, (ii) le marché de l'énergie complètement intégré, (iii) la primauté de l'efficacité énergétique, (iv) la décarbonation de l'économie et (v) la recherche, l'innovation et la compétitivité de l'économie européenne. En 2008, les institutions ont adopté le 'Paquet Energie-Climat' qui constitue un pilier important de la politique climatique et énergétique actuelle des Etats membres et des Régions qui les composent. Plus particulièrement, ce paquet fixe pour 2020 des objectifs contraignants ou non en termes de limitation des émissions des gaz à effet de serre, de contribution des énergies renouvelables

---

<sup>19</sup> A titre d'exemple, des directives européennes apportent des définitions à certaines notions en vue de les harmoniser d'un point de vue européen. C'est par exemple le cas des notions de producteur, auto producteur, site de production, unité de production, cogénération, de cogénération de qualité, certificat de garantie d'origine, label de garantie d'origine. Ces notions ne sont pas statiques et sont pour certaines d'entre elles régulièrement mises à jour.

dans la consommation finale, et en matière d'efficacité énergétique (les 'objectifs 20/20/20'). Depuis 2015, ce cadre juridique est en cours de révision pour la période post 2020 sur la base de propositions législatives formulées par la Commission. La dernière en date concerne l'ensemble de mesures dénommé 'Clean energy for all Europeans', (ci-après le 'Winter package') qui a été proposée en novembre 2016 (Commission européenne, 2016b) et vise à travers trois objectifs<sup>20</sup> à réorganiser le marché de l'énergie. Il comprend en outre la création d'un système de gouvernance de l'Union européenne. Lorsque les propositions législatives de la Commission seront adoptées par le Conseil et le Parlement européen, elles devront être prises en compte par les Etats membres notamment par la transposition des directives européennes dans les droits nationaux et régionaux (incluant le droit belge et wallon).

Le cadre législatif et réglementaire wallon se définit dès lors comme l'ensemble des réglementations, des normes et des accords volontaires<sup>21</sup> définis pour le système énergétique wallon. Le cadre juridique wallon fait l'objet de discussions et de négociations au travers de la répartition des compétences<sup>22</sup> entre l'autorité fédérale et les trois régions. En particulier, les compétences régionales comprennent la distribution et le transport local d'électricité et de gaz, l'utilisation rationnelle de l'énergie, la production d'énergie à partir de sources renouvelables, les obligations de service public, le contrôle des tarifs pratiqués par les gestionnaires de réseau.

Par ailleurs, la gouvernance désigne l'ensemble des processus institutionnels qui définit et gère les enjeux collectifs. La gouvernance consiste dans l'identification, la reconnaissance et l'analyse des enjeux collectifs, la formulation et le choix des solutions à y apporter, la définition et l'évaluation des résultats à obtenir et la coordination des actions et stratégies des différentes parties-prenantes en relation avec l'enjeu ou le système considéré. Elle prend acte de la participation croissante de nombreux acteurs privés et publics (avec leurs intérêts, stratégies, moyens d'action et pouvoirs de négociation propres), dans l'émergence et la gestion de ces enjeux collectifs.

Dans le contexte de l'énergie et des réseaux en particulier, la gouvernance désigne les modes de coordination entre les différents acteurs que sont les (auto)producteurs, les fournisseurs, les gestionnaires de réseaux de transport et de distributions, les régulateurs et les clients finaux autour de la fonction 'distribution d'énergie'.

La régulation est un des mécanismes de gouvernance des réseaux énergétiques dont l'importance peut varier en fonction de la nature et de la structure du système énergétique et de son mode de gouvernance.

Le *market design* renvoie à toutes les règles d'organisation et de fonctionnement des marchés du gaz et de l'électricité. Ces règles sont actuellement fondées au niveau européen sur le troisième ensemble législatif entré en vigueur en avril 2009 et qui prévoit des principes désormais bien établis en termes d'accès des tiers au réseau, de libre choix des fournisseurs par les consommateurs, de séparation

---

<sup>20</sup> Les trois objectifs sont : (i) l'efficacité énergétique, (ii) l'ambition de devenir le leader mondial en matière d'énergies renouvelables et (iii) la mise en place de conditions équitables pour les consommateurs.

<sup>21</sup> Par exemple, les accords de branche conclus entre la Wallonie et les entreprises.

<sup>22</sup> En 1980, les compétences des Régions et des Communautés ont été étendues par une révision de la Constitution. Certaines compétences en matière d'énergie relèvent des entités fédérées et d'autres de l'Autorité fédérale.

effective entre la gestion des réseaux de transport d'une part, et les activités de fourniture et de production d'autre part, de surveillance des marchés par des régulateurs indépendants, et une coopération des régulateurs au niveau européen dans le cadre de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) et le réseau européen des opérateurs de transmission d'électricité (ENTSO-E) et de gaz (ENTSO-G). Ces éléments visent à favoriser l'interconnexion des marchés énergétiques, qui doit permettre d'accroître la sécurité d'approvisionnement en cas de surcharge ou d'incident sur un marché national. Les règles du marché intérieur de l'électricité ont fait l'objet de propositions législatives de la Commission dans le cadre de son dernier paquet législatif de novembre 2016 'The clean energy package for all' (Commission européenne, 2016e).

Pour cette variable, les indicateurs sont constitués de l'ensemble des règles définies dans les législations. Celles-ci incluent notamment :

- le niveau d'émissions de GES que doit respecter la Wallonie,
- le niveau d'émissions des véhicules en CO<sub>2</sub> par km,
- les normes d'émissions de polluants pour les véhicules,
- la quantité d'énergie renouvelable dans la Consommation finale brute d'énergie,
- les plafonds d'émissions (NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, NH<sub>3</sub>, COVNM, PM),
- les normes d'isolation des bâtiments,
- la part du parc d'électricité d'origine renouvelable dans le *mix* électrique.

### 5.2.1. Rétrospective

Au niveau européen, le marché intérieur de l'énergie a fait l'objet de plusieurs réformes visant à atteindre la libéralisation du marché du gaz et de l'électricité. Le premier ensemble législatif a été remplacé en 2003 par un deuxième ensemble législatif qui autorisait les nouveaux fournisseurs de gaz et d'électricité à pénétrer sur le marché des États membres, et permettait aux consommateurs de choisir leur fournisseur de gaz et d'électricité. En avril 2009, le troisième ensemble législatif destiné à poursuivre la libéralisation du marché intérieur de l'électricité et du gaz a été adopté, modifiant le deuxième ensemble. Les règles du troisième paquet législatif sur l'énergie ont été ensuite complétées par la législation contre les abus de marchés et la législation concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (Commission européenne, 2011c).

La Commission constate que depuis l'adoption du troisième paquet sur le marché intérieur de l'énergie, les marchés de l'énergie se sont de plus en plus ouverts à la concurrence, particulièrement sur le marché de gros, la progression étant encore insuffisante sur le marché de détail. La vente de l'électricité a également été facilitée en Europe par le développement des interconnexions et de la coopération entre les acteurs du marché entre pays membres.

Aux plans national et régional, s'agissant d'une part, du secteur de l'électricité, le premier ensemble législatif a été transposé au niveau fédéral par la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité. En 2000, un accord politique octroie à la Wallonie la compétence de mettre en œuvre le processus de libéralisation dans le cadre de ses compétences régionales. Ainsi par un décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, la Région wallonne transpose la directive européenne et régit la libéralisation de ce marché. Puis en juillet 2004, le marché de l'électricité s'ouvre progressivement aux clients professionnels avant d'être étendu à l'ensemble de la

clientèle en Région wallonne en janvier 2007. En juillet 2008, un autre décret modifiant le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité est adopté.

D'autre part, concernant le marché du gaz, la première directive a été transposée au niveau fédéral via la loi relative à l'organisation du marché du gaz et au statut fiscal des producteurs d'électricité en 1999. La Wallonie devient compétente pour libéraliser ce marché en 2000 (au même titre que le marché de l'électricité) et transpose la directive européenne par le décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché du gaz. En 2004, la Région wallonne ouvre le marché du gaz aux clients industriels (plus de 12 GWh par an) et aux producteurs d'électricité, puis à l'ensemble des clients professionnels. En janvier 2007, cette ouverture touche l'ensemble de la clientèle en Wallonie. La Région adopte ultérieurement un décret modifiant le décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz en juillet 2008.

Par ailleurs, en ce qui concerne les objectifs pour le climat, l'Union européenne a établi un premier cadre définissant des objectifs pour 2020 en termes d'efficacité énergétique, de part des énergies renouvelables dans la consommation finale et de niveau d'émission de gaz à effet de serre. Ces objectifs ont été transposés au niveau belge et régional et sont actuellement en cours de révision pour la période post 2020. L'accord de *burden sharing* prévoit que la Belgique atteindra un objectif de 13% d'énergie renouvelable dans la consommation finale brute et qu'en Wallonie, la contribution des sources d'énergie renouvelables s'élèvera en 2020 à 1,277 Mtep (Millions de tonnes d'équivalent pétrole). Dans le cadre du nouveau système de gouvernance que l'Union européenne souhaite établir, les Etats membres devront fixer leurs propres objectifs dans le cadre des plans nationaux pour l'énergie et le climat et notamment leurs objectifs en termes d'interconnectivité.

Le cadre réglementaire européen, et par conséquent sa déclinaison au niveau régional, est en constante évolution. Les objectifs principaux des règles régissant le marché intérieur de l'énergie vise d'une part, à éviter toute discrimination entre les acteurs du marché, et d'autre part, à garantir le respect des droits des consommateurs.

### 5.2.2. Acteurs concernés

La politique énergétique, et plus encore la politique électrique, concerne et implique un nombre important d'acteurs, dont les objectifs sont différents et qui sont soumis à des intérêts parfois divergents : autorités publiques européennes et régionales, (auto)producteurs, fournisseurs, gestionnaires de réseau de transport, gestionnaire de réseaux de distribution, régulateur européen, régulateur régional<sup>23</sup>, facilitateurs, clients industriels, consommateurs résidentiels, etc.

La libéralisation du marché de l'énergie a favorisé l'apparition de nouveaux acteurs privés (par exemple, les coopératives de production et d'achat, les opérateurs étrangers, les opérateurs

---

<sup>23</sup> La Commission Wallonne pour l'Energie (CWaPE) est un organisme officiel et indépendant créé par un décret du 12 avril 2001 et est investie d'une double mission : d'une part, une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement du marché régional de l'électricité et du gaz ; d'autre part, une mission générale de surveillance et de contrôle de l'application des décrets, arrêtés et règlements relatifs à ces marchés.

d'effacement, les sociétés de conseil) et publics (les régulateurs). On assiste par ailleurs à l'évolution des frontières jusqu'ici assez fixes entre les métiers de production et les métiers de consommation (les ménages et les entreprises devenant centres de production et de consommation) ainsi qu'entre fonctions (par exemple, l'émergence de la cogénération, dont les fonctions sont électriques et thermiques). Enfin, des innovations dans les modes de consommation en matière de logement et de transport sont de nature à changer profondément, si elles se répandent, la façon dont ces fonctions ont été assurées jusqu'ici.

### 5.2.3. Prospective

La variable sera impactée par le cadre juridique européen actuellement en cours de révision.

#### i. Gouvernance et climat

Sur les aspects de gouvernance et climat, l'Union européenne s'est fixée pour 2030 quatre objectifs chiffrés incluant la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> d'au moins 40% par rapport à 1990, l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans l'énergie consommée à au moins 27% et l'amélioration de l'efficacité énergétique à hauteur de 30%. La part d'interconnexion avec les réseaux énergétiques européens doit par ailleurs s'élever à 15%.

La Commission a en outre proposé la mise en place d'un système de gouvernance formalisé dans sa dernière proposition de règlement relative à la gouvernance de l'Union européenne en novembre 2016 (Commission européenne, 2016e). Ce nouveau cadre est basé sur un système de plans nationaux énergie-climat (*NECPs*) établis pour des périodes de 10 ans et d'obligations de rapportage sur les progrès accomplis pour atteindre les objectifs fixés dans les *NECPs*. Ce nouveau système de gouvernance pourrait impacter les systèmes de distributions nationaux d'énergie dans la mesure où il requiert notamment des Etats membres de déterminer des objectifs nationaux en termes de diversification des sources énergétiques et de fourniture de pays tiers, de réduction de la dépendance aux importations énergétiques des pays tiers, de déploiement des sources nationales d'énergies (notamment d'origine renouvelable), d'intégration du marché et de couplage, de niveau de flexibilité du marché de l'énergie ; ou encore de niveau d'interconnectivité pour 2030. Sur ce dernier point, les Etats membres devront expliquer la méthodologie utilisée pour définir leurs objectifs.

L'Union Européenne s'est aussi dotée d'une vision énergétique de long terme (2050). A cet effet, elle a notamment adopté des feuilles de route à l'horizon 2050 dans les domaines de l'énergie (Commission européenne, 2011b). Dans un contexte de sortie du nucléaire, un scénario bas carbone qu'il soit de forte ou de basse consommation implique de faire significativement appel aux énergies renouvelables et donc une intégration de ces nouvelles technologies sur le réseau, et une augmentation des importations. A cet égard, les objectifs centraux de la stratégie européenne visent à décarboner radicalement l'économie européenne avec un objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) de 80 à 95% (comparé aux niveaux de 1990) pour 2050 ; à augmenter la part des énergies renouvelables et l'utilisation de l'efficacité énergétique ; et à réduire les coûts tout en assurant la sécurité d'approvisionnement en investissant dans les infrastructures nécessaires à cette transition.

Au plan national, le contexte institutionnel belge rend souvent compliquée la transformation des engagements européens en objectifs chiffrés pour les différentes entités fédérées. Pour la Belgique, un objectif non-ETS pour 2030 ambitieux de -35% par rapport à 2005 est proposé. Pour atteindre cet

objectif, des efforts devront être spécifiquement menés dans les secteurs du transport, des bâtiments, dans les secteurs de l'industrie et dans l'agriculture. Au plan régional, la part d'énergie renouvelable en Wallonie pour 2030 est fixée à 20%. Compte tenu des nouveaux objectifs européens pour 2030, cet objectif wallon devra probablement être revu à la hausse. Par ailleurs, la Wallonie progresse de manière continue en matière de performance énergétique des bâtiments et a adopté au printemps 2017 une stratégie ambitieuse de rénovation du bâtiment.

Pour progresser dans la transition énergétique, les autorités belges et wallonnes seront amenées à revoir leurs engagements et leurs ambitions à la hausse. La Commission européenne dans son dernier rapport sur la situation macro-économique de la Belgique note d'ailleurs que *'Belgium urgently needs a comprehensive view of its long-term energy landscape and roadmap to arrive there'* (Commission européenne, 2016a).

## ii. *Market design*

Depuis le troisième paquet législatif, le marché de l'énergie tend à évoluer d'une production centralisée vers une transition bas carbone caractérisée par une production décentralisée des énergies renouvelables. Cette évolution devra être prise en compte dans la législation européenne et celle des Etats membres notamment dans la définition des rôles des différents acteurs du marché. Cette évolution implique également un développement de l'interconnectivité des réseaux au plan européen ainsi qu'un marché qui envoie des signaux clairs aux investisseurs pour le développement des énergies renouvelables, le développement de la coopération régionale, la coordination des politiques énergétiques, le maintien d'une gouvernance appropriée et du cadre réglementaire ainsi que la sécurité de la fourniture d'électricité au niveau européen.

En novembre 2016, la Commission a émis une proposition de révision de la directive 2009/72/EC sur les règles communes pour le marché de l'électricité (Commission européenne, 2016f). S'agissant du secteur de la distribution, la proposition apporte des clarifications sur le rôle des distributeurs en ce qui concerne la prestation de services de réseaux pour assurer la gestion de la demande, l'intégration des véhicules électriques, le stockage et la gestion de données. Aux termes de la proposition de la Commission, les distributeurs d'énergie pourraient être investis de nouvelles tâches relatives à la gestion de la flexibilité au niveau local (en vue de réduire les coûts de réseaux), les échanges d'informations et de coordination avec les opérateurs de transport, ainsi qu'au développement de plan de développement du réseau<sup>24</sup>. Les opérateurs de distribution devront également être rémunérés de façon adéquate pour l'accomplissement de ces activités.

En outre, les opérateurs de distribution pourraient être investis d'un rôle dans l'intégration de l'électro-mobilité dans le réseau électrique, par exemple en facilitant la connexion de points de recharge d'électricité pour les véhicules électriques au réseau, et le développement et l'exploitation des installations de stockage, sous réserve que certaines conditions soient remplies (notamment, l'approbation par le régulateur, le respect des conditions de l'*unbundling*, etc.).

Par ailleurs, la proposition de règlement pour le marché intérieur de l'électricité prévoit la création d'une entité européenne pour les distributeurs d'énergie (*EU DSO entity*) sous la forme d'une plateforme de coopération entre les distributeurs qui ne sont pas partie à une entreprise verticalement

---

<sup>24</sup> A soumettre au régulateur national d'énergie tous les deux ans.

intégrée. Cette entité devra travailler en étroite coopération avec *ENTSO-E* sur la préparation et la mise en œuvre des codes de réseaux et la formulation de recommandations sur l'intégration de la production des énergies renouvelables, du stockage, le développement de la gestion de la demande, la digitalisation des réseaux de distribution.

La proposition de règlement rappelle également que les tarifs de distribution devront refléter le coût d'utilisation du système de distribution. *ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators)* devrait en ce sens émettre des recommandations sur la convergence progressive des méthodologies de calcul des tarifs de distribution et de transmission.

Sous réserve de l'adoption des propositions législatives au plan européen, ce nouveau cadre législatif européen impactera donc le rôle des distributeurs sur le marché de l'énergie européen. Il sera important de suivre l'évolution des discussions interinstitutionnelles sur ces questions.

## 5.3. Les ressources minérales

### 5.3.1. Définition et indicateurs

Par ressource minérale on désigne 'toute substance extraite de la croûte continentale par l'homme, ce qui inclut des éléments qui ne sont pas des métaux. Les ressources se distinguent des réserves qui, elles, désignent les volumes récupérables aux conditions techniques et économiques du moment dans des gisements exploités ou en passe de l'être'. On le voit, les ressources sont une notion plus globale et les volumes dont il est question sont souvent sans commune mesure avec celles des réserves *stricto sensu*.

Ce rappel établi, nul besoin, dans le cadre de cette étude, de s'appesantir sur les différences entre ressources prouvées, non prouvées, ultimes, etc. : nous parlerons ici des 'ressources' dans une acception généraliste afin d'observer le trend général qui peut sous-tendre nos scénarios.

Depuis des décennies, le focus est mis sur la question des ressources en énergies fossiles. C'est d'ailleurs dans le cadre de ces préoccupations qu'a été développée la notion de pic pétrolier qui modélise le moment où la production (en l'occurrence, de pétrole) atteint son maximum avant de décliner du fait de l'épuisement des réserves exploitables. Aujourd'hui, de nombreux observateurs tentent de ramener l'attention sur le caractère tout aussi critique des ressources minérales, dont l'exploitation par l'homme croît, pour certaines d'entre elles, de manière plus aigüe encore. Il est d'ailleurs à noter que, bien qu'ils fussent prioritairement appliqués à la question du *peak oil*, les travaux de Hubbert concernaient initialement toute matière première donnée dont l'exploitation suivrait une courbe exponentielle, en ce compris les autres ressources minérales. Le modèle du *peak oil* est donc largement transposable et adaptable à la problématique des ressources minérales.

Dans le cadre de cette étude, nous avons pris le parti de nous focaliser sur trois ressources décisives pour l'avenir des réseaux énergétiques :

- le cuivre
- le lithium
- les terres rares

Ces trois ressources sont, pour des raisons diverses, au cœur des enjeux liés au futur de nos réseaux énergétiques. Ainsi, en France le BRGM (Bureau de Recherches Géologiques et Minières 2013) indique que 'certaines ressources sont particulièrement stratégiques, du fait de leur rareté, de l'importance de la demande et/ou du petit nombre de pays producteurs. C'est le cas des 17 terres rares, produits à 97% par la Chine, et utilisés dans des applications aussi diverses que les éoliennes, les pots catalytiques, les scanners médicaux, les lasers, les réacteurs d'avions, ...

Employé dans la production de batteries, le lithium voit sa production croître de 8% en moyenne par an. Des métaux plus courants sont également stratégiques, tel le cuivre, présent dans de très nombreux produits. Composant majeur des produits électriques et électroniques, [...] il est le premier métal transformé'.

Il va de soi que nous aurions pu largement accroître le spectre de cette variable 'ressources minérales' (ressources fossiles, uranium, cobalt, à titre d'exemple), mais nous avons choisi de nous focaliser sur ce qui concerne au premier chef et dans des proportions déterminantes, les réseaux, et non, par exemple, la problématique de la production d'énergie.

Paré de nombreuses qualités (abondance, disponibilité, coût, conductivité), le cuivre finirait presque par incarner à lui seul à la notion de réseau électrique. Les épisodes, de plus en plus fréquents, de vol de cuivre (notamment le long des voies ferrées mais aussi, récemment, au cœur d'un haut fourneau), illustrent la valeur croissante de cette ressource et la dépendance accrue de nos sociétés technologiques à son encontre. Naturellement, la place du cuivre ne se limite pas aux seuls câbles : il intervient massivement tout au long du processus de production électrique (jusque, par exemple, dans les bobines des électroaimants au cœur des éoliennes).

A une autre échelle, on imagine sans peine que, dans un réseau électrique où la notion de stockage deviendra de plus en plus prégnante et où il faudra intégrer une mobilité de plus en plus électrocentrée, la criticité de la ressource 'lithium' ira également croissante, dès lors que ce minerai intervient désormais massivement, entre autres usages, dans la composition des batteries.

Enfin, les terres rares (en réalité un ensemble de 17 éléments, cf. .figure 13), dont, nous le verrons, la rareté tient surtout désormais au nombre restreint de pays producteurs (la Chine à plus de 90%) sont également amenées à jouer un rôle de plus en plus central dans les futurs réseaux, non seulement parce qu'elles sont une composante importante des équipements électroniques, mais aussi parce qu'on retrouve ces éléments dans certains rotors d'éoliennes, dans les voitures hybrides et électriques, dans les ampoules basses consommations. En résumé, les technologies vertes sont dépendantes de ces éléments, et le seront de plus en plus si l'on ne trouve pas d'alternative à leur usage.

La lanthanum	Tb terbium
Ce cerium	Dy dysprosium
Pr praseodymium	Ho holmium
Nd neodymium	Er erbium
Pm promethium	Tm thulium
Sm samarium	Yb ytterbium
Eu europium	Lu lutetium
Gd gadolinium	Y yttrium
	Sc scandium

Figure 13 : Noms et symboles des 17 terres rares

## Indicateurs

Une première approche aurait pu être de repartir de la question du risque d’approvisionnement et de l’importance économique, comme le propose la Direction générale des entreprises et de l’industrie de l’Union européenne. Nos trois ressources y figurent (les terres rares y démontrent la criticité de leur approvisionnement, tel que perçu par l’Union européenne) (Commission européenne, 2011a)

Mais afin de mettre la variable davantage en prise avec la question de l’avenir des réseaux, nous proposons un jeu de deux indicateurs légèrement différents en vue de la modulation de nos futurs scénarios :

- la disponibilité / accessibilité : ceci recouvre le niveau des ressources et des réserves, le niveau de prix, mais aussi la problématique géopolitique abordée dans une autre variable (dans quelle mesure ces ressources minérales nous seront-elles accessibles ?) ;
- le niveau de dépendance des réseaux par rapports aux éléments ciblés ( quel sera le niveau de dépendance de nos technologies de réseaux par rapport à ces ressources minérales ?).

On le pressent, en fonction de la valeur de ces deux indicateurs, nous obtiendrons des configurations narratives différenciées et, partant, des contributions aux scénarios plus ou moins décisives.

### 5.3.2. Rétrospective

Les trois ressources auxquelles nous nous intéressons ici ont un historique sensiblement contrasté. Ainsi, si le cuivre a été l’un des premiers métaux utilisés par l’homme (dès le V<sup>ème</sup> millénaire av. J.C. sûrement), il en va tout autrement des terres rares, découvertes dès le XVIII<sup>ème</sup> siècle mais dont les techniques d’extraction et de purification n’ont abouti, pour certaines d’entre elles, qu’au début du XX<sup>ème</sup> siècle. Leur exploitation massive au niveau industriel remonte à la fin des années 50 et a connu une véritable explosion avec l’avènement de l’électronique grand public, gros consommateurs d’écrans notamment. Quant au lithium, découvert au début du XIX<sup>ème</sup> siècle, il faudra attendre un siècle avant qu’il ne soit commercialement exploité et quelques décennies encore pour qu’il devienne un élément central dans la production des batteries. Ainsi, en 1972 encore, nous apprend le Dictionnaire des Métaux non ferreux, on’ envisage(ait) son utilisation dans des batteries’ (Lescarts, 1975).

### 5.3.3. Acteurs concernés

Les acteurs principalement concernés par la variable 'Ressources Minérales' sont au premier chef les industriels, dont la capacité d'innovation et de production (développement de produits, déploiement de réseaux) seront impactés par la disponibilité des ressources en question. Indirectement, les pourvoyeurs d'ordre des travaux d'équipements (pouvoirs publics à divers niveaux) et, *in fine*, les citoyens/consommateurs seront également impactés par les évolutions de la variable.

### 5.3.4. Prospective

Globalement, comme le souligne, en France, le Ministère de la Transition écologique et solidaire, 'les technologies développées pour la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables nécessitent une quantité accrue et plus diversifiée de matières minérales, à quantité d'énergie produite constante par rapport aux technologies traditionnelles (hydraulique, fossile et nucléaire)'. Le graphique ci-dessous (UNEP 2013), qui compare les besoins en certains métaux pour quatre *mix* énergétiques à l'échelle de la planète illustre bien cette tendance.

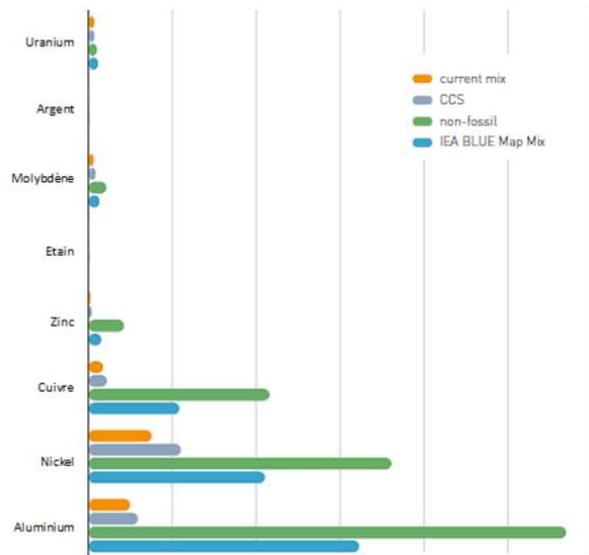


Figure 14 : Besoins en métaux en fonction de différents *mix* électriques pour fournir la production mondiale d'électricité de 2007

Source : (Kleijn *et al.*, 2011 ; UNEP, 2013)

On parle de croissance de l'intensité matérielle en ressources minérales. Elle est particulièrement criante, selon l'UNEP (*United Nations Environment Program*), pour ce qui concerne l'aluminium, le cuivre et le fer.

Si ceci constitue la tendance de fond pour l'ensemble des ressources minérales, il convient de nuancer les projections pour les trois éléments auxquels nous avons choisi de nous intéresser.

A noter qu'il y a quelques années, la Commission européenne estimait que ' le déploiement de véhicules 'verts' réduit l'utilisation de carburants fossiles, mais augmente les besoins en électricité et certaines matières premières, dont quelques-unes peuvent être sujettes à des restrictions, et sont

concentrées dans un nombre limité de zones géographiques (par exemple les terres rares nécessaires aux composants électroniques et aux piles à combustible, et le lithium pour les batteries)'.

## Cuivre

Il figure sur la troisième marche du podium des métaux les plus utilisés dans le monde, derrière l'aluminium et le fer. La demande est en constante augmentation (on frôle actuellement les 18 millions de tonnes annuelles), pour des réserves estimées autour de 600 millions de tonnes.

Bien que présent en grande quantité sur la planète, les jours du cuivre abondant et bon marché sont probablement révolus. Au-delà des réserves accessibles, l'exploitation des ressources, importantes, ne sera pas économiquement rentable à moyen terme. Comme on le fait pour le pétrole, on parle désormais d'un pic du cuivre. Les spécialistes prévoient une tendance haussière à moyen terme, à mesure que les réserves s'amenuiseront.

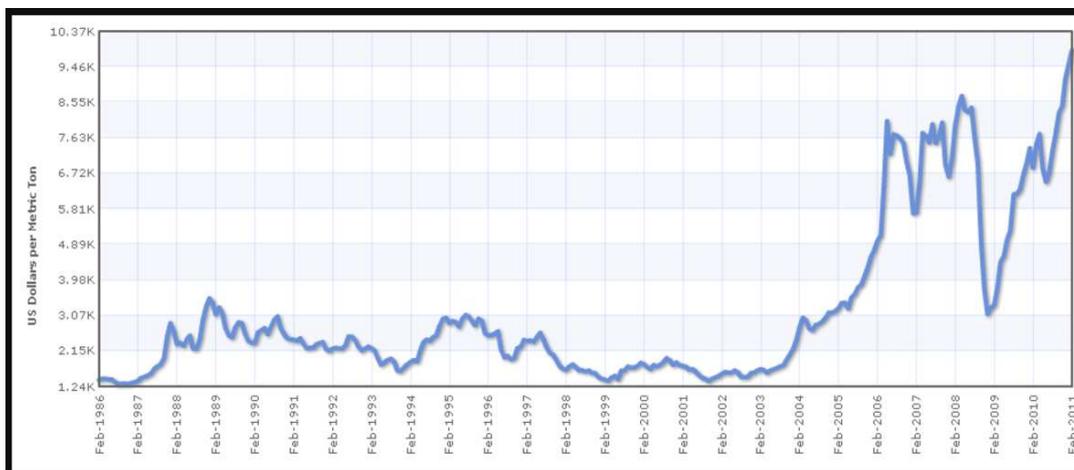


Figure 15: évolution du prix de la tonne de cuivre entre 1986 et 2011

Source : (Infos du nain, 2012)

Un enjeu d'importance, pour le futur du marché du cuivre, est le taux de recyclage. Ce métal est recyclable à l'infini. L'Europe, notamment, l'a bien compris et plus d'un tiers du cuivre utilisé sur notre continent provient du recyclage.

Dans la mesure où aucun substitut ne semble pouvoir remplacer le cuivre, à moyen terme, dans son rôle central au cœur des équipements électriques et où la demande, tendanciellement, semble durablement à la hausse (malgré des épisodes de baisses récurrents), c'est probablement dans la capacité des acteurs industriels à valoriser de plus en plus ce marché secondaire du cuivre (recyclage) que réside une des réponses à la criticité croissante, dans le futur, de ce métal pour nos réseaux électriques.

## Lithium

La principale qualité du lithium est de transformer très efficacement l'énergie chimique en énergie électrique. C'est à ce titre qu'il est désormais très prisé dans l'ensemble des technologies 'sans fil' (PC, smartphones) dont nos sociétés sont friandes, et dans les voitures électriques.

En 2015, la production mondiale de lithium a été de 32.000 tonnes environ. Les réserves avérées sont localisées pour l'essentiel en Amérique du Sud, en Chine et en Australie, comme l'illustre le **tableau 2**, dont les données proviennent de l'Institut d'études géologiques des États-Unis (United States Geological Survey, 2016).

Pays	Production	Réserves
 Argentine	3 800	2 000 000
 Australie	13 400	1 500 000
 Brésil	160	48 000
 Canada (2010)	480	180 000
 Chili	11 700	7 500 000
 Chine	2 200	3 200 000
 Portugal	300	60 000
 Zimbabwe	900	23 000
<b>Total mondial</b>	<b>32 500</b>	<b>14 000 000</b>

Tableau 2 : Production minière et réserves de lithium en tonnes (2015)  
Source : (BFM BUSINESS, 2016)

Avec des réserves mondiales évaluées à 14 millions de tonnes et des ressources totales estimées à plus de 40 millions, la pénurie, *a priori*, n'est pas pour demain. Le facteur clé sera par contre la capacité, par les pays producteurs, à répondre à une demande qui explose. Le prix de la tonne de lithium (passée de \$6.000 environ à près de \$22.000 entre janvier 2015 et mars 2016) reflète d'ailleurs parfaitement cette tension entre demande et offre.

Un élément vient corroborer cette tension sur le marché du lithium : c'est le développement rapide des filières de recyclages. Début juin (2017), par exemple, le groupe Bolloré annonçait d'importants investissements dans la filière, en Bretagne. La concentration de lithium dans les batteries des véhicules rend de plus en plus rentable ces procédés, jusqu'alors peu explorés du fait du coût contenu de la production primaire et des risques qu'ils présentent (inflammabilité, toxicité, haute réactivité : longtemps le lithium a fini incinéré ou en décharge).

On le pressent, l'évolution de la variable, pour ce qui concerne le lithium, dépendra pour l'essentiel de l'ampleur et du rythme du développement de la mobilité électrique. En la matière, les prévisions ont régulièrement été malmenées : alors qu'on prédit son développement depuis une dizaine d'années déjà, le marché de la voiture électrique est resté longtemps confidentiel (4,8% des véhicules neufs en Europe en 2015). Mais les statistiques récentes semblent inverser la tendance (+27% pour la vente de véhicules hybrides entre 2015 et 2016, au niveau européen). Plus notable, les budgets R&D consacrés, par les majors du secteur, au développement de l'électrique, sont en constante progression. Enfin, il s'agit d'un secteur où des innovations disruptives peuvent rapidement produire des effets en cascade ; on songe notamment au développement (désormais inéluctable ?) des voitures autonomes (électriques).

Tous ces éléments auront un impact immédiat sur la tension sur le marché du lithium, qui semble s'imposer de plus en plus comme l'élément central des batteries du futur.

## Terres rares

Certains éléments, parmi les terres rares, sont effectivement présents en relativement petites quantités sur notre planète et doivent faire l'objet d'une attention plus particulière. Cela étant, cette rareté ne s'applique pas à l'ensemble des terres dites 'rares' et ce n'est, en tout cas pas là le principal élément à prendre en compte au niveau de la prospective. De même, la répartition des ressources, bien qu'inégale à travers le globe, n'est pas le point central (chaque continent en détient ; le constat est plus nuancé pour les réserves, comme le montre l'illustration ci-dessous).

Le facteur déterminant, quant à la disponibilité future de ces éléments, est avant tout géopolitique. En effet, on l'a déjà évoqué, la production de terres rares est, depuis une quinzaine d'années, assurée majoritairement par la Chine (aujourd'hui, on parle de 95% de la production mondiale aux mains des chinois, pour certains éléments, alors qu'en termes de réserves, la Chine n'en posséderait 'que' 50%). Or il se fait que les techniques de raffinage et de purification des terres rares (chimie séparative) sont particulièrement spécifiques et nécessitent un *know how* qui fait de plus en plus défaut aux autres régions du globe.

En termes de besoins, outre toute la filière électronique, c'est essentiellement au niveau des éoliennes à moteur synchrone que ces minerais sont critiques : les terres rares (particulièrement le dysprosium) permettent de construire des éoliennes au rendement (notamment à vent faible) meilleur que les éoliennes à électroaimants. C'est particulièrement vrai pour les éoliennes de grandes puissances (notamment *off shore*, où la fréquence des pannes est déterminante, vu le coût des réparations). Le secteur éolien n'est pas le seul à avoir recours aux aimants permanents mais, comme l'indique la figure 16, ses besoins en la matière vont croissant.

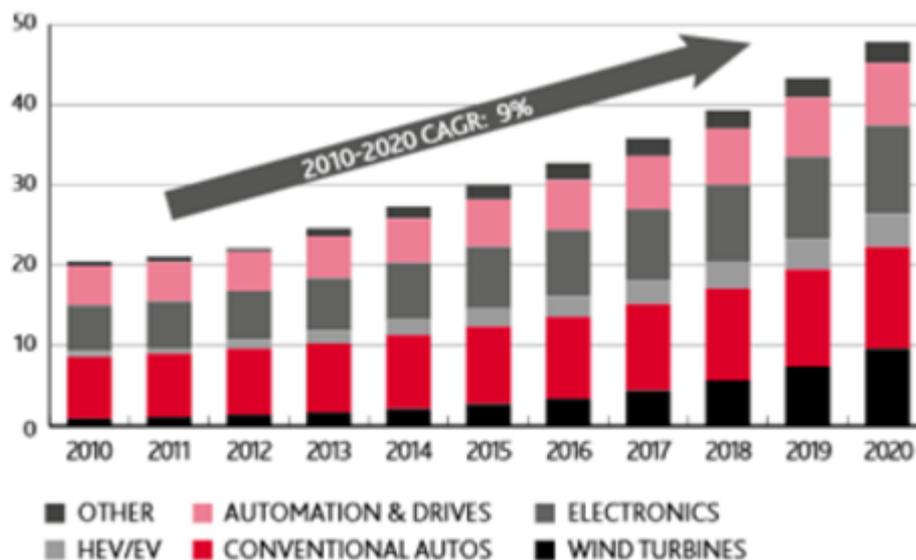


Figure 16 : projection de la demande dans l'industrie de l'aimant

Source : (Lynas corporation, 2013) -

Dans la problématique énergétique qui nous occupe, citons également deux autres usages fortement liés aux terres rares : d'une part les batteries des véhicules électriques et hybrides, gros consommateurs de lanthane notamment (jusqu'à 10 kilogrammes dans une Toyota Prius), et les ampoules basse consommation (fluo-compactes surtout).

En termes de prospective, c'est donc d'une part, des futurs équilibres géopolitiques, d'autre part, de la capacité des états à se réappropriier le savoir-faire pour l'exploitation de leurs propres ressources (il y a des projets de loi en ce sens, aux Etats-Unis notamment) et enfin des alternatives (et solutions de recyclage) proposées par les industriels, que dépendra le caractère plus ou moins critique de ces éléments minéraux à l'avenir. A court et moyen terme, toutefois, les observateurs s'accordent pour affirmer que la donne (dépendance massive par rapport à la Chine) ne risque pas de changer fondamentalement.

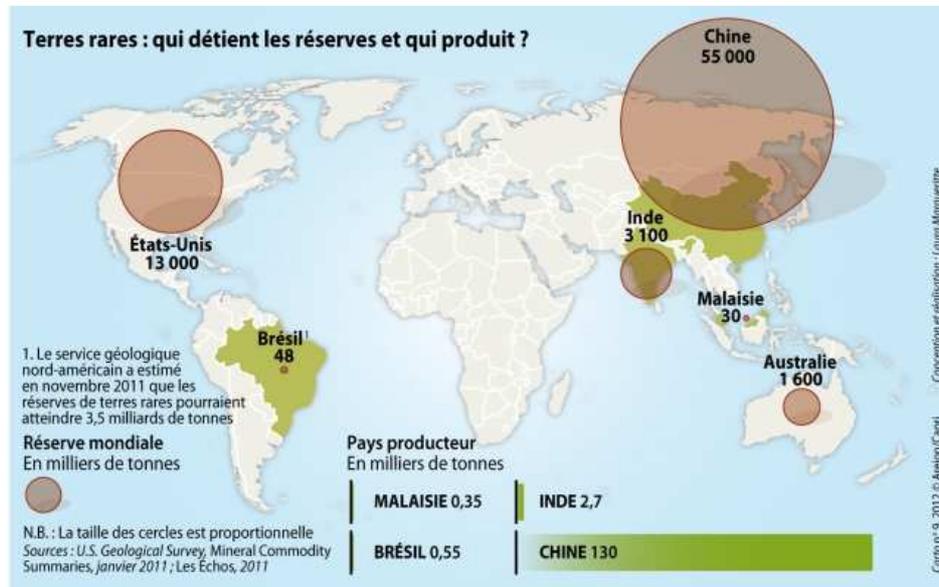


Figure 17 : Cartes des réserves mondiales de lithium  
Source : (France Culture, 2012)

En guise de conclusion de ce chapitre, on notera que, pour ce qui concerne les terres rares, le futur s'articulera principalement autour de la possibilité des états à se défaire de leur extrême dépendance à l'égard de la Chine. Au niveau du cuivre, ce sont essentiellement les capacités à freiner la demande et, *a minima*, à recycler davantage encore, qui feront le pivot de la variable. Pour le lithium enfin, la tendance va, très nettement, vers une criticité croissante et c'est surtout le développement de la mobilité électrique (et ses innovations disruptives) qui influencera la variable.

## 5.4. Le marché mondial des énergies

### 5.4.1. Définition et indicateurs

Le marché mondial des énergies représente l'état et l'évolution des marchés internationaux de l'énergie à travers les volumes et les prix des sources d'énergie, qu'elles soient d'origine fossile, renouvelable ou nucléaire. Les évolutions géopolitiques, les innovations technologiques et les modes de production et de consommation ont un impact significatif sur le marché mondial des énergies.

Dans le cadre du présent projet (*focus* sur les réseaux électriques et de gaz et sur l'horizon 2050), le champ de la variable sera restreint aux marchés du pétrole et du gaz naturel. D'une part, le charbon

et le combustible nucléaire sont des formes d'énergie qui ne font ou ne feront plus partie à moyen terme du *mix* énergétique pour la production électrique. D'autre part, si la part des produits pétroliers pour la production électrique est réduite à la portion congrue, le prix du pétrole a influencé pendant de longues années, influence encore et devrait encore influencer (au moins partiellement et à moyen terme) les prix du gaz naturel.

Les indicateurs les plus pertinents pour décrire le marché mondial des énergies sont les réserves prouvées, la production et la demande mondiale, le rapport réserves sur production et les prix.

Les réserves prouvées désignent les volumes que l'on est 'sûr' (à 90%) de pouvoir extraire dans des gisements exploités ou pouvant l'être au vu des critères techniques et économiques actuels. Ces réserves peuvent donc fluctuer en fonction de la disponibilité des moyens techniques permettant l'exploitation des hydrocarbures et en fonction des cours du pétrole (avec un décalage dans le temps, les cours déterminant les investissements en exploration).

Le rapport 'réserves sur production' (R/P) en une année donnée fournit une estimation du nombre d'années de production que les réserves pourront assurer au taux de production de cette année-là.

#### 5.4.2. Rétrospective

Les deux figures ci-dessous présentent l'évolution des marchés mondiaux du pétrole (figure 18) et du gaz naturel (figure 19) au cours des quinze dernières années (2000-2015). Les quatre indicateurs définis ci-dessus y sont représentés.

Les réserves prouvées de pétrole n'ont cessé de croître sur la période sauf en 2015 où elles se situent quasi au même niveau qu'en 2014. De 1.300 milliards de barils en 2000, les réserves s'établissent à 1.700 milliards de barils en 2015, soit une augmentation de quelque 30% en 15 ans. En 2015, trois pays disposent individuellement de plus de 10% des réserves mondiales : le Venezuela (17,7%), l'Arabie saoudite (15,7%) et le Canada (10,1%). Les réserves progressent davantage dans les pays de l'OPEP de sorte que leur part dans les réserves mondiales croît : 65% en 2000 et 71% en 2015. Les réserves de pétrole dans l'Union européenne sont marginales et diminuent régulièrement (0,7% en 2000 et 0,3% en 2015). Les réserves de pétrole non conventionnel représentent 23% des réserves totales en 2015, contre 13% en 2000. Elles se situent majoritairement au Canada (sables bitumineux) et au Venezuela (huiles extra lourdes) (British Petroleum 2016).

Les prix du pétrole résultent en grande partie<sup>25</sup> de l'équilibre entre l'offre et la demande au niveau mondial. Lorsque la consommation augmente, toutes choses égales par ailleurs, les prix partent à la hausse. A l'inverse, lorsque la consommation diminue, les prix s'effondrent. La chute spectaculaire de 2009 qui marque le début de la crise économique et financière en est l'illustration. Les cours du pétrole ont connu de grandes variations entre 2000 et 2015. Le niveau le plus bas a été enregistré en 2001 (32,7 \$'15 le baril<sup>26</sup>, en moyenne sur l'année) et le plus élevé en 2011 (117,2 \$'15 le baril, en moyenne sur l'année). En 2015, le prix du baril de brut était de 52,4 \$'15 (voir figure 18).

<sup>25</sup> A court terme, les événements géopolitiques jouent un rôle important.

<sup>26</sup> Il s'agit ici des cotations du Brent.

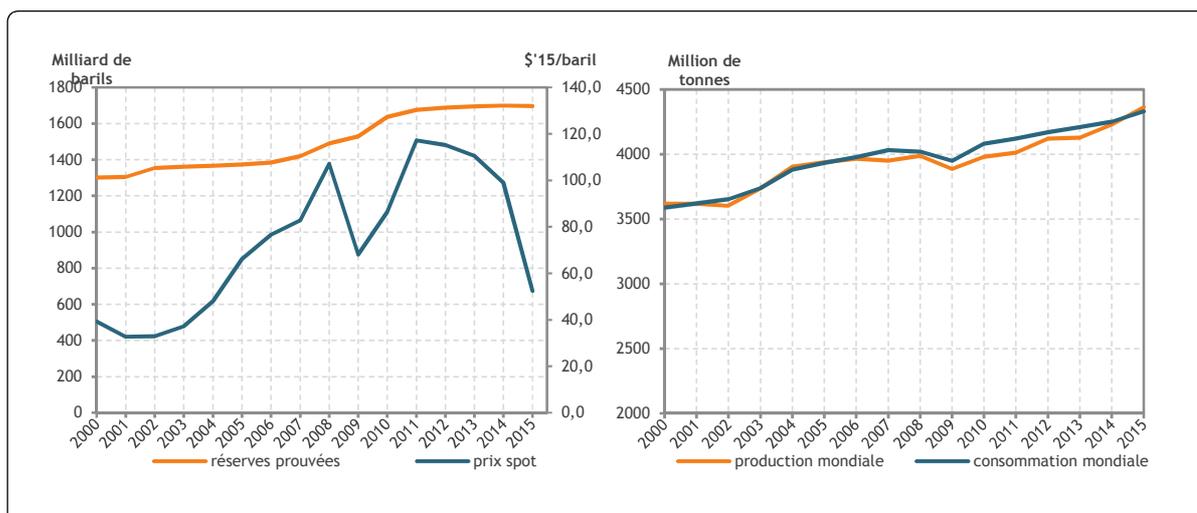


Figure 18. Evolution du marché mondial du pétrole, 2000-2015  
 Source : BP Statistical Review of World Energy – June 2016 <sup>27</sup>.

La production (et la consommation) de pétrole brut a progressé de 21% entre 2000 (3.600 millions de tonnes) et 2015 (4.400 millions de tonnes). Les trois plus grands producteurs de pétrole sont les Etats-Unis, l'Arabie saoudite et la fédération de Russie. En 2015, les deux premiers ont assuré chacun 13% de la production mondiale et la dernière 12,4%. En termes de consommation, deux pays sortent du lot : les Etats-Unis avec 20% de la consommation mondiale de pétrole en 2015 et la Chine avec 13%. Tous les autres pays ou régions du monde ne dépassent pas la barre des 5%. Cela étant, la croissance de la consommation mondiale est tirée par les pays non OCDE (+66% entre 2000 et 2015). Dans les pays de l'OCDE, la consommation de pétrole a chuté de 7% sur la même période. Elle a diminué de 15% dans l'Union européenne.

A la fin 2015, le rapport réserves de pétrole (conventionnel et non conventionnel) sur production était estimé à 50,7 années.

Les réserves prouvées de gaz naturel sont en croissance quasi régulière de 2000 à 2015. De 139.000 milliards de m<sup>3</sup> en 2000, les réserves s'établissent à 187.000 milliards de m<sup>3</sup> en 2015, soit une augmentation de 34% en 15 ans. En 2015, trois pays disposent chacun de plus de 10% des réserves mondiales : l'Iran (18%), la fédération de Russie (17%) et le Qatar (13%). Les pays de l'OCDE pris ensemble ne disposent que de 10% des réserves mondiales de gaz naturel. Les réserves de gaz naturel dans l'Union européenne ont diminué de 61% entre 2000 et 2015. Leur part dans les réserves mondiales sont passées de 2,4% en 2000 à 0,7% en 2015. Le marché du gaz naturel est bouleversé depuis quelques années par les gaz non conventionnels (notamment le gaz de schiste) qui augmentent considérablement les réserves disponibles. Aux Etats-Unis, où ils sont principalement exploités, les réserves de gaz naturel ont ainsi été multipliées par deux entre 2000 et 2015 pour arriver à 5,6% du total mondial.

Contrairement au pétrole, le prix du gaz naturel ne s'établit pas au niveau mondial mais sur des marchés régionaux (Amérique, Asie-Pacifique, Europe...). Par le passé, les prix du gaz naturels étaient

<sup>27</sup> Note : 1 baril de pétrole (Brent) = 0,1364 tonnes (ibid). Prix = moyenne sur l'année.

largement liés au prix du pétrole. Mais depuis quelques années, on assiste à une décorrélation partielle entre les cours du gaz et ceux du pétrole. De plus, le déploiement des *hubs*<sup>28</sup> gaziers suscité par le développement du gaz naturel liquéfié (GNL) qui facilite les échanges internationaux indépendamment des réseaux de gazoducs existants, a augmenté le nombre d'indices de prix du gaz naturel au niveau mondial (prix *spot*<sup>29</sup> ou prix de gros). La figure ci-dessous rapporte ainsi l'évolution du prix du gaz naturel selon l'indice *UK NBP* pour lequel on dispose d'une série longue.

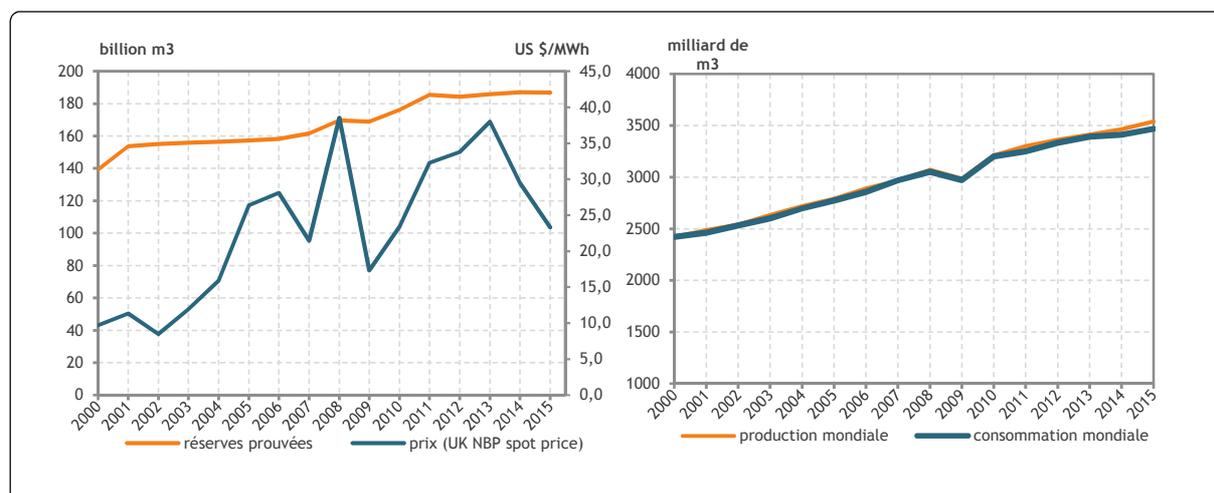


Figure 19. Evolution des marchés mondiaux du gaz naturel, 2000-2015

Source: BP Statistical Review of World Energy – June 2016<sup>30</sup>.

La production mondiale de gaz naturel (conventionnel et non conventionnel) a progressé de 46% entre 2000 et 2015. Les deux plus grands producteurs de gaz naturel sont les Etats-Unis et la fédération de Russie. En 2015, les premiers ont assuré 22% de la production mondiale et la dernière 16%. A titre de comparaison, la part de l'Union européenne est de 3,4%. La consommation mondiale de gaz naturel a, quant à elle, cru de 43% entre 2000 (de l'ordre de 2.400 milliards de m<sup>3</sup>) et 2015 (quelque 3.500 milliards de m<sup>3</sup>). Les plus gros consommateurs sont les Etats-Unis (23% de la consommation mondiale de gaz naturel en 2015) et la fédération de Russie (11%). La part de l'Union européenne est de 11,5% et celle de la Chine de 5,7%. Comme pour le pétrole, la croissance de la consommation mondiale de gaz naturel est tirée par les pays non OCDE (+75% entre 2000 et 2015). Dans les pays de l'OCDE, la consommation s'est accrue de 18% sur la même période. Elle a par contre diminué de 7% dans l'Union européenne. Plus précisément, la consommation de l'UE a progressé jusqu'en 2011 où elle a culminé puis a diminué régulièrement jusqu'en 2014 et s'est ensuite stabilisée en 2015.

A la fin 2015, le rapport réserves de gaz naturel sur production était estimé à 52,8 années.

<sup>28</sup> Selon la définition qu'en donne Fluxys, un *hub* correspond à 'tout endroit permettant aux utilisateurs du réseau de mettre physiquement du gaz naturel à disposition dans l'optique d'une revente, étant entendu que ces opérations y sont, d'un point de vue technique et commercial, soutenues au niveau logistique par un fournisseur de services assurant, entre autres, le suivi des transferts de propriété'.

<sup>29</sup> Prix fixé pour une livraison immédiate

<sup>30</sup> Note: 1 billion = 1000 milliards.

### 5.4.3. Prospective

Plusieurs institutions nationales (notamment la *US Energy Information Administration*) ou internationales (comme l'Agence Internationale de l'Énergie ou la Commission européenne) publient des perspectives relatives aux marchés mondiaux du pétrole et du gaz naturel. Elles se focalisent principalement sur la consommation mondiale et sur l'évolution des prix par le biais de l'équilibre offre-demande. Parce qu'elles courent jusque 2050 et sont utilisées dans plusieurs études belges, nous présentons les perspectives d'évolution de la consommation mondiale et des prix du pétrole et du gaz naturel selon la dernière publication de la Commission européenne (Commission européenne, 2016g).

L'évolution de la consommation mondiale d'énergie y reflète la continuation des tendances historiques mais aussi actuelles en termes de politique énergétique, de transport ou encore de lutte contre les changements climatiques. Elle tient compte également des perspectives mondiales de croissance économique et démographique.

La demande mondiale de pétrole croît ainsi au rythme de 0,7% par an en moyenne entre 2015 et 2050 (comparé à 1,3% sur la période 2000-2015) et s'établit à quelque 5.600 millions de tonnes en 2050. La demande mondiale de gaz naturel augmente de 1,5% par an en moyenne sur la période 2015-2050 et se monte à 5.800 milliards de m<sup>3</sup> en fin de période. A titre de comparaison, le taux de croissance annuel moyen de la demande mondiale de gaz naturel était de 2,4% sur la période 2000-2015.

La figure suivante présente l'évolution des prix du pétrole et du gaz naturel d'ici 2050 selon (Commission européenne, 2016h).

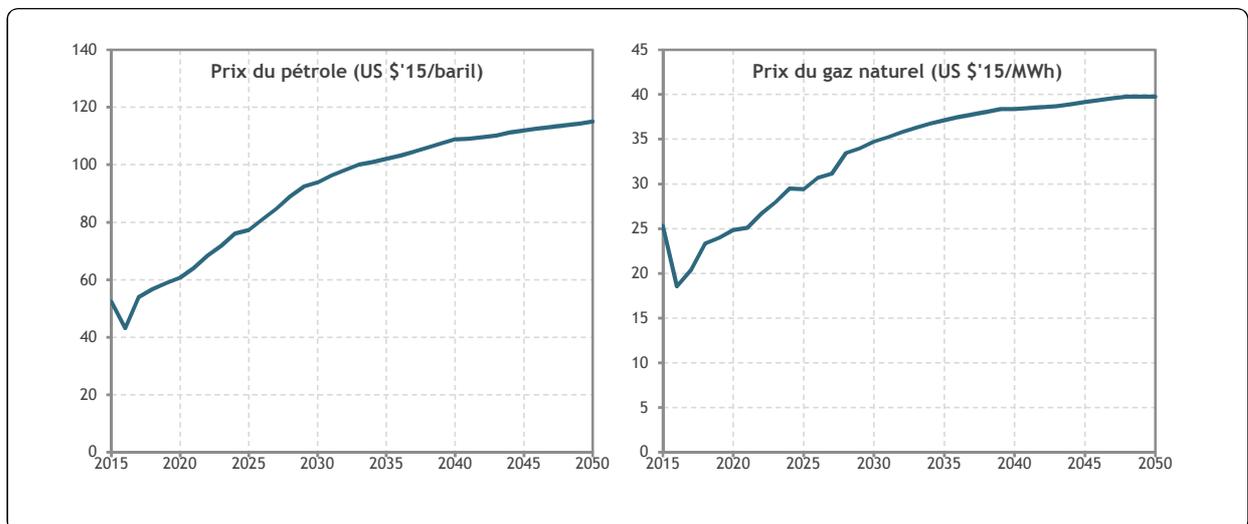


Figure 20. Evolution des prix du pétrole et du gaz naturel, 2015-2050  
Source : Commission européenne - juillet 2016.

Le prix du pétrole augmente sur la période de projection, fortement jusqu'en 2040 puis plus modérément entre 2040 et 2050 où il s'établit à 115 US \$'15/baril. Ce prix en dollar constant (c'est-à-dire inflation non comprise) est comparable au pic de prix enregistré en 2011 (voir figure 18). D'ici 2040, l'augmentation très marquée du prix du pétrole est principalement causée par la forte croissance de la consommation dans les économies émergentes (comme l'Inde ou la Chine) induite par l'accroissement du taux de motorisation. Entre 2040 et 2050, l'augmentation plus modérée des prix trouve son origine tant du côté de la demande que de l'offre. D'une part la croissance de la

consommation mondiale de pétrole ralentit en raison notamment de l'amélioration de l'efficacité énergétique, du déploiement des biocarburants et des motorisations alternatives. D'autre part, l'offre s'accroît grâce aux progrès technologiques liés à l'extraction du pétrole.

Le profil d'évolution du prix du gaz naturel est semblable à celui du pétrole et les causes sont similaires. La forte croissance des prix d'ici 2040 est essentiellement causée par l'augmentation de la consommation mondiale de gaz naturel (dans l'industrie, pour la production électrique). Après 2040, l'efficacité énergétique combinée avec l'élargissement de l'offre (accroissement de la production de gaz non conventionnel) tempèrent la croissance des prix. En 2050, le prix du gaz naturel s'établit à 40 \$'15/MWh.

## 5.5. L'innovation et la rentabilité des gaz de synthèse et de la mobilité électrique

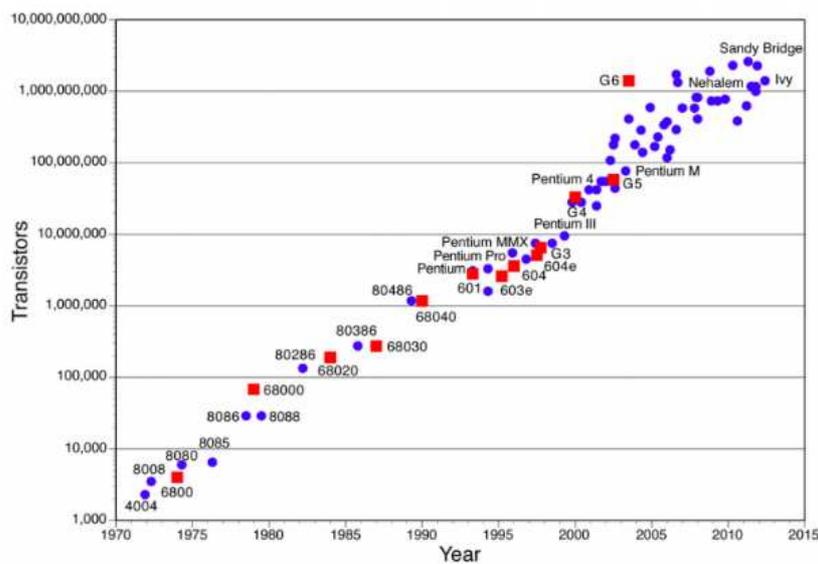
Cette variable très vaste est subdivisée en trois sous-variables traitées distinctement.

### 5.5.1. Définition et indicateurs de l'innovation

Cette variable vise certaines innovations technologiques qui accompagneront la transition des réseaux énergétique. L'innovation en matière de réseaux énergétique est un sujet extrêmement vaste qui touche de très nombreux domaines technologiques. Un des éléments majeurs qui est apparu ces dernières années est l'émergence de l'intelligence artificielle dans la gestion et les services offerts par les réseaux (on parle d'ailleurs quotidiennement de *smart grid*, de *smart meters*, ...). Par souci de concision, nous limiterons l'analyse de la variable 'Innovation' à une brève approche de l'évolution de la puissance de calcul de l'intelligence artificielle ainsi qu'à une estimation de la rentabilité attendue des gaz de synthèse et de la mobilité électrique.

### 5.5.2. Rétrospective de l'innovation

Dans un article fondateur, Gordon Moore (1965) prédisait que le coût des composants d'entrée de gamme baisserait d'un facteur 2 chaque année pour, au moins, les 10 années suivantes (c'est-à-dire jusqu'en 1975). Il ne s'agissait pas d'une loi mais plus exactement d'une prévision qui s'est montrée étonnement proche de la réalité observée et ce bien au-delà de 1975. A cette date, il reformula sa prédiction en remarquant que le nombre de transistors contenu sur une puce de silicium doublait tous les 2 ans (Moore, 1975). Jusqu'à l'époque actuelle, cette loi s'est confirmée expérimentalement, 'quelque chose' (le coût, la taille, la vitesse) s'améliore d'un facteur deux tous les 18 à 24 mois (figure 21).



Loi de Moore

Figure 21 : Evolution du nombre de transistor sur une puce de silicium de 1970 à 2015  
 Source : (Villon de Benveniste, 2014)

### 5.5.3. Prospective de l'innovation

Si, jusqu'à présent, la loi de Moore s'est révélée exacte, il est clair que la miniaturisation des composants électroniques se heurtera un jour au mur des lois de la physique quantique. Observant l'évolution de la loi de Moore, Lloyd (2000) a tenté d'estimer le ordinateur ultime basé sur des limites physiques infranchissables (la vitesse de la lumière, la constante de Planck et la constante gravitationnelle), ce faisant, il définit un *ultimate laptop*<sup>31</sup>. Malgré ces limites physiques bien réelles, certains contestent le fait que cela soit un argument suffisant pour en déduire qu'il existe une vitesse limite aux machines utilisant des mémoires quantiques (Sinitsyn, 2017).

La question se pose donc de savoir si les progrès des technologies de la connaissance vont se poursuivre au cours des prochaines années. Dorr (2017) note que le progrès technologique n'est pas assuré et qu'on pourrait assister à un ralentissement des trajectoires exponentielles que nous avons connues ces cinquante dernières années. Mais il pointe aussi trois erreurs souvent commises en matière de prévision des progrès technologiques (*'the linear projection fallacy', 'the ceteris paribus fallacy', 'the arrival fallacy'*) qui nous empêchent d'imaginer le plein potentiel des innovations technologiques.

En conclusion, il note qu'il y a de 'bonnes raisons théoriques et empiriques' de penser que le progrès technologique va se poursuivre dans le futur et en tous cas bien au-delà de l'horizon temporel de la présente étude prospective (2050). De façon plus directement liée à la transition énergétique on peut aussi citer l'analyse de Mac Kinsey qui note également que l'on sous-estime fortement la baisse des coûts des technologies liées aux énergies renouvelables comme les batteries, les éclairages LED, les éoliennes, ou encore les panneaux photovoltaïques (Mac Kinsey Company, 2017).

<sup>31</sup> Cet ordinateur portable d'un kilo serait capable de réaliser  $5,4258 * 10^{50}$  opérations par seconde !

#### 5.5.4. Définition et indicateurs de la rentabilité des gaz de synthèse

Le stockage d'énergie sous forme de gaz de synthèse (hydrogène et *power-to-gas*) est potentiellement une des voies technologiques qui pourraient être utilisées pour stocker les excédents d'énergie renouvelable sur des périodes relativement longues (stockage saisonnier). Ces gaz de synthèse pourraient d'ailleurs être injectés, transportés et distribués dans les infrastructures actuelles de réseaux. Cette variable cherche alors à mesurer, de façon globale, le niveau de rentabilité de ces techniques de conversion d'énergie. Le niveau de cette 'macro-rentabilité' déterminera le rôle des gaz de synthèse dans le *mix* énergétique futur.

Une des voies envisagées préférentiellement pour stocker de grandes quantités d'électricité produite en excès par des moyens renouvelables est de dissocier la molécule d'eau (H<sub>2</sub>O) en hydrogène (H<sub>2</sub>) et oxygène (O<sub>2</sub>) via une réaction d'électrolyse. Cet hydrogène pourrait déjà être injecté dans le réseau de gaz naturel jusqu'à un taux de dilution de 10% sans occasionner d'effets négatifs sur la qualité du gaz (International Electrotechnical Commission (IEC), 2011).

Toutefois, si l'on veut dépasser ce taux de 10%, comme le transport, le stockage et l'utilisation de l'hydrogène reste une opération relativement compliquée et que les infrastructures adaptées n'existent pas encore, il peut être intéressant d'aller un pas plus loin en faisant réagir l'hydrogène avec des molécules contenant du carbone (CO ou CO<sub>2</sub>) pour produire du méthane. Cette nouvelle opération de méthanation<sup>32</sup> permet donc de limiter fortement les coûts d'adaptation de nos moyens de transporter, de distribuer et de consommer l'énergie (véhicules, systèmes de chauffage, ...) mais elle occasionnera un coût de transformation chimique supplémentaire. On parle alors de gaz naturel de synthèse (*Synthetic Natural Gas* ou *SNG* en anglais).

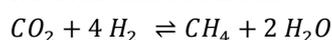
En matière de stockage d'électricité renouvelable à partir d'hydrogène, on distingue quatre familles de filières (AIE, 2015a) :

- le *power-to-power* : l'électricité est transformée en hydrogène qui est stocké sous une forme comprimée puis retransformer en électricité via une pile à combustible ;
- le *power-to-gas* (en mélange) : l'électricité est transformée en hydrogène qui est mélangé à du gaz naturel et injecté dans les réseaux 'classiques' pour y être éventuellement brûlé dans une turbine à gaz ;
- le *power-to-gas* (méthanation) : l'électricité est transformée en hydrogène puis en gaz naturel via un procédé de méthanation avant d'être brûlé dans une turbine à gaz ;
- le *power-to-fuel* : l'électricité est transformée en hydrogène qui est lui-même comprimé et injecté dans un réseau spécifique d'hydrogène avant d'être utilisé dans les transports via des piles à combustibles

Chacune de ces voies nécessite plusieurs transformations chimiques ou physiques qui ont chacune leur rendement propre. Le rendement total de la conversion est compris entre 21 et 29% (AIE, 2015a) comme le montre la figure 22.

---

<sup>32</sup> La méthanation de l'hydrogène se fait via la réaction de Sabatier



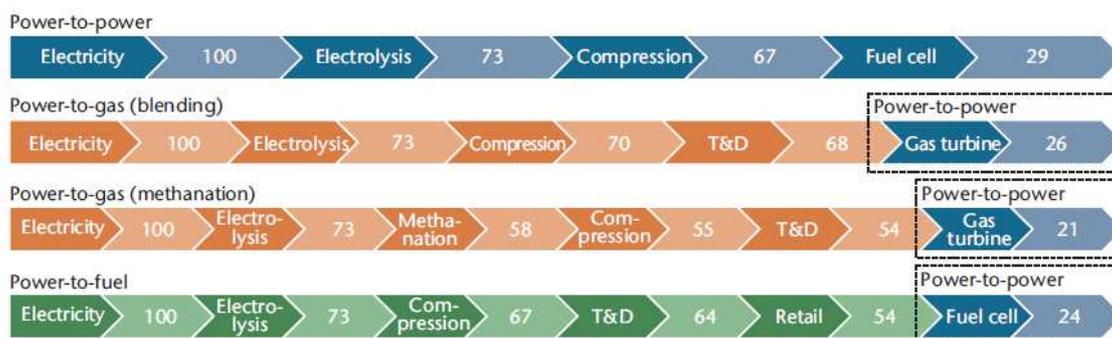


Figure 22 : Rendement de conversion de l'hydrogène pour différentes voies d'intégration du renouvelable

Les indicateurs suivants pourraient être utilisés pour décrire l'évolution de cette variable

- part de l'hydrogène et des gaz de synthèse dans le *mix* énergétique wallon ;
- part de l'électricité produite à partir de procédés de Power-to-Power ;
- quantité d'énergie stockable en Wallonie sous forme d'hydrogène et de gaz de synthèse.

#### 5.5.5. Rétrospective de la rentabilité des gaz de synthèse

L'hydrogène a été (et est toujours) exploité à des fins industrielles (comme par exemple la désulfuration des combustibles). L'hydrogène a aussi été utilisé pour faire voler des ballons dirigeables comme le Zeppelin Hindenburg dont l'incendie catastrophique à son arrivée aux Etats-Unis le 6 mai 1937 a, sans doute, contribué à donner à l'hydrogène sa réputation de combustible dangereux. Les applications énergétiques de l'hydrogène restent, à ce jour, anecdotiques. On peut quand même citer l'alimentation de lanceurs spatiaux comme Ariane V (Air Liquide, n.d.) et l'emploi d'hydrogène pour alimenter certaines piles à combustibles.

#### 5.5.6. Prospective de la rentabilité des gaz de synthèse

L'hydrogène peut être utilisé dans différentes applications de stockage comme l'alimentation de véhicules automobiles mais il est également envisagé comme une des formes les plus prometteuses de stockage de long terme (mensuel ou inter-saisonnier). L'hydrogène pourrait ainsi être utilisé pour favoriser l'intégration de la production électrique renouvelable à grande échelle, au-delà de 30 à 45% de renouvelable dans le réseau (AIE, 2015a).

En matière de coûts, il apparaît que l'hydrogène et / ou les gaz de synthèse sont parmi les options les moins onéreuses (figure 23)

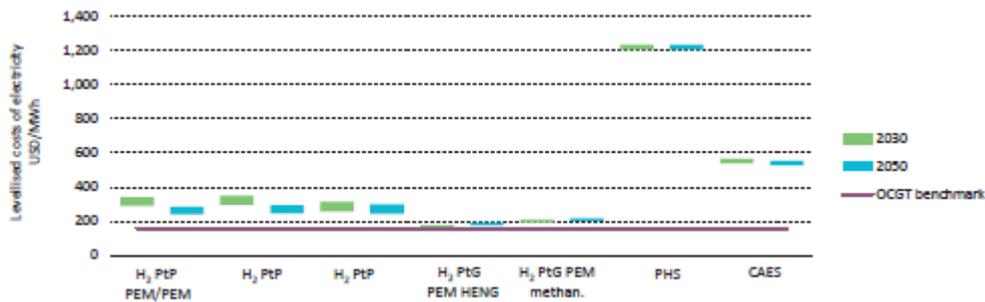


Figure 23 : Coût moyen de l'énergie du stockage inter-saisonnier

Source: (AIE, 2015b)

Les coûts de production et de stockage de l'énergie évoluent rapidement, une récente étude chiffre les coûts de production de l'hydrogène à 0.5 euros/kg H<sub>2</sub>, 0.26 euros/Nm<sup>3</sup><sub>SNG</sub> et 51 euros/MWh<sub>e</sub> en tenant compte d'un prix nul de l'électricité renouvelable et des coûts futurs des composants technologiques permettant de réaliser ces opérations (Gutiérrez-Martín & Rodríguez-Antón, 2016).

### 5.5.7. Définition et indicateurs de la mobilité électrique

La mobilité électrique recouvre l'ensemble des techniques qui permettent de développer des alternatives à la mobilité routière dépendante du pétrole comme nous la connaissons aujourd'hui. La mobilité électrique est envisageable pour le transport de personnes, pour les transports en commun et aussi pour le transport de marchandises.

Les véhicules électriques représentent une innovation susceptible de réduire les émissions de gaz à effet de serre et d'atténuer les causes du changement climatique.

La question se pose de savoir si les performances et les technologies nécessaires à son développement progresseront suffisamment pour que la mobilité électrique devienne une alternative rentable. Ceci pourrait conduire à une présence accrue de ces véhicules sur nos routes et sur nos réseaux électriques. Ces véhicules pourraient alors jouer un rôle dans le stockage d'électricité à grande échelle.

Actuellement, la majorité des nouvelles voitures électriques sont équipées de batteries Lithium-Ion (Li-ion) qui présente une densité énergétique très importante. Elle peut monter jusqu'à 200 Wh/kg. L'Association Européenne pour le Stockage de l'Energie (EASE) fixe même comme objectif à l'horizon 2030 une densité énergétique de 180 à 350 Wh/kg. Cette densité énergétique est à comparer avec celle des batteries au Plomb (30 à 40 Wh/kg) qui équipaient les premières voitures électriques.

Des indicateurs de développement de cette variable pourraient être :

- la part de véhicules automobiles dans le parc total de véhicules ;
- la consommation électrique supplémentaire induite par la flotte de véhicules électriques.

### 5.5.8. Rétrospective de la mobilité électrique

La voiture électrique existe depuis l'origine de l'automobile. Il convient de rappeler que la première voiture à franchir le mur des 100 km/heure était une voiture électrique fabriquée en Belgique, la 'Jamais Contente'. Celle-ci était équipée de 750 kg de batteries au plomb. Tout comme les voitures à vapeur, les voitures électriques ont rapidement cédé la place aux voitures équipées de moteurs à explosion. Ce n'est que récemment que la voiture électrique est réapparue. Si les premières voitures électriques réapparues au début années 90 utilisaient des batteries au plomb ou des batteries au nickel, on constate un engouement croissant pour les batteries Li-Ion (Sierzchula *et al.*, 2012).

### 5.5.9. Acteurs concernés par la mobilité électrique

La mobilité électrique pourrait permettre à tous les consommateurs de devenir beaucoup plus actifs dans la gestion du réseau par les capacités de stockage qu'elle autorise. On doit aussi noter que les gestionnaires de réseaux seront sollicités pour adapter leurs réseaux pour qu'ils puissent accueillir ces nouvelles capacités de raccordement.

### 5.5.10. Prospective de la mobilité électrique

La quantité d'énergie qui peut être stockée dans des batteries au Lithium augmente et dans le même temps les coûts de stockage de l'électricité diminuent fortement comme le montre la figure ci-dessous. A l'horizon 2030, les coûts devraient baisser sous la barre des 150 US\$ / kWh (voir figure 24).

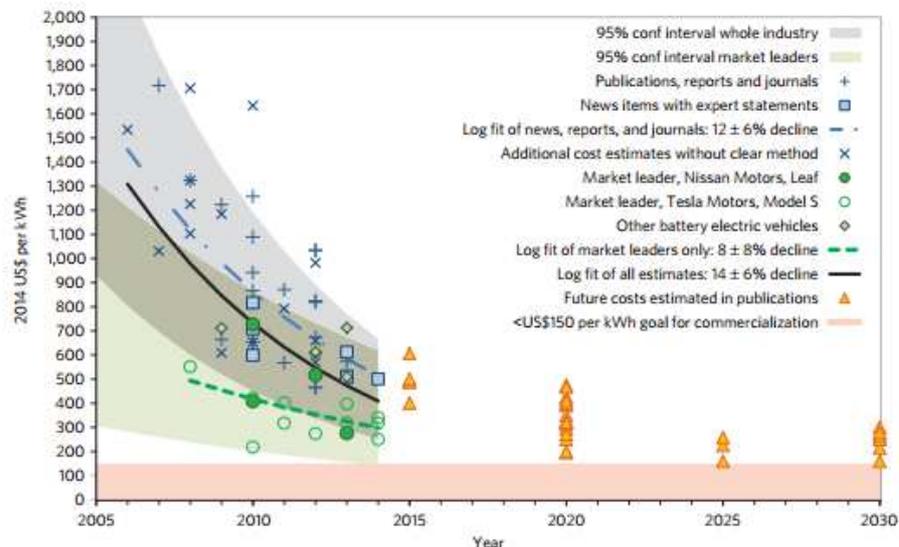


Figure 1 | Cost of Li-ion battery packs in BEV. Data are from multiple types of sources and trace both reported cost for the industry and costs for market-leading manufactures. If costs reach US\$150 per kWh this is commonly considered as the point of commercialization of BEV.

Figure 24 : Evolution attendue des coûts des batteries Li-Ion pour voitures électriques  
Sources : (Nykvist & Nilsson, 2015)

Les voitures électriques vendues actuellement restent plus chères que les voitures conventionnelles mais la production de masse devrait logiquement faire baisser les coûts. Pour (Weiss *et al.*, 2012), le *breakeven point* devrait être atteint entre 2026 et 2032 quand 50 à 80 millions de voitures électriques circuleront dans le monde.

Toutefois, le prix des batteries n'est pas le seul élément qui déterminera le succès des voitures électriques. Celui sera aussi fonction d'autres facteurs comme la mise en place d'incitants financiers par les autorités publiques, la présence d'infrastructures de rechargement ou encore la présence dans le pays étudié d'une unité de fabrication. L'existence d'incitants financiers et la présence d'infrastructure de rechargement semblent être des éléments déterminants dans l'adoption des véhicules électriques par le public sans qu'il s'agisse là d'une garantie de réussite de la conversion vers une mobilité électrique (Sierzchula *et al.*, 2014). Cette analyse pointe également que d'autres éléments de nature socio-économique comme les revenus ou le niveau d'éducation ne jouent pas un rôle déterminant dans le succès de la mobilité électrique.

Si la mobilité électrique permet de décarboner les transports et de lutter efficacement contre les pollutions atmosphériques locales et contre les changements climatiques (si du moins l'électricité est produite sans émettre du CO<sub>2</sub>), elle ne permet pas de diminuer la congestion des routes. De ce point de vue, la mobilité électrique pourrait être un des éléments d'une stratégie plus large qui comprendrait des actions en matière d'aménagement du territoire mais aussi l'apparition de nouveaux services multimodaux (marche, vélo, voiture, transport en commun) et de nouveaux business model facilités par l'utilisation croissante des big data (Bouton *et al.*, 2017).

## 5.6. La politique d'aménagement du territoire

### 5.6.1. Définition et indicateurs

Cette variable a été utilisée dans une précédente étude de prospective réalisée pour l'IWEPS (CLIMACT *et al.*, 2015). La définition suivante y était donnée : 'L'aménagement du territoire désigne l'action publique de planification et de gestion du territoire visant à optimiser sa cohérence pour l'accueil et le développement de l'habitat, des activités et des établissements humains ainsi que pour la protection et la valorisation des ressources naturelles.'

L'aménagement du territoire contribue à modifier la géographie du territoire wallon en agissant sur une ou plusieurs de ses composantes, comme par exemple l'infrastructure, les réseaux de communication, le développement urbain et rural, le choix des localisations industrielles, etc.

Les Autorités wallonnes précisent que les missions de l'aménagement du territoire sont 'd'intégrer les besoins de la collectivité en matière de sauvegarde, de développement et de rénovation du territoire wallon dans une perspective de développement durable et équilibré' (Portail de Wallonie, 2017).

Il convient de rappeler que l'aménagement du territoire se conçoit à différentes échelles géographiques, du niveau local (schéma de développement communal, guide communal d'urbanisme, ...) au niveau régional avec les plans de secteur (qui se déclinent au niveau communal), le SDER (schéma de développement de l'espace régional) et maintenant le SDT (schéma de développement du territoire), en préparation qui est appelé à remplacer le SDER.

Dans le cadre d'une étude prospective sur le futur des réseaux énergétiques, l'aménagement du territoire est une variable importante puisqu'elle permet de définir comment le territoire régional sera urbanisé, comment il pourra être utilisé pour y produire de l'énergie, ... La structure générale du territoire aura donc un impact non négligeable sur la topographie des réseaux énergétiques wallons.

L'étude prospective de 2015 précitée identifiait les indicateurs suivants comme utile pour décrire la variable 'aménagement du territoire' :

- le degré et la répartition de l'urbanisation (densités, ...) ;
- le degré de mixité fonctionnelle des agglomérations ;
- le degré d'autonomie énergétique des agglomérations ;
- taux de renouvellement annuel du bâti (construction neuve et rénovation).

### 5.6.2. Rétrospective

La loi organique du 29 mars 1962 de l'aménagement du territoire et de l'urbanisme, sa mise en œuvre progressive et une série d'outils réglementaires comme les plans de secteur ont eu une influence déterminante sur la façon dont le territoire wallon s'est structuré. Ainsi, au niveau des villes, on a assisté à 'une transformation rapide de nombreux îlots, multifonctionnels et d'architecture diversifiée, en autant de tours et de barres à destination monofonctionnelle et d'architecture stéréotypée, favorisant la construction industrialisée' et dans les zones rurales, 'la faible protection de l'espace à usage agricole a permis la multiplication de 'zones d'habitat' et de 'zones d'extension d'habitat' toujours plus éloignées des villes et entièrement dépendants de l'automobile.' (Laconte, 2012).

Il faut noter que la régionalisation de l'aménagement du territoire a été décidée en 1974 et qu'au 1<sup>er</sup> janvier 1977, la fusion des communes a été réalisée. Ce faisant, on est passé de 2359 communes à 589 après la fusion complète des communes (308 en Flandre, 262 en Wallonie et 19 en Région de Bruxelles Capitale).

Dans le contexte wallon, on note aussi une volonté plusieurs fois exprimée par les autorités publiques de réaliser des plans d'aménagement ou d'orientation à l'échelle de l'ensemble de la Wallonie. Ceux-ci visent à développer une vision cohérente de l'aménagement du territoire régional.

Un premier exercice de ce genre est le Plan Régional d'Aménagement du Territoire (PRAT) proposé par la SDRW (Société de développement régional pour la Wallonie 1981). Les autorités wallonnes y développaient la notion de polyville et envisageaient de structurer le territoire wallon autour d'une seule grande conurbation qui aurait regroupé les villes de Mons, La Louvière, Charleroi, Namur, Huy et Liège (figure 25).

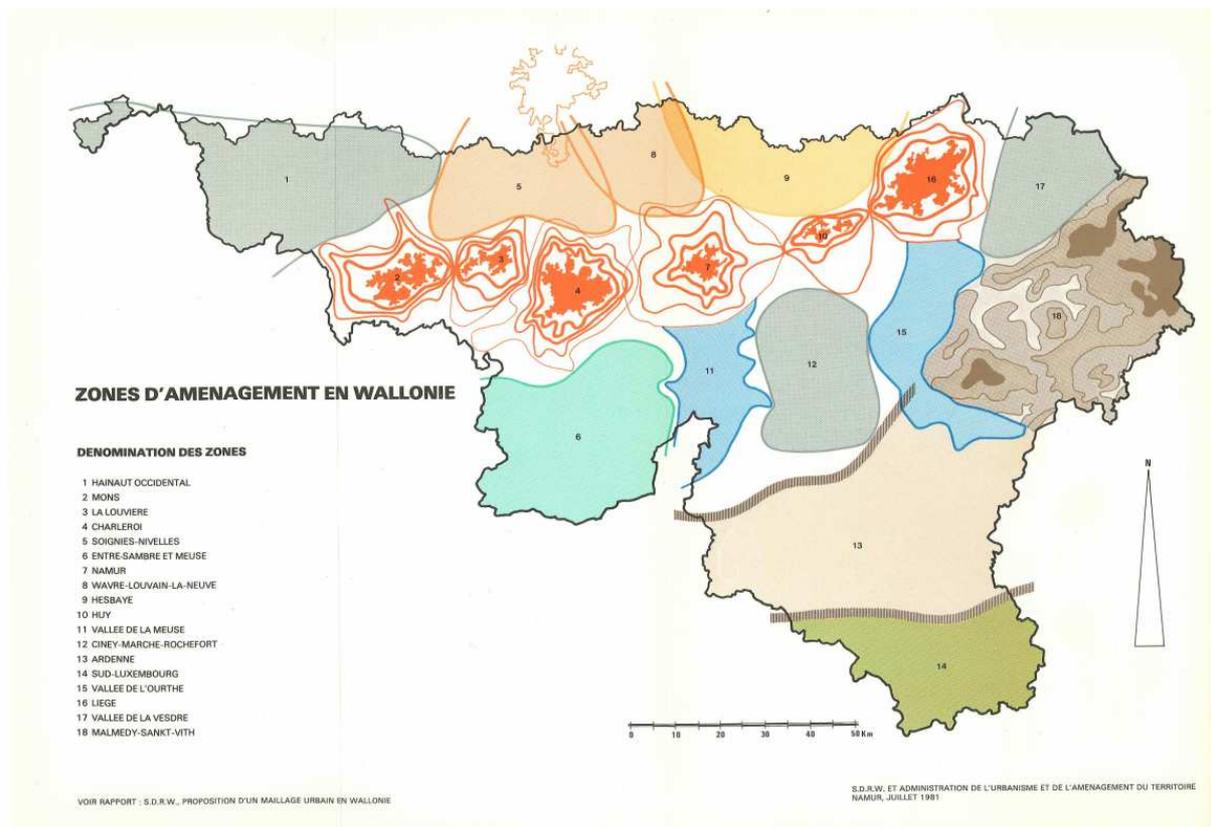


Figure 25. Proposition de maillage urbain

Source : (Rousseaux *et al.*, 2010)

Négligeant les sous-régions au profit des 6 villes précitées, le PRAT de 1981 et sa vision polycentrique sera abandonné. Un nouveau plan régional d'aménagement du territoire est proposé en 1995 (voir figure 26), sans plus de succès. Dans ce document, la notion de polyville n'est plus retenue et il est proposé que le territoire wallon se structure autour de ses quatre grandes villes (Mons, Charleroi, Namur et Liège). C'est d'ailleurs à cette époque que Namur est devenue la capitale politique de Wallonie. La critique fondamentale adressée à ce document est le déséquilibre qui existe dans le traitement des zones urbaines et rurales (Rousseaux, Sinzot & Hanin, 2010).



Figure 26 : Avant-projet de plan régional d'aménagement du territoire  
Source : (Rousseaux *et al.*, 2010)

En réaction à ces échecs, un nouveau document est proposé et adopté en 1999, le Schéma de Développement de l'Espace Régional (SDER). Il s'agit bien d'un document d'orientation d'une portée générale mais il n'a qu'une valeur indicative et n'a donc pas de portée normative (contrairement aux plans de secteur). Le SDER de 1999 a la volonté d'inscrire le développement de la Wallonie dans un contexte de coopération européenne. Il organise le territoire wallon autour de quatre eurocorridors : Lille – Bruxelles, Bruxelles – Liège, Lille – Liège et Bruxelles – Luxembourg. Le rôle des quatre villes principales wallonnes est confirmé auxquelles a été ajoutée une vingtaine de pôles plus réduits. (Rousseaux, Sinzot & Hanin, 2010).

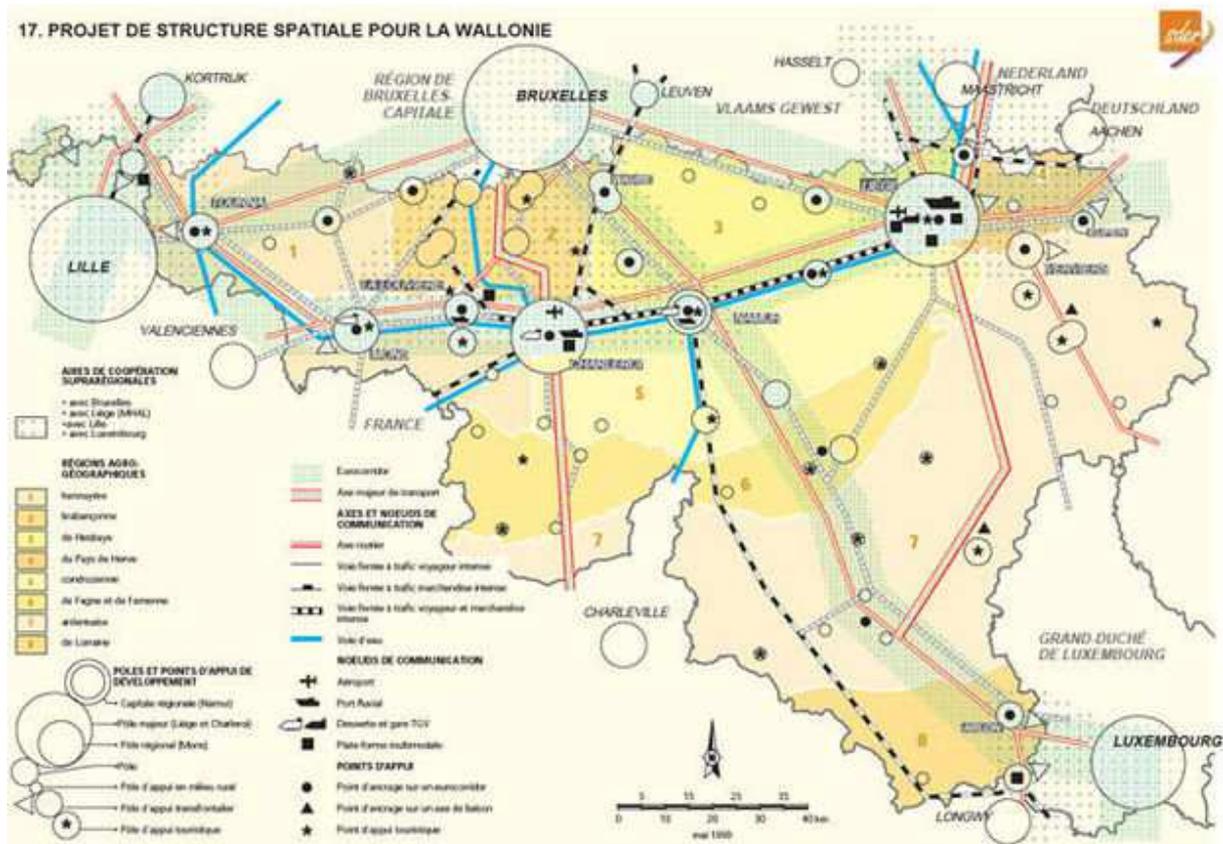


Figure 27 : Projet de structure spatiale pour la Wallonie  
 Source : (Portail de Wallonie, 1999)

Les 8 objectifs du SDER sont rappelés sur le site portail de Wallonie (Portail de Wallonie, 1999). Il s’agissait de

1. structurer l'espace wallon,
2. intégrer la dimension suprarégionale dans le développement de la Wallonie,
3. mettre en place des collaborations transversales,
4. répondre aux besoins primordiaux,
5. contribuer à la création d'emplois et de richesses,
6. améliorer l'accessibilité du territoire wallon et gérer la mobilité,
7. valoriser le patrimoine et protéger les ressources,
8. sensibiliser et responsabiliser l'ensemble des acteurs.

Le SDER prévoyait sa propre mise à jour, celle-ci a été finalisée en 2013 (figure 28 ). Cette nouvelle version avait pour ambition d’actualiser mais aussi d’opérationnaliser certains éléments du SDER de 1999. S’il parle toujours d’une structuration de l’espace wallon autour de deux grands axes ‘Lille – Liège’ et ‘Bruxelles – Luxembourg’, il définit des pôles majeurs, principaux et secondaires. Cette actualisation du SDER n’a jamais été adoptée, un des problèmes essentiels soulevés par le document est la différence de traitement qu’il suppose entre les territoires wallons, certaines zones rurales se sentant délaissées. A ce jour, c’est donc au SDER de 1999 que l’on fait référence que ce soit dans le

CWATUP (Code Wallon de l'Aménagement du Territoire, de l'Urbanisme et du Patrimoine) ou dans le nouveau CoDT (Code du Développement Territorial) qui est entré en vigueur ce 1<sup>er</sup> juin 2017.

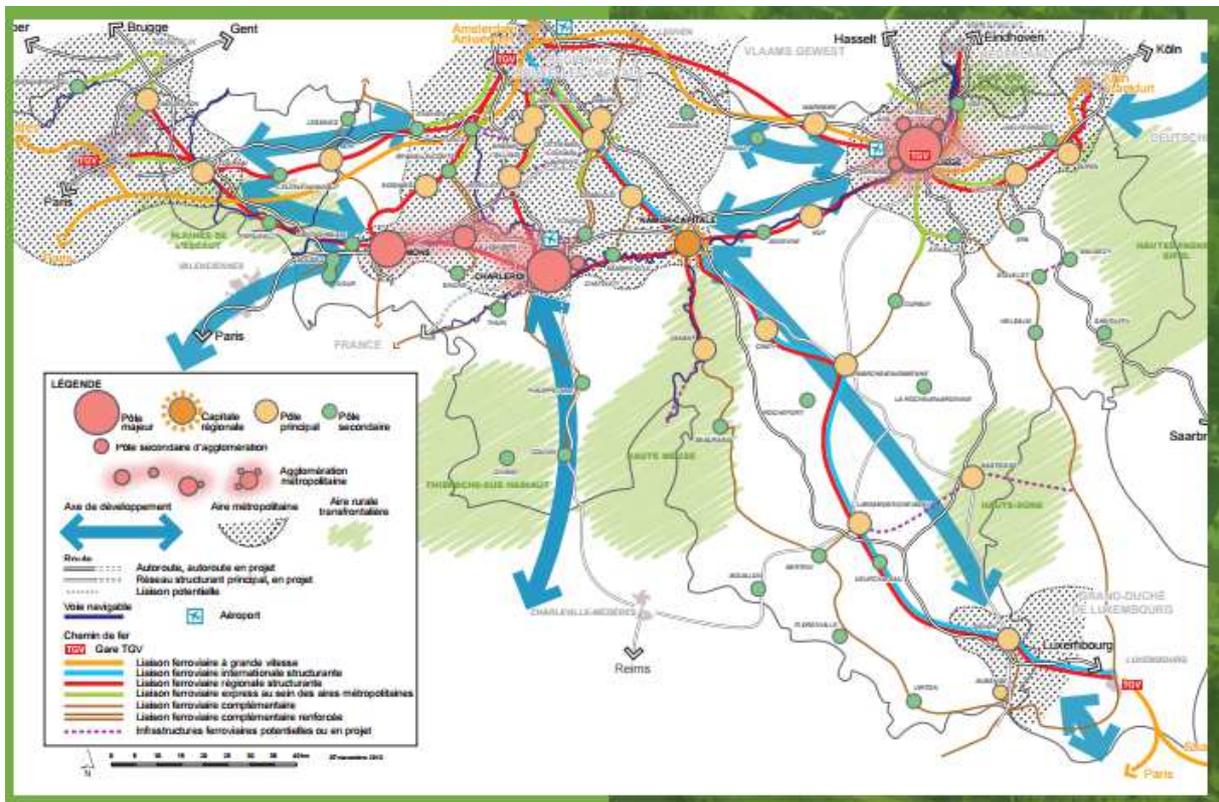


Figure 28. Projet d'actualisation du SDER  
Source : (SPW, 2013)

### 5.6.3. Acteurs concernés

On l'a vu, les politiques d'aménagement du territoire ont une portée régionale et aussi plus locale (essentiellement communale). Dès lors, les acteurs concernés par cette variable seront les élus et les administrations wallonnes et communales mais aussi les citoyens qui seront impactés par les décisions prises et qui souhaitent être entendus par les autorités publiques.

### 5.6.4. Prospective

Face à la nécessité d'actualiser le SDER et après l'échec de la révision de 2013, le Gouvernement wallon travaille actuellement à la préparation d'un nouveau document d'orientation, le Schéma de Développement du Territoire (SDT). Cette nouvelle tentative souligne les difficultés à faire aboutir un projet global de territoire et à l'actualiser. Ceci ne peut que nous interroger sur la capacité de notre société à développer une vision commune en ces matières et, surtout, à la mettre en œuvre.

Après les grands projets d'aménagement du territoire qui faisaient la part belle à la planification, il convient de noter que l'utilisation du territoire se négocie de plus en plus au gré des opportunités

locales ou régionales. *‘La planification et la conception ne sont plus au cœur du métier de l’urbaniste. La mise en débat des différentes visions, la négociation et l’arbitrage, la coordination tant des acteurs que des aspects techniques, juridiques et financiers en constituent les nouvelles facettes’ (Ippersiel 2016).*

## 5.7. La capacité d’interconnexion

### 5.7.1. Définition et indicateurs

La capacité d’interconnexion d’un territoire avec les territoires frontaliers peut se définir comme étant l’ensemble des dispositifs de raccordement (énergétique) avec les territoires frontaliers du dit territoire. Ces capacités d’interconnexions permettent à la fois d’importer et d’exporter de l’énergie. Dans le cadre de cette étude, l’intérêt est principalement porté sur les interconnexions des réseaux électriques d’une part, mais on donne également quelques éléments concernant le réseau de gaz.

- Réseau électrique

Du point de vue des réseaux électriques, les pays d’Europe sont déjà largement interconnectés. Les interconnexions permettent de mettre en commun un certain nombre de ressources électriques (demande électrique, production renouvelable fatale) ; ainsi, les interconnexions favorisent l’utilisation des énergies renouvelables, sécurisent (jusqu’à un certain niveau) les approvisionnements électriques, permettent d’éviter les effondrements de réseaux (*black out*). Par ailleurs, les interconnexions permettent le couplage des marchés de l’électricité.

Le réseau électrique wallon fait partie du réseau électrique belge, qui est directement interconnecté avec les Pays-Bas, le Grand-Duché du Luxembourg ainsi que la France. D’une manière plus générale, la Belgique est située au sein d’un réseau électriquement connecté allant du sud-ouest de l’Europe (Portugal) jusqu’au nord-est de l’Europe occidentale (Pologne) (Elia, n.d.). La Wallonie, quant à elle, est interconnectée avec les autres régions belges, la France et le Grand-Duché du Luxembourg. Ces connexions physiques aux frontières sont représentées sur la carte du réseau électrique haute tension donnée à la figure 29.

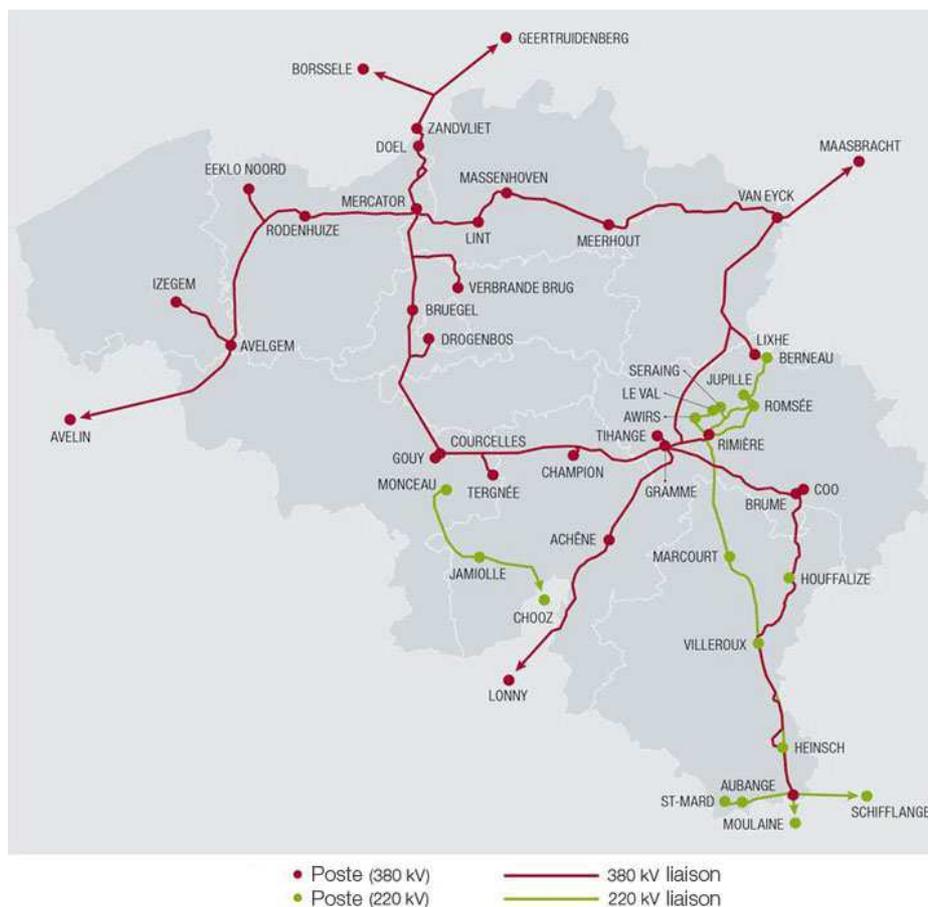


Figure 29. Carte du réseau électrique haute tension du Royaume de Belgique

Source : Elia

Insistons ici sur le fait que, étant donné que le périmètre de cette étude est la Wallonie, il est nécessaire de parler d'interconnexions entre la Wallonie et les autres régions belges, en plus des interconnexions avec les pays voisins.

#### Indicateurs :

Les capacités d'interconnexions permettent de faire transiter des quantités d'énergie avec une certaine puissance en fonction du temps et d'un ensemble de critères de sécurité et fiabilité. Les trois principaux indicateurs sont les suivants:

- la capacité maximale ou capacité de transfert totale disponible (*Total Transfer Capacity, TTC*) pour l'échange d'électricité entre deux réseaux situés sur des territoires voisins, sans que la sécurité du réseau ne soit mise en danger, et sous réserve de faits ou nouvelles informations communiquées au gestionnaire par d'autres acteurs.
- la réserve minimale, également appelée marge de fiabilité de transport (*Transmission Reliability Margin, TRM*) dont doit disposer le gestionnaire du réseau de transport afin d'éventuellement venir en aide aux réseaux situés sur des territoires directement (ou indirectement) interconnectés (il s'agit donc d'une aide internationale),
- La capacité disponible pour les transactions commerciales (*Net Transfer Capacity, NTC*).

A noter que ces indicateurs sont calculés pour une frontière donnée et pour une période de temps considérée, ce qui amène à définir les notions de capacités annuelle, mensuelle, journalière et également intra-journalière. Mentionnons également que ces indicateurs sont définis sur un territoire donné, et que, jusqu'à présent, dans le contexte belge, ils n'ont jamais été calculés pour le territoire wallon.

Enfin, en plus des capacité (exprimées en termes de puissance), on retient également les volumes d'énergie effectivement échangés sur une période de temps donnée, au niveau de chaque frontière.

- Réseau de gaz

Le réseau de transport de gaz est également interconnecté, permettant d'une part d'acheminer en Belgique les ressources en gaz non produites sur le territoire (contrairement à l'électricité, la quasi-totalité du gaz consommé en Belgique est importé), et d'autre part de faire transiter le gaz de frontière à frontière. On distingue les points d'interconnexion des terminaux. Notons également que le gaz est beaucoup plus facilement stockable que l'électricité. Le réseau de transport de gaz belge compte 20 points d'interconnexion vers les réseaux de transport de gaz naturel voisins, ainsi que les installations de *terminalling* et de stockage. En particulier, le réseau de gaz a été développé afin qu'il puisse jouer un rôle de 'plaque tournante centrale' permettant notamment le transport du gaz naturel néerlandais et norvégien vers la France, l'Espagne et l'Italie, le transport du gaz naturel britannique vers l'Europe continentale, le transport du gaz naturel russe vers les Royaume-Uni, l'approvisionnement du Grand-Duché du Luxembourg, et également le transport de gaz réceptionné sous forme liquéfiée au niveau des terminaux de Zeebrugge et Dunkerque (Fluxys, n.d.).

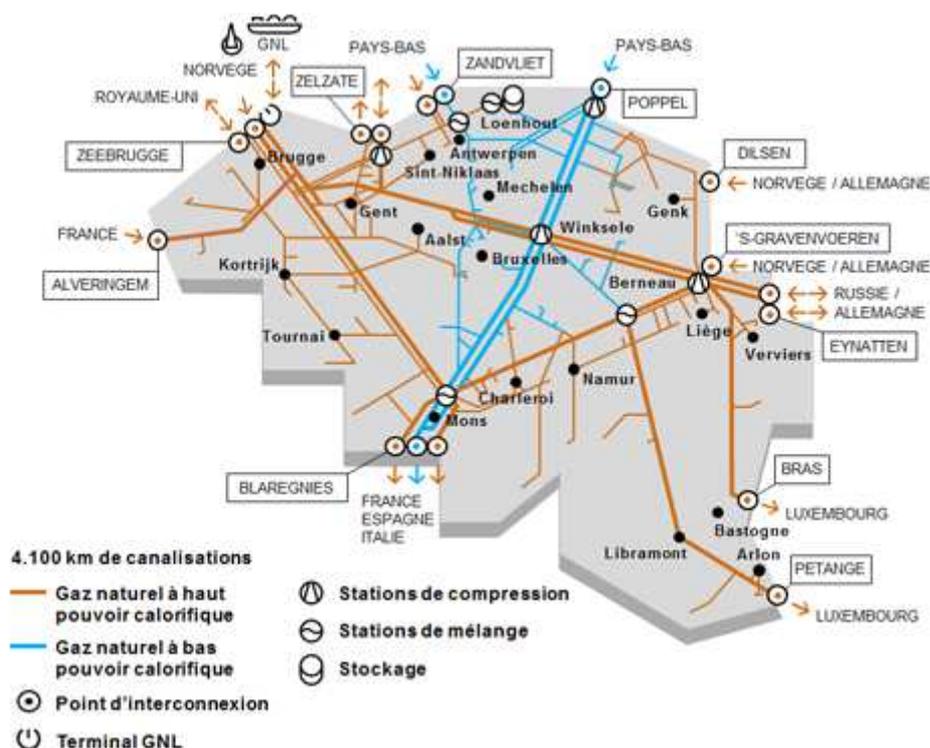


Figure 30. Carte du réseau de gaz du Royaume de Belgique

Source : Fluxys

## Indicateurs :

Les principaux indicateurs des interconnexions du réseau de gaz sont les capacités d'échanges aux différents points frontières des territoires belge et wallon, ainsi que les volumes échangés, pour des périodes de temps et des frontières considérées.

### 5.7.2. Rétrospective

- Quelques repères temporels

Les interconnexions du réseau électrique belge sont assez anciennes, certaines datant même du début du XX<sup>ème</sup> siècle. On ne dispose pas de chiffres de capacité de cette époque car ces interconnexions avaient surtout vocation à offrir un secours mutuel. Les premières capacités qu'on peut qualifier d'échanges datent du début des années 2000. Avant cette date, il s'agissait de contrats bilatéraux permettant de couvrir les participations des producteurs d'électricité dans les centrales situées sur les territoires de pays voisin (par exemple, la centrale nucléaire de Chooz).

En 2005, la Belgique et la France signent un mémoire d'entente afin que les interconnexions entre ces deux pays permettent d'approcher les objectifs suivants : (i) améliorer les échanges d'information entre les gestionnaires de transport, (ii) accroître les capacités d'échange via le renforcement des interconnexions, (iii) œuvrer dans le sens d'un développement du couplage des marchés en Europe, (iv) améliorer la qualité des bilans prévisionnels afin d'accroître la sécurité d'approvisionnement.

La création du forum pentalatéral d'Europe du Centre Ouest, réunissant l'Allemagne, la Belgique, la France, le Grand-Duché du Luxembourg ainsi que les Pays-Bas, a abouti, après deux années de travaux, à la signature d'un mémoire d'entente sur le couplage des marchés de l'électricité et la sécurité d'approvisionnement.

- Historique récent des volumes échangés

Bien que la Belgique soit importatrice nette d'électricité, on observe au niveau de la Wallonie une situation tout à fait différente. La Wallonie est exportatrice nette d'électricité (principalement vers Bruxelles) comme illustré à la figure 30 grâce à la surpuissance de son parc électronucléaire.

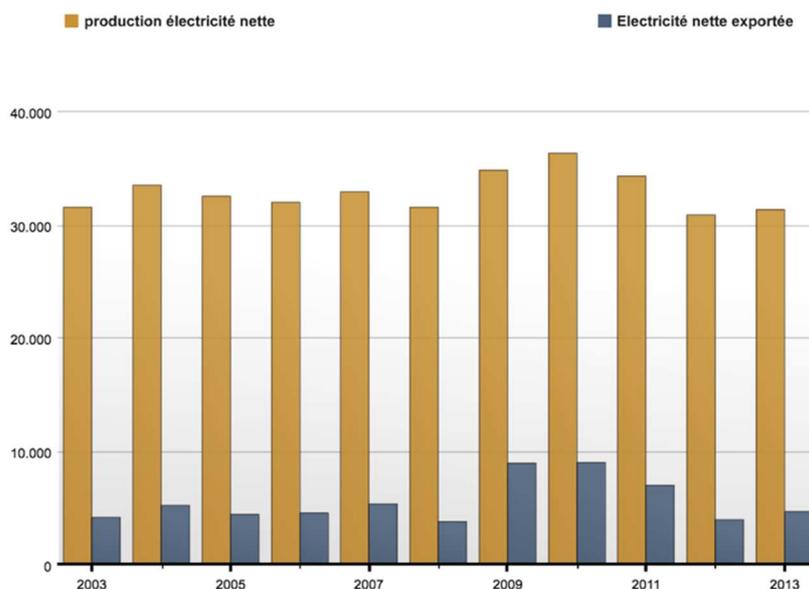


Figure 31. Evolution de la production et de l'exportation d'électricité nette en Wallonie (GWh)

Source : (SPW DGO3, n.d.)

En ce qui concerne les importations les importations de gaz (au niveau Belge), on donne à titre informatif en figure 32 l'historique récent des importations de gaz en fonction des pays d'origine.

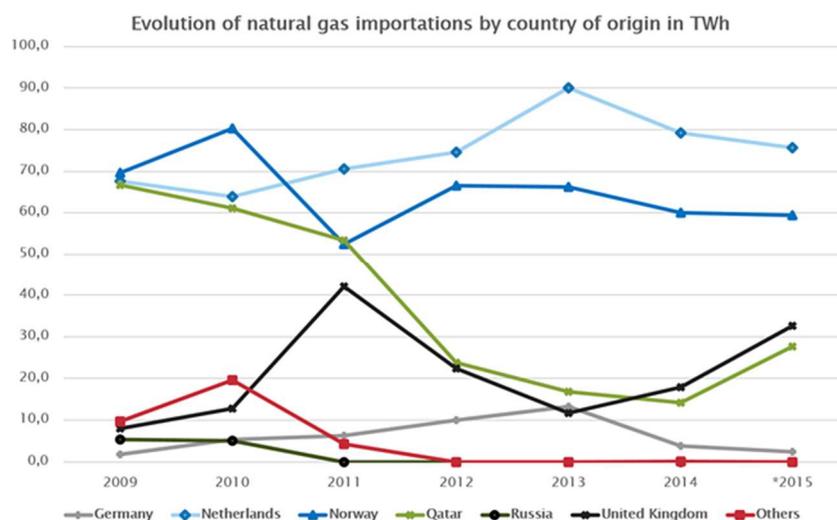


Figure 32. Evolution des parts respectives des importations de gaz en fonction des pays d'origine

Source : (FEBEG, n.d.)

### 5.7.3. Acteurs concernés

Les capacités d'interconnexion concernent principalement deux grands acteurs : le gestionnaire du réseau de transport d'électricité (ELIA), ainsi que le gestionnaire du réseau de transport de gaz (Fluxys).

D'autre part, ces capacités impactent également directement les fournisseurs d'énergie dont l'approvisionnement peut se faire à l'étranger, ainsi que les producteurs qui peuvent vendre leur électricité à l'étranger également.

#### 5.7.4. Prospective

Il apparaît que les capacités d'interconnexions sont appelées à être développées, principalement pour la raison que, étant donné leur caractère plus disséminé, les énergies renouvelables nécessitent de plus grandes surfaces pour être collectées. En conséquence, dans un scénario tendant vers le 100% renouvelable (et excluant le nucléaire), les territoires densément peuplés et fortement industrialisés tels que le Benelux, seront potentiellement plus susceptibles d'importer leur énergie.

Différents projets d'interconnexions sur des distances encore plus longues sont à l'étude, dans le cadre de projets de type *global grid* ou *super grid*, visant à connecter électriquement des zones situées à des longitudes et/ou latitudes suffisamment éloignées afin d'offrir une décorrélation des gisements (Chatzivasileiadis *et al.*, 2013) et (Chatzivasileiadis *et al.*, 2014). Plus localement, et à plus court terme, mentionnons notamment le projet ALEGrO visant à relier la Wallonie à l'Allemagne au moyen d'une ligne à courant continu d'ici 2020 (Elia, n.d.), ainsi que le projet Nemo Link visant à relier la Flandre au Royaume uni, à l'horizon 2019 (Elia, n.d.).

### 5.8. Les capacités de stockage et la flexibilité

#### 5.8.1. Définition et indicateurs

Les capacités de stockage et de flexibilité sont souvent associées de par le fait qu'elles représentent deux solutions complémentaires au problème des intermittences intrinsèques à la production électriques à partir de ressources renouvelables.

##### 1°) Capacités de stockage

La capacité de stockage est l'ensemble des dispositifs permettant de stocker de l'énergie sur un territoire donné. Ces dispositifs de stockage englobent un ensemble de technologies dont la variété ne cesse d'augmenter. Dans le cadre de cette étude, l'intérêt est principalement porté sur les capacités de stockage et de flexibilité du réseau électrique, mais on donne également quelques éléments concernant le réseau de gaz.

- Electricité

Les principales technologies disponibles pour le stockage de l'électricité peuvent être réparties en 4 grandes catégories :

- (i) le stockage mécanique : il inclut notamment les centrales de pompage-turbinage, également Station de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP), ainsi que les autres formes de stockages utilisant la force gravitationnelle, le stockage mécanique faisant appel aux volants d'inertie, et enfin le stockage sous forme d'air comprimé ;
- (ii) le stockage électrochimique et magnétique : il inclut essentiellement tous les types de batteries dites conventionnelles (plomb-acide, Nickel-Cadmium, Lithium-Ion, etc), les batteries haute température (accumulateur sodium-soufre, piles thermiques), le stockage utilisant des supercondensateurs ou des supraconducteurs (stockage d'énergie magnétique supraconductrice) ;
- (iii) le stockage chimique, en utilisant notamment l'hydrogène ou le méthane ;

- (iv) le stockage thermique, par exemple en utilisant des sels fondus.

Actuellement, le stockage d'électricité faisant appel au pompage-turbinage domine largement le paysage du stockage d'électricité à grande puissance (c'est à dire du même ordre de grandeur que les centrales les plus puissantes). Les autres technologies de stockage d'électricité sont utilisées à de plus faibles niveaux de puissance. Il existe deux sites de pompage-turbinage en Belgique : la centrale de Coo-Trois-Ponts, située en Province de Liège, ainsi que la centrale du barrage de la Plate Taille, située à cheval sur les Provinces du Hainaut et de Namur. La centrale de Coo est capable de fournir une puissance électrique allant jusqu'à 1 164 MW pour une capacité de stockage maximale de 5000 MWh (ENGIE 2015). La centrale de la Plate Taille est composée d'une turbine de pompage-turbinage d'une puissance de 140 MW pour une capacité maximale de 950 MWh (SOFICO, n.d.).

#### **Indicateurs :**

En ce qui concerne le réseau électrique, les principaux indicateurs des capacités de stockage sont les niveaux de puissance de charge et de décharge sur l'ensemble des dispositifs, ainsi que les volumes maximaux de stockage, de l'ensemble des dispositifs de stockage accessibles.

- Gaz

Le réseau de transport de gaz est interfacé avec un ensemble de dispositifs de stockage. Le gaz peut être stocké sous pression, à l'état gazeux, ou bien sous forme liquide, de façon aérienne ou bien souterraine.

#### **Indicateurs :**

Les principaux indicateurs des capacités de stockage en gaz sont l'ensemble des paramètres liés aux dépôts de gaz (puissances et volumes).

#### 2°) Capacité de flexibilité

La notion de flexibilité s'applique principalement aux réseaux électriques. Il s'agit de l'aptitude des consommateurs (de tous types : industriels, particuliers, institutions publiques, etc.) à moduler dans le temps, et de façon non-routinière, leur consommation électrique. Les raisons conduisant à la nécessité de flexibilité sont multiples (fluctuations des productions photovoltaïques et éoliennes, effacement de pointe, variation des prix de l'électricité, etc.).

On parle également de la flexibilité de la production, mais il s'agit d'un abus de langage. La notion sous-jacente est en réalité celle de 'suivi de charge', c'est à dire la pratique qui consiste à faire varier la puissance de fonctionnement d'une centrale de façon à l'adapter aux variations de la demande des consommateurs. Cette capacité à suivre la charge diffère fortement d'une technologie à l'autre.

Depuis quelques années, un nouvel acteur a fait son apparition dans le paysage de l'industrie électrique : l'agrégateur de flexibilité (CRE, n.d.). Son émergence provient du fait que, étant donné la faible valeur de la flexibilité qui peut être offerte par des petits consommateurs (typiquement, des petites entreprises, voire même des résidentiels), il est naturel de considérer ces petits potentiels de flexibilité de manière agrégée. Les agrégateurs de flexibilité gèrent un grand nombre de sites, constituant ainsi un portefeuille de flexibilité. Leur rôle est non seulement de piloter ce portefeuille de flexibilité afin d'atteindre des objectifs d'effacement de pointe, mais également d'offrir un accès au

marché à de petites capacités ne sachant pas y entrer seules en raison de leur trop petite taille, et donc, de façon imagée, l'agrégateur de flexibilité se présente comme une centrale électrique virtuelle. Afin d'être en mesure de jouer son rôle de manière efficace, l'agrégateur de flexibilité doit avoir accès à un maximum de mesures en temps réel sur son portefeuille de flexibilité. De ce point de vue, l'agrégateur de flexibilité est à la fois un bénéficiaire et un contributeur de l'intelligence des réseaux (le *smart grid*).

#### **Indicateurs :**

La flexibilité globale au niveau d'un territoire peut se mesurer via les capacités d'effacement de l'ensemble des agrégateurs de flexibilité sur un territoire donné. On utilise parfois l'unité 'négawatt' (NW).

### **5.8.2. Rétrospective**

La centrale de Coe, a été construite en deux phases. La première phase, achevée en 1972, a permis la mise en service de l'unité Coe 1 (474 MW). La deuxième phase, achevée en 1979, a vu la mise en service de Coe 2 (690 MW). La centrale de pompage-turbinage de la Plate Taille (140 MW) a également été mise en service au début des années septante. En 2013, la quantité d'électricité ayant été produite par turbinage après stockage via pompage représentait 4.3% de la production annuelle d'électricité (SPW, n.d.).

Des techniques d'effacement de pointes étaient déjà mises en œuvre dans les années cinquante en France : l'électricité produite en surabondance à certains moments de l'année par les barrages hydroélectriques était proposée à un tarif préférentiel à certains industriels (fonderies), qui s'engageaient, en contrepartie, à ne pas consommer d'électricité à d'autres moments de l'année (Piatek & Béhin, 2012). L'activité d'agrégateur de flexibilité telle qu'on la connaît aujourd'hui a pris son essor au cours de la dernière décennie. Actuellement, certains agrégateurs gèrent des portefeuilles dont la capacité totale d'effacement dépasse le Gigawatt (GW).

### **5.8.3. Acteurs concernés**

Les principaux acteurs concernés par les capacités de stockage et de flexibilités sont les producteurs et fournisseurs d'électricité, les agrégateurs de flexibilité, le gestionnaire du réseau de transport.

### **5.8.4. Prospective**

ENGIE-Electrabel étudie actuellement la possibilité d'étendre la puissance de la centrale de Coe-Trois-Ponts, en creusant un troisième bassin supérieur, ainsi qu'en installant deux pompes-turbines supplémentaires d'une puissance de 300 MW chacune, augmentant ainsi de 3000 MWh la capacité totale de stockage du site (La Libre.be, 2015), (Engie, 2015).

La diminution des coûts du stockage de l'électricité en utilisant des batteries fait l'objet de beaucoup d'attention. La Deutsche Bank a récemment publié une étude annonçant une division des coûts des batteries par 7 à un horizon de 5 ans (Shah & Booreman-Phelps, 2015). Ces estimations de baisse des coûts des batteries sont à mettre en relation avec le déploiement des véhicules électriques, qui s'intégreront dans le paysage électrique à la fois comme capacités de stockage et comme charges

flexibles supplémentaires. Le potentiel de *vehicule-to-grid* (c'est à dire la capacité de génération que pourront offrir les flottes de véhicules connectés au réseau) est également à l'étude (NREL, n.d.).

De nombreux espoirs sont également fondés sur les technologies dites *power-to-gas* (Lehner *et al.*, 2014), (ADEME, n.d.). Le principe est de convertir l'énergie électrique (par exemple quand elle est produite de façon excédentaire avec des moyens de production à coût marginal nul) sous forme de gaz de synthèse en utilisant notamment l'hydrolyse de l'eau. Les gaz produits (dihydrogène, méthane) peuvent ensuite être réinjectés dans le réseau de transport de gaz. Ils peuvent également être stockés, puis restitués sous forme d'électricité en utilisant le principe des piles à combustible.

Les technologies de stockage utilisant les volants d'inertie pourraient également être appelées à jouer un rôle dans le stockage courte durée (de l'ordre de quelques heures) de l'énergie produite par les panneaux photovoltaïques, donnant ainsi un caractère beaucoup plus pilotable à la production photovoltaïque (Le Monde, 2015).

## 5.9. La demande d'énergie

### 5.9.1. Définition et indicateurs

La demande mondiale en énergie a plus que doublé sur les 40 dernières années (AIE, 2017). Sous l'effet de la croissance démographique et économique tirée principalement par les pays émergents, cette demande pourrait encore croître de 30% d'ici 2040 (AIE, 2017). Couplée aux évolutions géopolitiques, ce phénomène s'accompagne d'une nouvelle évolution du centre de gravité de l'énergie.

La demande globale d'énergie primaire est actuellement satisfaite à 80% par des énergies fossiles. Au vu de l'inertie du secteur énergétique, notamment la longueur des cycles d'investissement, le *mix* énergétique mondial pourrait rester fortement carboné à l'horizon 2050, avec probablement une croissance encore importante du gaz et du charbon (AIE, 2107). Pour l'essentiel, les réserves relativement abondantes des ressources fossiles conventionnelles et non conventionnelles sont concentrées dans un nombre limité de pays. Cette dépendance mondiale aux combustibles fossiles soulève un premier enjeu global : celui de la sécurité et des conditions d'approvisionnement de l'énergie.

La dépendance aux énergies fossiles soulève également l'enjeu de l'impact climatique lié à leur utilisation. Avec la signature de l'Accord de Paris, les parties à la Convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques ont décidé de se donner comme objectif de limiter la hausse des températures moyennes à 2°C à long terme, voire à 1,5°C, par rapport aux niveaux préindustriels. Pour atteindre cet objectif, les travaux du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (IPCC, 2014) indiquent qu'un effort de réduction de moitié des émissions mondiales à l'horizon 2050 est nécessaire.

Les évolutions géopolitiques, au même titre que les percées technologiques des techniques de production et de consommation, jouent un rôle crucial dans l'évolution de la demande (et de l'offre), pour les différents vecteurs énergétiques. Un autre facteur-clé de l'évolution de la demande est l'ampleur des substitutions possibles entre les différents vecteurs énergétiques : la plupart des

observateurs s'accordent sur la part relativement plus importante des énergies peu carbonées et partant de l'électricité et du gaz.

D'un point de vue plus européen, environ un quart de toute l'énergie utilisée est du gaz naturel et la plupart des Etats membres importent presque toute cette fourniture. Certains Etats membres sont également fortement dépendants d'une seule source de gaz ou bien d'une seule voie de transport pour la fourniture de la majorité de leur gaz. Ainsi, toute perturbation sur une voie d'approvisionnement causée par un défaut d'infrastructure ou par un problème de nature plus politique (par exemple, le litige entre la Russie et l'Ukraine de 2009) peut avoir un impact significatif sur l'approvisionnement en gaz de certaines Etats de l'Union européenne. En matière de fourniture d'électricité, la Commission constate que de nombreux États ne disposent actuellement d'aucun cadre adéquat en matière de sécurité de l'approvisionnement en électricité et recourent, pour évaluer leur situation, à des pratiques obsolètes et incohérentes. Selon la Commission, la mise en place de mécanismes de capacité pour garantir la sécurité de l'approvisionnement ne devrait par ailleurs être envisagée que si cela se révèle nécessaire et compte tenu du potentiel d'amélioration de l'efficacité énergétique et de modulation de la demande (Commission européenne, 2016c).

Face à ces constats et évolutions, le consommateur est placé au centre des préoccupations. En effet, la transition énergétique actuelle, et en dépit de l'inertie propre au système, permet aux consommateurs de jouer un rôle de plus en plus central et d'innover. Les consommateurs peuvent produire leur énergie (souvent de l'électricité), la stocker, la revendre, valoriser la gestion active de leur consommation et tirer un avantage économique de ce rôle actif.

La gestion de la demande est une tendance qui se renforce, tant pour l'électricité que pour le gaz et offre de nouvelles perspectives pour les acteurs existants et de nouveaux acteurs.

L'évolution de la demande (et de l'offre) a bien sûr un impact important sur le dimensionnement des réseaux de distribution d'énergie. Cette évolution est le fruit de la combinaison de différents facteurs, en ce compris l'évolution de la démographie wallonne et ses impacts sur l'habitat et la rénovation, l'urbanisation, l'évolution des comportements, l'évolution de la structure de l'économie wallonne, l'électrification des secteurs du transport et du bâtiment, l'utilisation de carburants alternatifs, etc.

Les principaux indicateurs permettant de suivre l'évolution de la demande sont entre autres (liste non exhaustive) :

- l'évolution de la consommation énergétique par secteurs,
- l'évolution de la consommation énergétique par vecteurs,
- l'évolution de la technologie,
- la structure de l'activité économique (part du tertiaire, part de l'industriel),
- la structure de l'aménagement du territoire, structure de l'habitat, urbanisation, création de zonings, etc.
- l'évolution de l'offre, apparition de nouveaux besoins liés à l'évolution démographique, sociologique et technologique,
- l'évolution des technologies et par exemple pour le chauffage le report des besoins en chaleur vers les applications électriques (pompes à chaleur par exemple),
- des indicateurs spécifiques comme par exemple

- pour le transport : demande totale de transport, parts modales des différents modes de transport, consommation d'énergie des véhicules, etc.,
- pour le bâtiment : nombre de bâtiments dans le parc total de bâtiment, PEB moyenne ou par type de bâtiments, part des systèmes de chauffage et des sources d'énergies utilisés, etc.,
- pour l'industrie : consommations spécifiques, niveau d'efficacité énergétique, part de chaque vecteur et substitution entre vecteurs, etc.

### 5.9.2. Rétrospective

L'Union européenne, largement importatrice d'énergie, a pris acte des enjeux de sécurité d'approvisionnement énergétique et d'impact climatique des énergies fossiles.

Elle a ainsi énoncé des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité de façon à assurer le bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité, un niveau approprié d'interconnexion entre les États membres, un niveau adéquat de capacité de production, et l'équilibre entre l'offre et la demande. Au vu de l'importance capitale du gaz pour l'approvisionnement énergétique de l'Union européenne et en réponse à la crise du gaz russo-ukrainienne pendant l'hiver 2008-2009, le règlement (UE) n° 994/2010 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz a été adopté en 2010 (Parlement européen, 2010). Il vise à renforcer la prévention et les mécanismes de réponse aux crises. En mai 2014, la Commission avait publié sa stratégie européenne pour la sécurité énergétique (Commission européenne, 2014). La stratégie vise à garantir un approvisionnement énergétique stable et abondant pour les citoyens européens et pour l'économie. Elle définit des mesures telles que l'augmentation de l'efficacité énergétique, la production d'énergie indigène et la mise en place des maillons manquants en matière d'infrastructure afin de réorienter l'énergie là où elle est nécessaire et au moment d'une crise. Ce cadre est actuellement en cours de révision et présenté dans la partie prospective de cette variable.

Au plan régional, les crises économiques successives et le déclin de l'industrie lourde au profit d'une économie plus orientée vers les services, combinés notamment aux politiques relatives à l'isolation de l'habitat et à l'amélioration des performances énergétiques de l'industrie ont influencé la demande en énergie en Wallonie (121 TWh en 2014, tous vecteurs confondus) et sa répartition par secteur et par vecteur (IWEPS, 2017).

Ainsi, en accord avec l'évolution du secteur industriel en Wallonie, les secteurs du transport, de l'habitat et le secteur tertiaire ont vu leur part relative augmenter au détriment du secteur industriel : la structure de la consommation finale d'énergie s'est modifiée, notamment du fait que la part du secteur industriel s'est fortement réduite (elle est de 36 % en 2014 et de 43 % en 2008). Viennent ensuite le secteur du transport (30 % contre 19 % en 1990) et du logement (23 %). À eux trois, ces secteurs représentent près de 90 % de la consommation finale.

Au niveau des vecteurs, la consommation énergétique de l'électricité a augmenté de plus de 50% en 20 ans dans le secteur de l'habitat et de plus de 90% dans le secteur tertiaire tandis qu'au niveau industriel, elle a stagné après avoir progressé jusqu'à la crise économique de 2009 (IWEPS, 2017).

### 5.9.3. Acteurs concernés

L'ensemble des acteurs de la société est concerné par les évolutions de la demande d'énergie.

Le développement de nouveaux produits et services énergétiques (DSM, stockage, solutions de flexibilité, réseaux communicants, etc.) et l'apparition de nouveaux types d'acteurs contribuent à changer profondément le paysage énergétique.

A l'avenir, il sera crucial de permettre à ces consommateurs (résidentiels, professionnels, collectivités locales, devenus entretemps pour certains des consommateurs) de jouer un rôle actif dans la transition énergétique et le fonctionnement des marchés. Ils devront pouvoir produire leur énergie, la stocker, la revendre. Ils devront aussi être autorisés à valoriser la gestion active de leur consommation quand cela sera nécessaire et tirer un avantage économique de ce rôle actif. Cela demandera d'améliorer leur niveau de compréhension des mécanismes de marchés, de développer de nouveaux produits et services et la mise à disposition d'information en temps réel.

### 5.9.4. Prospective

La demande en énergie, tant par secteurs que par vecteurs, va continuer d'évoluer en Wallonie. L'évolution vers plus de mobilité électrique, l'évolution du secteur du bâtiment, l'électrification de certains secteurs industriels provoqueront une croissance de la consommation électrique et pourraient avoir une influence sur le réseau de gaz.

Cette évolution devra en tous les cas se conformer au cadre juridique et politique européen en cours d'évolution. A cet égard, la Commission a publié en février 2016 une proposition de règlement visant à assurer la sécurité d'approvisionnement du gaz puis en novembre 2016 une proposition pour un règlement pour la préparation aux risques dans le secteur électrique et qui vise à remplacer la directive sur la sécurité d'approvisionnement (Commission européenne, 2016c). Cette dernière proposition a été complétée par un rapport final sur une enquête sectorielle concernant les mécanismes de capacité. Ce dernier encourage la participation de tous les fournisseurs de capacité nationaux et européens dans le cadre de ces mécanismes afin de faire face au problème de sécurité d'approvisionnement (Commission européenne, 2016b).

La proposition pour un nouveau règlement concernant des mesures pour la sécurité d'approvisionnement du gaz prévoit une approche régionale pour faire face aux menaces de manque d'approvisionnement. Ainsi la Belgique est regroupée avec la France, le Luxembourg, l'Espagne, les Pays Bas et le Portugal. Tous les quatre ans, les autorités compétentes nationales de chaque groupe devront de façon conjointe identifier et évaluer les risques potentiels pour la sécurité d'approvisionnement. Elles devront également développer des plans d'action préventifs et des plans d'urgence. Les Etats membres devront également assurer un niveau d'infrastructures suffisants pour satisfaire la demande en cas de pic. La proposition prévoit en outre un nouveau principe de solidarité en cas de crise de fourniture du gaz.

Dans le secteur de l'électricité, la proposition prévoit des mesures pour faire face aux risques de pénurie d'approvisionnement et la gestion de crise relatives au système électrique de l'Union européenne, à la suffisance des ressources et la sécurité d'approvisionnement en électricité.

Les nouveaux règlements seront obligatoires dans tous leurs éléments et directement applicables dans chaque Etat membre (pas besoin de mesures de transposition). Ces éléments démontrent que la sécurité d’approvisionnement en énergie fait partie des préoccupations politiques importantes au plan de l’Union européenne et influenceront sans aucun doute la Wallonie.

Aussi, pour être conforme aux exigences européennes et avancer plus loin dans la transition énergétique, la Wallonie devra vraisemblablement revoir ses engagements et ses ambitions à la hausse<sup>33</sup>. A cet égard, plusieurs études s’accordent sur le potentiel d’économies d’énergie encore à réaliser en Wallonie dans l’habitat, le transport, l’industrie et, dans une moindre mesure, l’agriculture (Devogelaer *et al.*, 2012 ; GEMIX, 2012).

La demande est le corollaire direct de l’offre d’énergie<sup>34</sup> : trop de demande induira des importations élevées, trop d’offre induira de l’exportation ou du stockage. La demande comme l’offre sont soumis à des évolutions liées tant à l’environnement interne qu’à l’environnement externe de la Wallonie.

L’efficacité énergétique couplée à une plus grande autoconsommation d’énergie renouvelable locale vont également influencer significativement le réseau puisque, dans certains cas, la demande pourrait être fortement réduite (et nécessitera donc moins voire pas de réseau). Cette demande sera aussi influencée par l’évolution des comportements de consommation et par l’évolution technologique, les innovations étant en mesure de modifier rapidement et considérablement le paysage énergétique. La rapidité avec laquelle les coûts technologiques évoluent pour les sources d’énergie renouvelables, les batteries, l’éclairage LED, les éoliennes et panneaux solaires photovoltaïques a par exemple été largement sous-estimée<sup>35</sup>. Si une telle évolution devait se matérialiser pour les solutions de stockage, c’est l’ensemble du système énergétique qui sera amené à évoluer.

La Wallonie devra également préciser les mécanismes tarifaires qui favoriseront la rencontre harmonieuse d’une offre intermittente et d’une demande flexible, au travers des réseaux et également au travers des évolutions par exemple des capacités de raccordement flexible et des compteurs bidirectionnels.

Au vu de leurs coûts importants, les investissements réalisés dans le système énergétique et notamment dans les réseaux devront démontrer leur pertinence et leur rentabilité, tant en termes d’évolution territoriale, de flexibilité que d’évolution de la demande et de *mix* énergétique.

---

<sup>33</sup> La Commission européenne, dans son dernier rapport sur la situation macro-économique de la Belgique, note d’ailleurs que *‘Belgium urgently needs a comprehensive view of its long-term energy landscape and roadmap to arrive there’* (Commission européenne, 2016a).

<sup>34</sup> La variable ‘Demande’ fait l’objet de cette fiche et la variable ‘Offre’ voit ses différents constituants repris dans d’autres variables.

<sup>35</sup> Voir par exemple <http://www.mckinsey.com/about-us/new-at-mckinsey-blog/a-revolutionary-tool-for-cutting-emissions-ten-years-on>

## 5.10. L'intelligence des réseaux

### 5.10.1. Définition et indicateurs

La notion d'intelligence des réseaux s'entend essentiellement dans le contexte des réseaux électriques. Les réseaux électriques dits 'intelligents' sont souvent qualifiés de *smart grid*, expression anglophone tendant à s'imposer comme dénomination d'un type de réseau de transport et distribution d'électricité utilisant un ensemble de technologies dites 'nouvelles' (essentiellement les technologies de l'information) permettant d'optimiser la production, la distribution et la consommation, et éventuellement le stockage de l'électricité, pour augmenter l'efficacité de l'ensemble du réseau électrique, du producteur au consommateur final. La *smartification* du réseau électrique ne constitue pas une 'rupture' avec le fonctionnement historique du réseau, étant donné qu'elle vise toujours à assurer une sécurité d'approvisionnement, mais elle est appelée à jouer un rôle de plus en plus visible dans le contexte d'une production électrique de plus en plus intermittente associée à une électrification progressive de la mobilité (et d'autres usages traditionnellement non électrifiés).

En résumé, l'intelligence des réseaux peut se définir comme le niveau d'ajouts auxiliaires en termes d'outils informatiques, et en particulier d'outils de traitement de données, permettant de gérer de nouveaux flux issus de capteurs dans le but d'optimiser le fonctionnement des réseaux en termes de coûts, de capacité, de fiabilité, de robustesse et de durabilité.

Parmi les éléments nécessaires à l'amélioration de l'intelligence des réseaux, on retrouve les compteurs communicants (de l'anglais, *smart meter*), dont le rôle est de permettre de mesurer et de facturer en temps réel la consommation, cela dans un but d'inciter les acteurs à différer leur consommation à des moments plus favorables pour le réseau électrique. Ce type de compteur permettra également à terme de contrôler directement certaines charges résidentielles (typiquement, les ballons d'eau chaude et radiateurs électriques, les véhicules électriques en charge, etc.), afin d'augmenter le degré de contrôle de la demande en électricité (*Demand Side Management*).

Parce que l'existence des *smart grid* repose largement sur l'accès à un ensemble de données, le concept de *smart grid* est également lié aux méthodes de traitement de données (intelligence artificielle, *machine learning*) permettant de traiter de telles données. En effet, les chercheurs travaillant dans le domaine des *smart grids* utilisent de plus en plus de telles techniques dans leurs constructions algorithmiques. Ces algorithmes visent par exemple à optimiser les stratégies de pilotage des équipements (en particulier pour la recharge des véhicules électriques), ou pour calculer des indicateurs de prix permettant d'orienter le comportement des consommateurs dans une direction favorable au réseau électrique.

#### **Indicateurs :**

Le degré d'intelligence des réseaux, en particulier du réseau électrique, peut se mesurer au travers du degré d'installation de capteurs de données (en particulier, les compteurs intelligents), ainsi que par les quantités de données recueillies et traitées par les différents acteurs du *smart grid*. Par ailleurs, le degré de technicité des solutions algorithmiques utilisées pour traiter ces données est également un

indicateur pertinent, lequel peut être indirectement appréhender par les budgets alloués en recherche et développement pour les développer.

#### 5.10.2. Rétrospective

Une pratique déjà ancienne qu'on pourrait identifier comme étant une première forme 'd'intelligence de réseau' est le tarif différencié jour-nuit (et ses différentes variantes). Ces différentes techniques de tarifs différenciés visaient à inciter à la consommation différée afin de (i) partiellement lisser la pointe et (ii) tirer profit de volumes d'électricité quasi-fatale (typiquement, la production d'électricité d'origine nucléaire assez difficilement modulable). D'autre part, la question de l'optimisation de l'entièreté de la chaîne de production d'électricité pour faire face à la demande est abordée depuis la genèse des réseaux électriques, et n'est donc pas nouvelle (voir, par exemple, le problème de *Unit Commitment*).

En revanche, le concept de *smart grid* a fortement gagné en notoriété lors de la dernière décennie, probablement en raison de la croissance de la production électrique issue de moyens de production à partir de ressources renouvelables, et des problèmes d'intermittence qui sont associés à ces ressources. Une telle production fatale (qui ne peut être interrompue) étant moins pilotable qu'une production classique à base de combustibles, se pose alors naturellement la question de, progressivement, intégrer la demande en électricité à l'ensemble des variables contrôlables.

L'installation de compteurs intelligents au sein des pays européens a commencé au cours de la décennie 2000, certains pays ayant déjà (pratiquement) achevé leur déploiement (Suède, Italie) (Borchardt, 2014), et de nombreux autres pays l'ayant amorcé. En Belgique, le déploiement de tels compteurs n'en est à l'heure actuelle qu'au stade préliminaire.

#### 5.10.3. Acteurs concernés

La notion d'intelligence des réseaux étant transversale à l'ensemble du réseau électrique, elle concerne l'ensemble des acteurs apportant des solutions faisant appel à des mesures de données ainsi qu'à l'algorithmique pour traiter ces données.

#### 5.10.4. Prospective

La littérature scientifique abonde de travaux tendant à montrer que la *smartification* du réseau électrique sera une étape incontournable de la transition énergétique (Farhangi, 2010 ; Rifkin, 2012). En Belgique, la question du déploiement des compteurs intelligents relève des compétences des régions. Le gouvernement de la région Flamande a annoncé la généralisation des compteurs intelligents pour 2019<sup>36</sup>. Les régions Bruxelloises et Wallonne ne devrait également pas tarder à avancer en ce sens.

Les progrès récents des techniques de traitement de données, en particulier dans le domaine de l'intelligence artificielle et du *deep learning* (LeCun *et al.*, 2015) ont donné naissance à de nouveaux algorithmes dont certains sont d'ores et déjà appliqués au domaine de l'énergie (François-Lavet *et al.*,

---

<sup>36</sup> <http://www.flanderstoday.eu/politics/fifth-column-smart-energy>

2016). Ces techniques vont certainement prendre une part croissante dans la résolution de nouvelles générations de problèmes d'optimisation issus du *smart grid*. Mentionnons également les technologies de *distributed ledgers* (et en particulier, la *blockchain*) qui, associées aux *smart contracts*<sup>37</sup>, permettent déjà à des prosummateurs d'échanger de l'électricité en mode *peer-to-peer*, de façon optimisée, transparente et sécurisée (voir notamment le projet expérimental Brooklyn<sup>38</sup>).

Le traitement des données recueillies à partir de l'ensemble des compteurs intelligents (et potentiellement d'autres capteurs dans le futur), associé au fait que certains équipements domestiques puissent (*a priori*) échapper au contrôle du consommateur, ne sont pas sans poser des questions relatives à la protection de la vie privée (McDaniel & McLaughlin, 2009). A cela, il faut ajouter le fait que de nouveaux acteurs des réseaux électriques sont appelés à jouer un rôle croissant dans la transition énergétique (par exemple, les agrégateurs de flexibilité), et ces acteurs auront également de plus en plus besoin de données pour mettre au point des services compétitifs. Le contrôleur européen de la protection de données anticipe d'ores et ces questions<sup>39</sup>. Cet aspect de l'évolution de l'intelligence des réseaux est à mettre en relation avec l'évolution de la cybersécurité des réseaux.

## 5.11. Le *mix* électrique

### 5.11.1. Définition et indicateurs

Le *mix* électrique est la répartition des différentes sources d'énergies primaires consommées pour la production d'énergie électrique, sur une période de temps et un territoire donnés.

On peut également définir un ensemble de ratios liés aux parts relatives des différentes technologies permettant de produire de l'électricité. Par exemple, la part d'électricité produite à partir de ressources renouvelables est le ratio entre la quantité d'électricité produite à partir de ressources d'énergie renouvelables et la consommation brute d'électricité sur une période de temps et un territoire donnés. De même, la part d'électricité nucléaire est le ratio entre la quantité d'électricité produite à partir de centrales nucléaires et la consommation brute d'électricité sur une période de temps et un territoire donnés.

Le ratio renouvelable / nucléaire est un quotient dont le numérateur est la quantité d'électricité produite à partir de ressources renouvelables et dont le dénominateur est la quantité d'électricité produite à partir de centrales nucléaires sur une période de temps et un territoire donnés.

La notion de production décentralisée est relative au fait que la production, d'une puissance de l'ordre de quelques kW, se fait de manière rapprochée de la consommation (ex : photovoltaïque résidentiel). Les surplus non consommés et/ou stockés sont réinjectés sur le réseau, la plupart du temps au niveau basse-tension. Le rapport production centralisée / décentralisée est un quotient dont le numérateur correspond à la quantité d'électricité ayant été produite de façon décentralisée et le dénominateur la quantité d'électricité ayant été produite de manière centralisée, c'est-à-dire à partir de centrales, de

<sup>37</sup> [https://fr.wikipedia.org/wiki/Contrats\\_intelligents](https://fr.wikipedia.org/wiki/Contrats_intelligents)

<sup>38</sup> <http://brooklynmicrogrid.com/>

<sup>39</sup> [https://edps.europa.eu/sites/edp/files/publication/12-06-08\\_smart\\_metering\\_en.pdf](https://edps.europa.eu/sites/edp/files/publication/12-06-08_smart_metering_en.pdf)

champs éoliens ou de fermes photovoltaïques raccordés sur les réseaux moyenne et haute tension, sur une période de temps et un territoire donnés.

### 5.11.2. Rétrospective

Jusqu'aux années cinquante, l'essentiel de la production d'énergie en Belgique provient des centrales thermiques classiques au charbon. Au cours des années soixante et septante se développe l'usage du pétrole. Les chocs pétroliers de 1973 et 1979 ont néanmoins stoppé son développement. Cet événement géopolitique et ses conséquences sur le prix des énergies ont été les catalyseurs du développement du nucléaire. En 10 ans, l'énergie nucléaire est devenue la première source d'énergie électrique en Belgique.

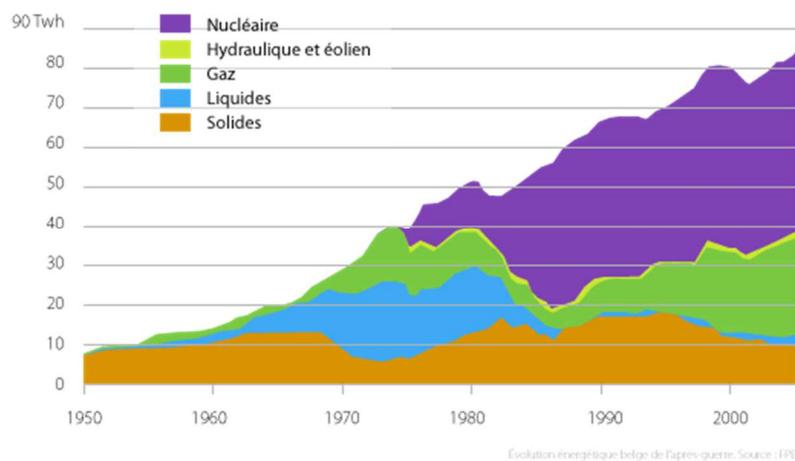


Figure 33. Evolution du *mix* électrique belge depuis 1950  
Source (SPW DGO3, n.d.)

Dans le même laps de temps, le pétrole et ses dérivés ont pratiquement disparu dans l'approvisionnement énergétique des centrales électriques. L'accident de Tchernobyl en 1986 et l'instauration d'un moratoire sur la construction de nouveaux réacteurs donne un coup d'arrêt à son développement. Durant les années nonante, la croissance ininterrompue de la consommation rend indispensable l'augmentation du parc de production qui a été assurée par la mise en service de centrales au gaz naturel de type TGV<sup>40</sup>. Le gaz naturel a l'avantage d'être moins polluant que les autres énergies fossiles, abondant et relativement bien réparti à la surface du globe. De plus, la technologie des TGV permet d'atteindre des rendements de conversion élevés de plus de 55 %. Enfin, depuis le milieu des années 2000, on assiste à l'augmentation de la part de l'énergie produite à partir de sources renouvelables grâce à la politique de soutien des pouvoirs publics.

En Wallonie, le *mix* électrique a fortement évolué depuis les années quatre-vingt. Les changements peuvent se résumer comme suit :

- mise en service industrielle de la centrale nucléaire de Tihange échelonnée sur 5 ans (1980-1985). Après une longue période de stabilité, la production nucléaire est néanmoins en baisse

<sup>40</sup> Turbine Gaz-Vapeur.

depuis 2009 essentiellement en 2012 et 2013 suite à la fermeture temporaire de la centrale de Tihange 2 liée à la découverte de microfissures dans le réacteur ;

- fermeture progressive au cours des années nonante de la plupart des centrales thermiques classiques : des 9 unités en activité en 1980, il n'en restait plus que 3 en 2003, et une seule en 2013. Parmi ces centrales classiques, la dernière fonctionnant au charbon a cessé ses activités fin 2009. Le déclin de la sidérurgie à chaud a progressivement induit la disparition de l'utilisation des gaz de haut-fourneau (dès 2012) et des gaz de cokerie (la dernière cokerie fermant ses portes en 2014) ;
- mise en service de 3 unités turbines gaz vapeur (TGV) dans les années nonante, et 2 supplémentaires en 2009 et 2011. La production des centrales TGV est fortement liée au prix du gaz naturel, ainsi les baisses de production observées en 2008 et à partir de 2010 sont liées aux augmentations du prix de ce combustible ;
- montée en puissance de l'utilisation des centrales hydrauliques à accumulation dont la production nette a doublé depuis le début des années nonante (+26 % entre 2003 et 2013) ;
- développement récent des énergies vertes que ce soit sous la forme d'implantation d'éoliennes (40 mâts en fonctionnement en 2003, 330 en 2016 d'unités de cogénération (89 en fonctionnement en 2003, 180 en 2013), d'installations solaires (la production solaire photovoltaïque est passée de 0,021 GWh en 2003 à 748 GWh en 2016 d'installations fonctionnant à la biomasse. En matière de biomasse, ENGIE a transformé les installations de l'une de ses dernières centrales au charbon en activité (les Awirs) en une unité qui utilise exclusivement la biomasse en tant que combustible (granulés de bois). Cette unité au charbon reconvertie a été mise en service en août 2005.

### 5.11.3. Prospective

A défaut d'éléments spécifiques qui donneraient des indications sur un futur énergétique lointain de la Wallonie différencié de celui de la Belgique, nous avons supposé que les *mix* énergétiques des régions wallonnes et de la Belgique vont évoluer dans le même sens, au moins dans les grandes lignes. De ce fait, nous décrivons ci-dessous l'évolution du parc belge de production électrique. Cette évolution se base sur le scénario de référence pour la Belgique, tel que publié par la Commission européenne en juillet 2016 (Commission européenne, 2016h). Une autre possibilité aurait consisté à donner les chiffres (régionaux) du MMR 2017 (National Climate Commission, Belgium 2017), mais puisqu'ils se limitent à 2035, cette option n'a pas été retenue.

Le tableau 3 décrit le *mix* de production pour la Belgique.

	2015*	2030	2050
Production brute d'électricité	70648	72313	98217
Énergie nucléaire	26103	0	0
Charbon	2212	42	0
Pétrole (y compris gaz de raffinerie)	661	709	0
Gaz (y compris gaz dérivés)	24852	42794	57668
Biomasse - déchets	6763	4917	7233
Hydro (hors pompages)	1418	571	624
Éolien	5574	19266	27498
Solaire	3065	4013	5146
Géothermie et autres renouvelables	0	0	49
Autres combustibles (hydrogène, méthanol)	0	0	0

Tableau 3. Production électrique brute, Belgique (GWh)

Source: Commission européenne, 2016, Statistiques d'Eurostat (consulté le 8 juin 2017).

Il ressort de cette projection que la production brute d'électricité ne fera qu'augmenter au cours des prochaines décennies en Belgique, en dépit de la sortie progressive du nucléaire, tel que défini dans la loi du 31 janvier 2003. En comparaison avec 2015, la production d'électricité aura augmenté de 2% (39%) en 2030 (2050). C'est surtout les centrales au gaz qui montent en puissance : leur production progresse de 72% à l'horizon 2030 pour atteindre 43 TWh (térawattheure). En 2050, elle double (par rapport à 2015) pour s'établir à 58 TWh. En outre, les sources d'énergie renouvelables occupent une place de choix dans le paysage électrique belge. L'éolien domine et devient la deuxième source de production la plus importante sur le territoire belge. La production éolienne passe ainsi de 5,6 TWh en 2015 à 19 TWh en 2030 (puis 27 TWh en 2050). Le solaire n'a pas à pâlir. Vu que son facteur de charge est sensiblement inférieur à celui du vent, il représente quelque 4 TWh en 2030 et un peu plus de 5 TWh en 2050. Les centrales brûlant de la biomasse restent une source d'approvisionnement à part entière. Même si la production de ce type de centrales semble se réduire à l'horizon 2030 (de quelque 1,8 TWh), elle progresse à nouveau par la suite pour atteindre un peu plus de 7 TWh en 2050.

Sur le plan des émissions de CO<sub>2</sub>, le parc décrit ici fournit, en 2030 (2050), à hauteur de 39,8% (41,3%), une production brute d'électricité à teneur nulle en carbone. Par rapport à 2015, où cette part atteignait encore 61,4%, la baisse est sensible. Autrement dit, la fermeture des centrales nucléaires n'est pas (complètement) compensée par une hausse de la production à partir d'autres sources à faible intensité en carbone.

Les chiffres des émissions totales de CO<sub>2</sub> du secteur électrique confirment cette évolution. Alors qu'elles atteignaient 15,8 Mt (Mégatonnes) de CO<sub>2</sub> en 2015, elles progressent à 16,7 MtCO<sub>2</sub> en 2030 et à 20,2 MtCO<sub>2</sub> en 2050. Si l'on rapporte cette augmentation des émissions à la forte hausse de la production, on constate que l'intensité en CO<sub>2</sub> du parc de production belge diminue : alors qu'elle représentait encore 202 tonnes de CO<sub>2</sub>/kWh en 2015, elle baisse à 200 tonnes de CO<sub>2</sub>/kWh en 2030 et 181 tonnes de CO<sub>2</sub>/kWh en 2050.

Quant au rapport production centralisée/décentralisée<sup>41</sup>, il évolue de 4.03 aujourd'hui à 1.79 (1.70) en 2030 (2050).

<sup>41</sup> Ce calcul se fonde sur l'hypothèse que la production d'électricité à partir de biomasse est en partie (dé)centralisée. Le rapport production centralisée/décentralisée est notamment inspiré des hypothèses retenues

Comme précisé ci-avant, l'évolution pour la Belgique est décrite dans un scénario de référence. Ce scénario ne correspond toutefois pas aux objectifs stipulés dans la Communication de la Commission européenne (Commission européenne 2011b) dans laquelle l'Europe décrit une trajectoire de réduction de 80% à 95% de ses émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050. Pour y arriver, de nouvelles initiatives législatives sont nécessaires. L'impact de tels scénarios est décrit dans de nombreuses publications qui peuvent être consultées sur le site Internet de la Commission. Il en va de même pour certains résultats quantitatifs par pays. Un exemple en est le '*Technical report on Member State results of the EUCO policy scenarios*' (E3MLab & IIASA, 2016).

## 5.12. La sécurité d'approvisionnement en électricité

### 5.12.1. Définition et indicateurs

La sécurité d'approvisionnement énergétique est définie comme la résilience du système énergétique (wallon) à des événements inattendus, qui menacent l'accès à l'énergie des utilisateurs. La sécurité d'approvisionnement est particulièrement cruciale pour l'électricité où l'offre et la demande doivent être en équilibre sans qu'il puisse être fait appel aux capacités de stockage (à date). Elle fait appel à des dimensions externes (dépendance aux importations, disponibilité des ressources, etc.) et internes à la Wallonie (conditions économiques, techniques et financières).

Depuis la libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz dans les années 1990 et la prise de conscience de la problématique du réchauffement climatique, le modèle du *trias energetica* a gagné du terrain. Il s'agit d'un modèle triangulaire articulé autour de trois axes : le climat (les émissions de gaz à effet de serre), la compétitivité (prix/coût) et la sécurité d'approvisionnement (disponibilité d'électricité à tout moment). Le défi consiste à maintenir ces trois axes en équilibre constant sans que l'un d'entre eux n'ait la prépondérance, au détriment des deux autres. Ce modèle s'impose de plus en plus dans les réflexions sur la transition énergétique. Par exemple, pour évoluer vers une société à faible intensité en carbone, il paraît opportun de poursuivre le développement des sources d'énergie renouvelables. Or, un certain nombre d'entre elles sont tributaires des conditions météorologiques : elles ne produisent de l'électricité que si le soleil brille ou que si le vent souffle. Cette caractéristique pourrait compromettre la sécurité d'approvisionnement en électricité. À cet égard, le développement des batteries, la gestion de la demande et l'interconnexion contribuent à dissiper les inquiétudes, mais à un certain coût (compétitivité). Les centrales au gaz flexibles peuvent aussi apporter une solution. Cependant, dès lors qu'elles émettent du CO<sub>2</sub> lors de la combustion, l'axe 'climat' est compromis et un nouvel équilibre doit être recherché.

La sécurité de l'approvisionnement constitue donc un élément fondamental de la réflexion sur le développement des systèmes énergétiques. Ce concept est cependant large et recouvre plusieurs sens et compétences. Ainsi, il convient d'opérer une distinction selon l'horizon de temps. La sécurité d'approvisionnement à court terme relève de la compétence du gestionnaire de réseau. La sécurité à long terme se décline elle-même en (sécurité de) l'accès aux différentes sources d'énergie pouvant

---

pour déterminer le volume de la réserve stratégique (Elia, n.d.). Dans ce calcul, les petites centrales hydroélectriques sont considérées comme des unités de production décentralisées.

produire de l'électricité, le bon fonctionnement du marché (compétence du régulateur) et l'adéquation du système électrique. Cette dernière peut encore être subdivisée en adéquation du réseau et adéquation de la production. L'adéquation du réseau relève de la compétence du gestionnaire du réseau. Il ressort de plusieurs publications d'Elia que la Belgique est un bon élève de la classe européenne (Elia, 2013). Notre fiche se limite à aborder la cellule inférieure gauche du schéma, à savoir l'adéquation de la production.

La garantie de l'adéquation de la production est en principe la responsabilité de la ministre fédérale de l'Énergie. La loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché définit un critère légal en la matière, le *Loss of Load Expectation (LOLE)*. Ce *LOLE* exprime les anticipations d'inadéquation de l'offre d'électricité à un moment donné (pour un certain nombre d'heures) par rapport à la demande. Il donne ainsi le signal au gestionnaire du réseau de transmission de rechercher des moyens additionnels pour assurer l'équilibre du système. En l'absence de normes européennes ou régionales<sup>42</sup> harmonisées, la loi définit un double *LOLE* : il est fixé à trois heures maximum pour une année statistiquement normale et à vingt heures maximum pour une année statistiquement exceptionnelle. Pour plus d'informations et une comparaison avec les méthodes utilisées dans les autres États membres, voir la (Commission européenne, 2015).

### 5.12.2. Rétrospective

La perception qui a conduit à déterminer le *LOLE* est que la fiabilité est un bien public qui au final doit être garanti par les pouvoirs publics. C'était essentiel dans le passé (et aujourd'hui encore dans une large mesure) vu que les consommateurs n'étaient pas à même de déterminer eux-mêmes le niveau de fiabilité qu'ils souhaitaient. Les gestionnaires n'avaient pas la possibilité de déconnecter des clients individuels et de (nombreux) clients ne pouvaient réagir à des signaux de prix en temps réel. Il existait dès lors un risque tangible que les consommateurs adoptent des comportements non optimaux du point de vue de la sécurité des réseaux. Or, si la sécurité d'approvisionnement est évaluée à un niveau trop élevé, la société paie un surcoût important en maintenant une capacité de production excédentaire. Si elle est sous-évaluée, il existe un risque d'interruptions importantes qui pourraient être source de coûts très élevés pour la société (Devogelaer, 2014).

En ce qui concerne la capacité de production, la Belgique a été confrontée ces dernières années à une baisse importante de sa capacité disponible fiable (*reliable available capacity* ou *RAC*<sup>43</sup>) suite, notamment, à l'arrêt prolongé de plusieurs centrales nucléaires, au développement d'une production intermittente caractérisée par de faibles crédits de capacité et à (l'annonce de) la fermeture de centrales à combustible fossile. Un certain nombre d'initiatives ont été prises pour y remédier et ainsi garantir la sécurité de l'approvisionnement (au sens de l'adéquation de la production). Une initiative remarquable est la création d'une réserve stratégique dans le cadre de la loi du 26 mars 2014. Une réserve stratégique est un mécanisme qui permet au gestionnaire du réseau de transmission belge d'activer une capacité de production électrique lorsqu'un risque non négligeable de pénurie d'électricité est identifié à court terme. Les coûts de la mise en œuvre de cette réserve stratégique, coûts de gestion et de développement y compris, sont couverts par une augmentation du tarif Elia qui est facturée aux utilisateurs des réseaux et dont le montant a été approuvé par le régulateur. En outre,

---

<sup>42</sup>42 Au sens large.

<sup>43</sup>43 Pour une définition de la capacité disponible fiable, voir notamment (ENTSO-E 2015).

la durée de vie opérationnelle des centrales nucléaires les plus anciennes (Tihange 1, Doel 1 & 2) a été prolongée de dix ans et les centrales de Doel 3 et Tihange 2 ont été relancées après l’approbation de l’Agence fédérale de contrôle nucléaire (AFCN). Enfin, le gestionnaire de réseau a pris des mesures complémentaires pour mettre à disposition des acteurs du marché une capacité d’importation maximale. Grâce à l’ensemble de ces initiatives, la sécurité d’approvisionnement de la Belgique est aujourd’hui moins préoccupante.

### 5.12.3. Prospective

Le développement de nouvelles technologies permet dorénavant d’assurer la fiabilité, non plus à un niveau agrégé, mais (aussi) à un microniveau. La mise en place de réseaux (plus) intelligents, le développement d’un certain nombre d’applications et la commercialisation de batteries permettent une activation potentielle du client (*active customer*). Celui-ci est désormais en mesure de mieux réagir aux mouvements du marché de l’électricité et partant de définir le niveau de fiabilité qu’il souhaite. Ainsi, la fiabilité commence à adopter les contours d’un bien privé pouvant faire l’objet de décisions individuelles, ce qui peut avoir une incidence sur la facture d’électricité (une fiabilité plus faible signifiant une baisse de la facture).

Il est important de prendre en compte cette évolution dans les réflexions prospectives sur la garantie de sécurité de l’approvisionnement et sur l’opportunité pour les pouvoirs publics de maintenir le parc de production centralisé et donc la marge de réserve à un niveau antérieur à la libéralisation.

Par ailleurs, la littérature (Roques *et al.*, 2015) et des exemples concrets (ENTSO-E, 2015, PLEF, 2015) vont dans le sens de la création de cadres communs pour garantir la sécurité de l’approvisionnement à un niveau plus supranational (régional). Cette évolution sous-entend d’évaluer l’adéquation à l’échelle régionale<sup>44</sup> au moyen d’une méthodologie commune et d’étudier la possibilité d’une participation transfrontalière à des mécanismes de capacité afin de s’orienter vers une approche commune de la garantie d’une sécurité régionale de l’approvisionnement. Il est essentiel, à cet égard, d’élaborer (et de respecter) à la fois un cadre politique et un cadre opérationnel (par le biais d’une coopération intense des GRT). A l’instar de l’objectif ultime de création d’un marché intérieur de l’électricité, ces coopération et coordination doivent dépasser la dimension régionale et être menées à l’échelle européenne. Le marché intérieur de l’électricité recouvrirait ainsi une zone gérée par un GRT ou par un ensemble de différents GRT qui collaboreraient en parfaite coordination pour garantir la sécurité commune de l’approvisionnement.

Si l’on se réfère au scénario évoqué dans la fiche ‘mix électrique’, les chiffres de la production mentionnés dans le tableau 3, correspondent à une capacité de production qui tient compte d’une marge de réserve de 1,12. Cela signifie que le modèle calcule la capacité disponible fiable de manière à ce qu’elle soit, pour une année donnée, supérieure de 12% à l’estimation du pic de la demande pour cette année-là. Le calcul de la capacité disponible fiable tient compte de crédits de capacité par technologie de production, les facteurs s’appliquant aux sources renouvelables variables étant inférieurs à leur disponibilité moyenne.

---

<sup>44</sup> Dans ce contexte, la dimension régionale ne doit pas être entendue au sens institutionnel belge (3 Régions) mais plutôt comme liée à l’appartenance à une zone en Europe. Par exemple, la région de l’Europe du Centre-Ouest inclut la Belgique, la France, les Pays-Bas, le Grand-Duché de Luxembourg et l’Allemagne.

## 5.13. La sécurité d’approvisionnement en gaz naturel

### 5.13.1. Définition et indicateurs

La sécurité d’approvisionnement en gaz naturel s’appréhende sous l’angle de risques techniques ou commerciaux associés soit à la commodité (les molécules de gaz naturel) soit à la capacité (réseau de transport et de distribution, stockage). Les risques liés à la commodité sont liés à l’arrêt ou à la diminution d’une ou plusieurs sources d’approvisionnement ; les risques liés à la capacité font référence à un dimensionnement ou à une disponibilité insuffisant(e) du réseau ou à des retards dans l’exécution d’investissements réseaux programmés.

Ces risques peuvent être atténués par une diversification des sources et routes d’approvisionnement en gaz naturel, par une meilleure gestion de la consommation et par une offre de capacité de transport et de distribution adéquate.

Des indicateurs pertinents pour évaluer la sécurité d’approvisionnement en gaz naturel sont (la diversification de) l’offre de molécules, la consommation annuelle de gaz naturel et l’offre de capacité.

### 5.13.2. Rétrospective

Le marché belge (et wallon) est depuis toujours alimenté par plusieurs sources de gaz naturel et via plusieurs points d’entrée sur le territoire, ce qui réduit considérablement les risques en matière de sécurité d’approvisionnement.

Le réseau de transport de gaz naturel en Belgique figure parmi les systèmes les plus interconnectés d’Europe. Il compte 18 points d’interconnexions (avec la France, l’Allemagne, les Pays-Bas, le Grand-Duché de Luxembourg, le Royaume-Uni et la Norvège) et 4.100 km de conduites. Par ailleurs, le terminal GNL (gaz naturel liquide) de Zeebrugge permet l’entrée sur le territoire de volumes de gaz acheminés par navire en provenance de régions plus éloignées.

La diversification de l’offre de gaz naturel est large. En 2014, la répartition des importations était la suivante : 42% en provenance des Pays-Bas, 40% de Norvège, 12% du Royaume-Uni, 4% du Qatar et 2% d’Allemagne. Il est à noter que le gaz provenant d’Allemagne et qu’une partie du gaz provenant des Pays-Bas sont des volumes en transit originaires de Norvège, de Russie ou de pays exportant du GNL.

La figure ci-dessous présente l'évolution de la consommation de gaz naturel en Belgique et en Wallonie<sup>45</sup> depuis 2000. Elle est entièrement couverte par les importations puisque la Belgique ne produit pas de gaz naturel. L'évolution de la consommation est donc une mesure de l'évolution des importations.

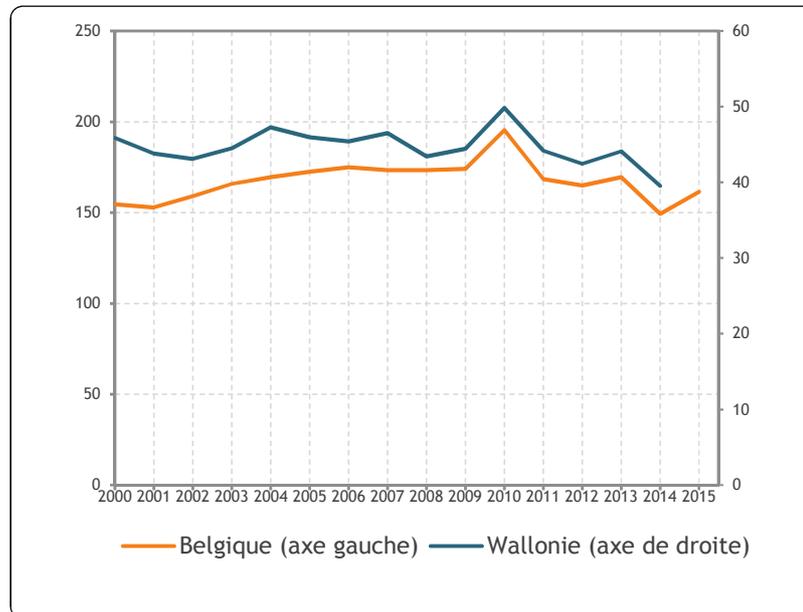


Figure 34. Evolution de la consommation de gaz naturel en Belgique et en Wallonie (TWh)  
Source : Eurostat (consulté en juin 2017), Bilans énergétiques de la Wallonie.

Entre 2000 et 2014, la consommation wallonne (belge) de gaz naturel a diminué de 14% (3%). La baisse moins significative au niveau belge vient de la forte croissance de la consommation dans l'industrie chimique et pétrochimique située principalement en Flandre avant 2009, date du début de la crise économique et financière.

En 2014, la répartition sectorielle de la consommation en Wallonie était la suivante : 34% pour la production électrique, 36% pour l'industrie (usages énergétiques et non énergétiques) et 30% pour les secteurs résidentiel et tertiaire. Par rapport à la répartition sectorielle belge, la part dévolue aux logements est légèrement plus faible (elle est de 35% au niveau belge). Cette différence s'explique par une couverture territoriale moindre par le réseau de distribution de gaz naturel. En cause une plus faible densité de la population qui augmente les coûts de développement du réseau (SPW DGO4, 2016a).

### 5.13.3. Acteurs concernés

La problématique de la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel doit être appréhendée au niveau de l'Union européenne. Fin 2010, la politique européenne a été précisée par le règlement 994/2010 qui définit le rôle des différents acteurs de l'industrie du gaz naturel, des Etats membres et des institutions communautaires pour faire face à une crise d'approvisionnement de gaz à court terme et prévoir à plus long terme les infrastructures nécessaires pour faciliter l'intégration du marché intérieur du gaz et assurer la sécurité de l'approvisionnement. Début 2016, dans le cadre de la mise en œuvre de l'Union de l'énergie, la Commission européenne a proposé une mise à jour de ce règlement afin de

<sup>45</sup> 2014 est la dernière année pour laquelle on dispose de statistiques.

renforcer l'efficacité des mesures déjà mises en place ; le nouveau texte est toujours en cours de discussion.

Au niveau belge, parmi les différents acteurs impliqués dans la garantie de la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel, le gestionnaire de réseau de transport (GRT) et les fournisseurs occupent une place particulièrement importante. Ainsi, le GRT s'assure que le réseau de transport de gaz naturel est dimensionné de telle manière qu'une capacité physique de transport interne de pointe horaire à -11°C soit garantie et que son offre de service de stockage permette de couvrir la pointe journalière. La législation belge donne au GRT la possibilité de procéder à l'interruption ou à la réduction des flux gazier via un plan de délestage. Les fournisseurs doivent quant à eux réserver les capacités de transport interne, un volume de gaz naturel et une flexibilité suffisants pour couvrir la consommation de leurs clients.

#### 5.13.4. Prospective

Il n'existe pas de projections récentes des besoins en gaz naturel en Wallonie à l'horizon 2050<sup>46</sup>. Dès lors et parce que les évolutions passées sont relativement comparables (voir figure 34), nous décrivons l'évolution de la consommation belge de gaz naturel selon le scénario de référence de Commission européenne publiée en juillet 2016.

Tout d'abord, la consommation totale de gaz naturel croît de 56% entre 2015 et 2050, soit 1,3% de croissance annuelle moyenne. Elle s'établit en 2050 à quelque 250 GWh. Ensuite, la croissance est tirée principalement par le secteur électrique qui voit ses besoins en gaz naturel doubler en 35 ans. Cette évolution s'explique par le remplacement d'une partie de la production des centrales nucléaires, dont la fermeture est fixée en 2025, par des centrales TGV, par la croissance de la consommation électrique et par le déploiement des sources d'énergie renouvelables intermittentes qui ont besoin de back-up. Enfin, la consommation des secteurs résidentiel et tertiaire croît également mais dans une moindre mesure (17% entre 2015 et 2050) tandis que celle de l'industrie diminue (-11% entre 2015 et 2050). En 2050, la répartition sectorielle est la suivante : 42% pour la production électrique, quelque 21% pour l'industrie et le solde pour les autres secteurs.

De par la nature de la connexion entre l'offre (le réseau) et les différents types de consommateurs, les perspectives ci-dessus ont surtout un impact sur le réseau de transport de gaz naturel (les centrales électriques y sont directement connectées).

Selon la dernière étude prospective gaz (SPF Economie & Bureau fédéral du Plan, 2016), la capacité existante du réseau belge est suffisante pour rencontrer la demande projetée à moyen terme (2025) en ce compris une demande de pointe maximum à -11°C équivalent.

Une partie du réseau de transport belge est dédiée au gaz L<sup>47</sup> (à faible pouvoir calorifique) néerlandais qui est acheminé vers une partie des clients de la distribution publique et vers la France. Les clients concernés se situent principalement en Flandre et à Bruxelles mais une petite fraction se situe également en Wallonie, dans le Brabant wallon (110.000 ménages sur un total de 1,6 millions

---

<sup>46</sup> Des projections existent pour l'horizon 2035 (dans le cadre du rapport bisannuel belge de mars 2017 en vertu du règlement européen 'GHG Monitoring Mechanism') mais ne sont pas publiées.

<sup>47</sup> L pour *Low calorific value* (faible pouvoir calorifique). Le gaz naturel livré par les Pays-Bas est de ce type.

consommant du gaz L). La production du champ de Groningen est prévue en décroissance constante et significative dans les années à venir. En effet, l'intensification de l'activité sismique dans la région de Groningen a conduit le gouvernement hollandais à décider de limiter la production totale de ce champ et de ne plus garantir aucune livraison après 2030.

La solution recommandée par l'administration fédérale de l'énergie pour pallier l'arrêt des fournitures de gaz L consiste à convertir le réseau de gaz L en réseau de gaz H (à haut pouvoir calorifique). Reste à compenser l'offre de molécules. Selon la dernière étude prospective gaz (SPF Economie & Bureau fédéral du Plan, 2016), la compensation de la diminution de production gazière aux Pays-Bas et plus généralement en Europe devrait provenir principalement des importations en provenance de Russie ou sous la forme de GNL.

L'adéquation entre l'offre de molécules et la consommation belge à long terme doit être considérée dans un contexte européen (marché intérieur et interconnexion des réseaux gaziers européens). L'*European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G)*, qui regroupe les transporteurs européens de gaz naturel, publie chaque année conformément au 3<sup>ème</sup> paquet Energie une étude intitulée '*Union-wide Ten Year Network Development Plan*' (TYNDP) (ENTSO-G 2017). Ce document a, entre autres, pour buts d'identifier de possibles manques d'investissement et d'évaluer l'évolution de l'adéquation entre offre et demande de gaz naturel à l'échelle européenne à un horizon de vingt ans (2037). Pour ce faire, l'étude se base sur un éventail de plusieurs scénarios prospectifs. L'évolution de la consommation européenne de gaz naturel dans le scénario de référence de (Commission européenne 2016h) se situe à mi-chemin entre le scénario haut et le scénario bas d'ENTSO-G. Le TYNDP 2017 conclut qu'il ne devrait pas y avoir de problème d'adéquation entre offre et demande d'ici 2037 mais que la vigilance est de mise en ce qui concerne la diversification de l'approvisionnement gazier suite au déclin de la production en Europe.

## 5.14. La cybersécurité

### 5.14.1. Définition et indicateurs

D'après l'Union Internationale des Télécommunications (voir UIT, 2008 : 7), la cybersécurité englobe 'l'ensemble des outils, politiques, concepts de sécurité, mécanismes de sécurité, lignes directrices, méthodes de gestion des risques, actions, formations, bonnes pratiques, garanties et technologies qui peuvent être utilisés pour protéger le cyberenvironnement et les actifs des organisations et des utilisateurs. Les actifs des organisations et des utilisateurs comprennent les dispositifs informatiques connectés, le personnel, l'infrastructure, les applications, les services, les systèmes de télécommunication, et la totalité des informations transmises et/ou stockées dans le cyberenvironnement. La cybersécurité cherche à garantir que les propriétés de sécurité des actifs des organisations et des utilisateurs sont assurées et maintenues par rapport aux risques affectant la sécurité dans le cyberenvironnement.

La notion de cybersécurité est de plus en plus pertinente dans un contexte d'augmentation de l'intelligence de réseaux (émergence des *smart grids*). Parmi les nouveaux risques associés à l'intelligence des réseaux, citons notamment :

- les risques physiques induits par le fait que le fonctionnement physique des réseaux est de plus en plus dépendant de couches informatiques,
- les risques économiques et financiers liés au manque de fiabilité des appareils de collectes et de traitement des données, pouvant mener au détournement de leur utilisation,
- les risques liés au vol de données (atteinte à la vie privée des individus, des entreprises, et des institutions et associations, etc.).

Bien que les conséquences d'une cyberattaque sur le réseau électrique puissent être comparables aux conséquences d'autres types de catastrophes physiques (comme par exemple, les catastrophes naturelles), un certain nombre de différences sont à souligner :

- les cyberattaques peuvent toucher plusieurs points critiques en même temps ;
- contrairement à une attaque de type 'sabotage physique' pour laquelle plusieurs personnes sont nécessaires pour attaquer le réseau simultanément en plusieurs points, une cyberattaque peut disséminer un virus informatique sur un ensemble de sites de façon quasi-instantanée (Speneberg, Brüggemann & Schwartke 2016).

Plusieurs études ont montré que des attaques ciblées peuvent théoriquement dégrader durablement un réseau électrique, rendre inopérants les autres réseaux de distribution d'énergie, et engendrer des problèmes d'approvisionnement en eau potable et en nourriture pendant plusieurs semaines (Office of technology assessment at the German Bundestag, n.d.). Du point de vue économique, la compagnie d'assurance Lloyd's a évalué un coût situé entre 423 milliards et un trillion de dollars dans le cas d'une cyberattaque produisant une coupure d'électricité touchant 15 états (Lloyds & University of Cambridge 2015). Les motivations des cyberattaquants sont souvent financières, mais également géopolitiques : les plus importantes cyberattaques connues à ce jour ont été menées (avec une quasi-certitude) par des états (voir par exemple les attaques *Stuxnet* et *BlackEnergy*).

#### **Indicateurs :**

La cybersécurité est un état de fait résultant d'un ensemble de mesures prises à de multiples niveaux. De ce fait, il n'existe pas d'indicateur donnant une vue agrégée du niveau de cybersécurité d'un réseau électrique. Néanmoins, le niveau de cybersécurité peut transparaître au travers de deux variables : (i) le niveau d'interconnexions entre les couches physiques et les couches logiques des réseaux d'une part, et (ii) le niveau d'investissement que les différents agents opérant les réseaux dirigent vers la sécurisation de leurs systèmes d'information, d'autre part.

#### **5.14.2. Rétrospective de la variable**

L'histoire récente nous montre que les systèmes électriques ne sont pas à l'abri des cyberattaques. En janvier 2003, le ver informatique *SQL Slammer* a perturbé le fonctionnement de la centrale nucléaire de Davis-Besse située dans l'état d'Ohio aux USA en neutralisant pendant plusieurs heures le système de surveillance de la centrale. *Stuxnet* est un autre ver informatique ayant attaqué les centrifugeuses iraniennes d'enrichissement d'uranium en 2009-2010 : en reprogrammant les automates industriels, *Stuxnet* a endommagé les centrifugeuses en modifiant leurs vitesses de rotation de façon dissimulée (Desarnaud, 2017).

En ce qui concerne les attaques plus spécifiques aux réseaux électriques, on peut citer la récente attaque *Black Energy* ayant touché le réseau électrique ukrainien. Lors de cette attaque, plusieurs

dizaines de postes électriques ont été déconnectés du réseau, ayant pour conséquence la coupure d’approvisionnement électrique pour 8 provinces pendant plusieurs heures <sup>48</sup>.

En 2014, 32% des cyberattaques rapportées aux USA visaient des acteurs du secteur énergétique (US Department of Homeland Security, 2014). Par ailleurs, le département de l’énergie américain aurait lui-même subi plus de 150 attaques qualifiées de ‘réussies’ entre 2010 et 2014 <sup>49</sup>.

#### 5.14.3. Acteurs concernés par la variable

Etant donné l’ampleur des conséquences que peuvent avoir la coupure de l’approvisionnement en électricité, l’ensemble de la société est directement concerné par la cybersécurité du réseau.

En ce qui concerne les précautions à prendre afin de renforcer la cybersécurité des réseaux, les acteurs directement liés à la production, au transport et à la distribution d’énergie (en particulier d’électricité) sont spécialement concernés, et cela d’autant plus que leurs technologies sont fondées sur le traitement de données.

#### 5.14.4. Prospective de la variable

La tendance à l’augmentation croissante de l’intelligence des réseaux, nécessaire au déploiement des technologies de production d’énergie renouvelable, ne fait qu’augmenter la vulnérabilité des réseaux aux cyberattaques. Le déploiement futur des compteurs intelligents et communicants offrira autant de nouvelles opportunités de cyberattaques aux cybercriminels (Reuters 2014). La *smartification* progressive des réseaux électriques, allant de pair avec l’augmentation du nombre des acteurs du réseau électrique (et donc de la dissémination probable des données et des moyens de contrôle de certains appareils domestiques) sera très probablement accompagnée d’un renforcement des mesures visant à augmenter la cybersécurité des réseaux.

### 5.15. Vie privée et liberté individuelle

#### 5.15.1. Définition et indicateurs

La variable concerne les éléments relatifs à la vie privée et à la liberté individuelle dans le contexte de l’évolution des réseaux énergétiques en Wallonie d’ici à 2030 et à 2050.

La liberté est pensée comme individuelle et collective : dans un monde où les ressources sont finies, la liberté individuelle, comme par exemple celle d’accumuler indéfiniment des biens matériels ou d’occuper un travail intéressant au détriment de la biodiversité, mérite d’être collectivement encadrée : ‘il y a des raisons de ne pas nous concentrer trop exclusivement sur la liberté. Dans un monde limité, certains types de libertés sont soit impossibles, soit immoraux. La liberté d’accumuler indéfiniment des biens matériels est l’une de celles-là. Les libertés d’acquérir une reconnaissance sociale aux dépens du travail des enfants dans la chaîne de production, de trouver un travail

<sup>48</sup> <https://ics-cert.us-cert.gov/alerts/IR-ALERT-H-16-056-01>

<sup>49</sup> [www.usatoday.com](http://www.usatoday.com) et <https://assets.documentcloud.org>

intéressant au prix de l'effondrement de la biodiversité, ou de participer à la vie de la communauté aux dépens des générations futures pourraient en être d'autres' (Jackson, 2016).

Les questions de confrontations entre intérêt général et intérêts particuliers, la problématique de l'aménagement du territoire, les rapports entre les groupes humains et leur environnement, les relations de ces groupes avec la chose publique et leur représentation de la technologie ou du politique sont au centre de cette variable.

Le phénomène *NIMBY (Not In My BackYard)* illustre plusieurs enjeux liés à la variable. La qualité du cadre de vie devient en effet une exigence forte pour tous, elle coïncide avec la croissance du niveau de vie et se traduit par des exigences toujours plus importantes à s'installer dans des milieux préservés tout en disposant de l'ensemble des services publics. Cette évolution témoigne de difficultés de plus en plus importantes pour concilier des intérêts différents et ont comme conséquence possible le risque d'affaiblissement de l'image et du rôle de l'autorité publique.

La généralisation de ce phénomène de contestation localisé face à des projets d'implantation susceptibles de comporter des impacts négatifs pour le voisinage possède tant une connotation négative (égoïsmes individuels ou de communautés locales), qu'une connotation positive (conscience citoyenne, préservation de l'environnement et de la qualité de la vie) (Sen, 1999).

Dans le secteur de l'énergie, la libéralisation et la digitalisation du marché complexifient et posent de nouvelles questions de liberté individuelle. De nouveaux produits et services apparaissent, ils permettent la surveillance des équipements et des comportements chez les industriels et les particuliers, ils requièrent également l'attention et l'intervention du législateur (Commission européenne, 2016b).

L'analyse des données collectées permet d'optimiser la production, l'acheminement et la consommation de l'énergie et d'améliorer l'efficacité énergétique de l'ensemble du réseau. De plus en plus d'informations relatives à la production et à la consommation d'énergie sont disponibles tant pour les particuliers que pour les entreprises et les collectivités, au travers par exemple des compteurs à budget, de la (future) installation des compteurs intelligents (ou communicants), des demandes de certificats verts, des demandes de permis et de subventions. Plusieurs dizaines solutions de comptage et de pilotage de la consommation d'énergie sur le marché, se développent sur le marché, dont celles proposées par les opérateurs historiques et celles développées par des *start-ups* innovantes. Les thermostats intelligents en sont à leur deuxième, voire troisième génération et le déploiement des compteurs intelligents devrait bientôt commencer alors que les premières chaudières connectées apparaissent sur le marché. Du côté de la mobilité, l'interopérabilité des réseaux de bornes de recharge est un axe de développement privilégié des solutions digitales. L'achat d'énergie n'échappe pas au phénomène avec le lancement d'offres *on-line* par les fournisseurs et la montée des plateformes d'achats groupés.

Le *data mining* des données de compteurs intelligents implique une nouvelle technique d'observation du comportement des consommateurs puisqu'il permet d'identifier qui consomme quoi, comment et à quel moment. La digitalisation du marché de l'énergie présente sans doute des bénéfices en permettant d'obtenir de meilleures performances et de prester un niveau de service supérieur et plus adapté aux besoins des consommateurs, plus d'efficacité opérationnelle et plus de flexibilité avec en particulier la plus grande intelligence des réseaux, l'intégration plus poussée des énergies

renouvelables et la mise en place des mécanismes de gestion de la demande. De plus en plus d'informations relatives à la production et à la consommation d'énergie sont disponibles tant pour les particuliers que pour les entreprises et les collectivités, au travers par exemple des compteurs à budget, de la (future) installation des compteurs intelligents (ou communicants), des demandes de certificats verts, des demandes de permis et de subventions. Plusieurs solutions de comptage et de pilotage de la consommation d'énergie sur le marché, se développent sur le marché, dont celles proposées par les opérateurs historiques et celles développées par des *start-ups* innovantes. Les thermostats intelligents en sont à leur 2<sup>ème</sup>, voire 3<sup>ème</sup> génération et le déploiement des compteurs intelligents devrait bientôt commencer alors que les premières chaudières connectées apparaissent sur le marché. Du côté de la mobilité, l'interopérabilité des réseaux de bornes de recharge est un axe de développement privilégié des solutions digitales. L'achat d'énergie n'échappe pas au phénomène avec le lancement d'offres on-line par les fournisseurs et la montée des plateformes d'achat groupé. Cette digitalisation pose aussi des questions d'ordre éthique puisque le citoyen par ses actes de consommation devient une marchandise que certains exploiteront pour en tirer du profit. La gratuité de certaines applications liées au *web* (et sans doute demain aux applications énergétiques du *web*) ne peut, en effet, exister que par la commercialisation des données individuelles. L'adage 'si c'est gratuit, c'est quelqu'un d'autre qui paie' se transforme en 'si c'est gratuit, c'est que vous êtes le produit'.

L'utilisation effective de systèmes de compteurs intelligents requiert une gestion des données personnelles des consommateurs comportant de nombreuses informations sur le client, son environnement ou encore son mode de consommation.

Tous ces développements soulèvent de nombreuses questions liées au respect de la vie privée et à la capacité des acteurs à accéder et traiter adéquatement toutes ces informations et notamment :

- quelles données, en quelle quantité et sous quelle forme (données anonymes, moyenne géographique seulement...) accepte-t-on de partager ;
- qui peut décider d'agir sur la consommation pour assurer le fonctionnement optimal du réseau ;
- comment se prémunir d'une utilisation frauduleuse des données ;
- comment protéger les données d'un piratage extérieur ;
- quel régime appliquer à ces données obtenues gratuitement (quid d'une utilisation à des fins commerciales en dehors du cadre de la distribution d'énergie) ?

Une vigilance particulière doit être de mise pour les publics précarisés et la nécessité de former, d'informer et d'éduquer doit être reconnue et soutenue (Frogneux, Luyckx & Bartiaux 2014).

Enfin, il est clair que ce contrôle permanent des comportements de consommation induit, *de facto*, une perte de liberté individuelle puisque quelqu'un (ou quelque chose) peut en permanence savoir quel est l'usage qui est fait du moindre objet connecté. La vision de la société décrite par George Orwell devient techniquement réalisable.

### 5.15.2. Rétrospective

Le phénomène *NIMBY* est peu étudié, faute de recul historique sur la question. En Wallonie, le *NIMBY* de la décharge de Mellery, au début des années 1990, a ouvert la voie à d'autres phénomènes, qui se

multiplient aujourd'hui et concernent notamment l'éolien, le transport public, les lignes de transport d'électricité etc. (SPW, 2017).

### 5.15.3. Acteurs concernés

Les différents acteurs de la transition (autorités publiques, (auto)producteurs, fournisseurs, gestionnaires de réseau de transport et de distribution, régulateur européen, régulateur régional, clients industriels, consommateurs résidentiels, experts, médias) disposent chacun d'objectifs particuliers, parfois irréconciliables.

Les enjeux des oppositions de riverains aux projets collectifs, que ce soit le développement d'infrastructures de transport (RER par exemple) ou de production et de distribution d'énergie (éoliennes *on-shore*, lignes à haute-tension par exemple) concernent de multiples facettes des transformations de la société et illustrent le refus de supporter les coûts de services communs qui profitent à l'ensemble de la communauté. On peut aussi y voir aussi la vitalité d'une conscience citoyenne et du souci d'un environnement respecté<sup>50</sup>.

L'articulation entre propriété privée et territoire commun se complexifie : jusqu'où peut-on empêcher une initiative privée ? A partir de quand celle-ci doit-elle être limitée en raison de ses conséquences sur l'intérêt général ?

### 5.15.4. Prospective

Le nouveau paquet législatif '*Clean energy for all*' place le consommateur au cœur des propositions en posant des règles sur la transparence et la conservation de leurs données et en mettant l'accent sur leur participation au fonctionnement du marché de l'énergie (Commission européenne, 2016e). Les récents progrès des technologies renouvelables permettent en effet aux consommateurs de mieux réguler leur consommation et de produire leur propre électricité renouvelable. Désormais, chaque consommateur pourra faire une demande de compteurs intelligents et de contrat à prix dynamique reflétant les fluctuations de prix de l'électricité. De plus, les consommateurs devraient bénéficier de factures plus transparentes, les fournisseurs étant tenus de détailler davantage les informations fournies dans les factures. De même, les charges imposées pour un changement de fournisseur vont être limitées. Ces éléments participent à renforcer la concurrence sur le marché de l'énergie mais également à l'amélioration de l'information des consommateurs et donc à une prise de décision en toute transparence qui favorise une liberté individuelle éclairée. Selon les nouvelles propositions du '*Clean energy for all*', les gouvernements devront également permettre aux consommateurs de produire, de stocker leur propre électricité ou de la vendre aux réseaux. Les consommateurs seront également habilités à proposer des blocs de demande aux agrégateurs et à recevoir une rémunération pour ce service rendu. Ces éléments participent à une plus grande liberté du consommateur sur le marché de l'énergie.

L'information est de plus en plus disponible et accessible, elle suscite de nouvelles attentes, crée de nouveaux usages et nécessite d'être encadrée correctement.

---

<sup>50</sup> Selon la nature des projets, des oppositions et des acteurs, il s'agit tantôt de conflit d'intérêt, tantôt de combat d'opinions.

S'agissant de la question de la gestion des données personnelles des consommateurs notamment soulevée par le développement de la digitalisation et des compteurs intelligents, les dernières propositions législatives favorisent un développement de ces nouvelles technologies dans le cadre du respect des règles de sécurité et de protection de la vie privée et des données personnelles en accord avec les dispositions de la Charte sur les droits fondamentaux et du cadre européen de protection des données (Journal officiel des Communautés européennes, 2000; Parlement européen, 2016).

La digitalisation du secteur de l'énergie offre aux entreprises du secteur la possibilité d'optimiser leurs stratégies commerciales par la collecte et le recoupement d'informations (données de localisation, de consommation, et de navigation) issues notamment des composants connectés du réseau ou du comportement du client final et d'élargir leur offre de services : thermostats, compteurs connectés, solutions de pilotage de la maison, par exemple.

Du point de vue de la production énergétique, le digital permettra d'améliorer la performance opérationnelle des unités de production par la collecte et le traitement massif des données du réseau, donnant lieu à des analyses prédictives toujours plus précises de la consommation des usagers. Ces réseaux intelligents permettent notamment d'optimiser la sollicitation des unités de production afin de répartir, en temps réel, la charge de travail et de faciliter les opérations de maintenance sur l'ensemble des infrastructures.

## 6. Les scénarios

### 6.1. Méthode de construction des scénarios

La construction des scénarios se base sur les informations rassemblées dans la base prospective et sur les résultats de l'analyse structurelle décrite au paragraphe 4.10 . Ensuite, lors d'une réunion collégiale de travail, les membres du consortium ont réfléchi et débattu du positionnement possible des variables, de leurs évolutions d'ici à 2030 et 2050, de la cohérence de leurs positionnements et des chaînes de causalité possibles.

Après la *clusterisation* (le regroupement) des variables, les deux axes identifiés et décrits à la section 5 permettent de placer chaque scénario dans un cadran, ce qui facilite l'élaboration du narratif. Le consortium a mené plusieurs débats préparatoires à l'élaboration de ces narratifs, en échangeant dans le détail sur le contenu des variables pour chaque scénario.

Consacrer du temps à cette phase préliminaire permet d'améliorer la cohérence interne des scénarios, tout en s'autorisant la possibilité de plus forts contrastes entre eux. Le consortium a ainsi pu construire sur l'expérience acquise lors du projet précédent, où des tensions à l'intérieur d'un scénario s'étaient matérialisées lors de la rédaction des narratifs. Enfin, ce travail a également été pertinent pour nourrir la modélisation quantitative des scénarios, grâce au travail effectué sur chaque variable.

Il faut également préciser que chaque scénario a été conçu comme une trajectoire d'évolution et pas uniquement comme la description statique d'un état final. C'est la raison pour laquelle chaque scénario est divisé en deux épisodes séparés par un élément de rupture, un point de bifurcation. La première période s'étend jusqu'en 2030 alors que la seconde couvre les années 2030-2050.

Cet ensemble de modalités des différentes variables du système dans les quatre scénarios a été scruté avec soin pour s'assurer de leur cohérence interne. Avant la phase finale de rédaction, une réunion technique s'est tenue avec le comité d'accompagnement au cours de laquelle les modalités de chaque variable mais aussi les implications des scénarios pour la Wallonie ont été encore discutées de façon approfondie et ensuite déterminées.

Pour faciliter la comparaison des scénarios entre eux, il a été décidé de suivre la même structure narrative. Celle-ci reprend les éléments suivants.

- Contexte du scénario
  - Marché mondial des énergies
  - Marché mondial des ressources minérales
  - Innovations technologiques
- Description du scénario
  - Type de gouvernance des réseaux, *market design*
  - Type de structure des réseaux
  - Capacité d'interconnexion
  - Capacité de stockage
  - Intelligence des réseaux

- Flexibilité
- Demande d'énergie
- Aménagement du territoire et aspects territoriaux
- *Mix* énergétique
- Implications du scénario
  - Type d'économie et financement
  - Sécurité d'approvisionnement
  - Cybersécurité
  - Vie privée
  - Précarité énergétique
  - Rôle des GRD
- Trajectoires d'évolution
  - Élément de rupture possible
  - Première phase du scénario (=> 2030)
  - Deuxième phase du scénario (=> 2050)

Enfin, pour faciliter l'appropriation et la compréhension des scénarios, il a été décidé de les illustrer par la représentation d'un personnage qui pourrait l'incarner même si c'est de façon très réductrice.

Le narratif des quatre scénarios retenus est explicité dans les paragraphes suivants :

- Paragraphe 6.3 : réseaux centralisés, préoccupations marchandes
- Paragraphe 6.4 : réseaux centralisés, préoccupations non marchandes
- Paragraphe 6.5 : réseaux décentralisés, préoccupations marchandes
- Paragraphe 6.6 : réseaux décentralisés, préoccupations non marchandes

## 6.2. Méthode de travail pour les analyses *SWOT* et les recommandations

Chaque scénario a fait l'objet d'une analyse *SWOT* et de recommandations stratégiques. L'analyse *SWOT* et les recommandations stratégiques se sont basées sur les échanges avec les témoins privilégiés et sur l'expertise des membres du consortium.

A cet effet, une deuxième phase de consultation a été organisée, le 3 octobre 2017, avec les témoins privilégiés qui avaient participé, au début de la mission, à l'identification des variables du système 'réseaux énergétiques'.

Cette deuxième consultation a pris la forme d'un atelier participatif au cours duquel les témoins privilégiés ont eu à se prononcer sur les éléments de nature à favoriser l'émergence de chacun des scénarios.

Après une première phase d'introduction où la démarche générale de l'étude et le contenu des scénarios ont été rappelés, les questions suivantes ont été posées aux témoins privilégiés

- Pour les acteurs publics et privés, quelles sont les actions à entreprendre pour favoriser l'émergence de chaque scénario ?

- Pour les acteurs publics et privés, quelles sont les actions à entreprendre pour empêcher, freiner l'émergence de chaque scénario ?

Pour répondre à ces questions, il a été demandé aux participants de prendre distance par rapport à leurs réalités professionnelles spécifiques et de rentrer pleinement dans la logique de chaque scénario. Il leur a donc été demandé de considérer chaque scénario de manière équivalente sans chercher à privilégier un scénario qui pourrait leur paraître plus souhaitable du point de vue de leur positionnement professionnel.

Il faut souligner que les témoins privilégiés ont respecté ces consignes de façon très rigoureuse, ce qui a permis de maximiser la qualité des échanges au cours de cette matinée de travail.

Le matériel récolté au cours de cette session de travail a alors servi à alimenter les recommandations stratégiques, complémentairement aux analyses *SWOT* réalisées pour chaque scénario par les membres du consortium.

Ces recommandations stratégiques incluent des éléments de temporalité ('Priorités d'actions pour les décideurs'), qui se focalise sur les actions à entreprendre, par les décideurs, à court terme (dans un horizon de 1 à 5 ans). Il ne nous a, en effet, semblé ni légitime (car nous n'avons pas recueilli d'informations à ce sujet lors des phases de consultation) ni pertinent (sauf à faire de la pure hypothèse, non étayée, sur l'enchaînement futur des événements) de temporaliser plus précisément le moyen et le long terme. Ceci (la 'scénarisation' des recommandations stratégiques) pourrait faire l'objet d'un travail de prospective en soi.

Pour ces analyses *SWOT*, il faut préciser qu'il a été demandé aux membres du consortium d'examiner quelles seraient les conséquences de chaque scénario pour la Wallonie suivant les 4 points de vue suivants :

- cohésion sociale,
- environnement,
- viabilité économique,
- participation démocratique.

## 6.3. Scénario 1 : Réseaux centralisés, préoccupations marchandes

### 6.3.1. Titre du scénario

La plaque de cuivre européenne.

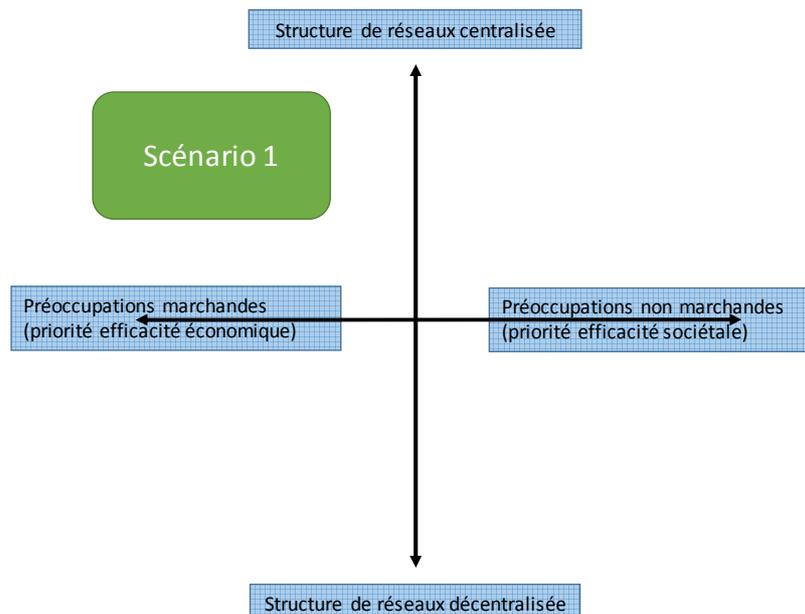
### 6.3.2. Personnage emblématique du scénario



La CEO d'un géant de l'énergie

### 6.3.3. Positionnement du scénario

Ce scénario repose, d'une part, sur le développement d'un réseau fortement centralisé et, d'autre part, sur une dominante des préoccupations marchandes (comprises comme étant essentiellement des considérations de nature économiques).



#### 6.3.4. Contexte du scénario

**Marché mondial des énergies** : sous l'effet de la croissance démographique et économique tirée principalement par les pays émergents, la demande en énergie globale double d'ici 2050 (AIE, 2017). Couplé aux évolutions géopolitiques, ce phénomène s'accompagne d'un déplacement du centre de gravité de l'énergie, vers le Sud-Est asiatique.

L'utilisation des combustibles fossiles à des fins énergétiques a été progressivement réduite au profit des énergies renouvelables, dont le potentiel est utilisé au maximum aux endroits les plus favorables<sup>51</sup>.

L'élection de Donald Trump à la maison blanche, le retrait des Etats Unis de l'accord de Paris sur le climat, la volonté affichée de Vladimir Poutine de réaffirmer la puissance de la Russie et la confirmation de la montée en puissance de la Chine et de l'Inde dans les négociations internationales sont des éléments de contexte international qui ont poussé l'Europe à réaffirmer son leadership en matière d'énergie et de climat<sup>52</sup>.

L'Europe a trouvé des solutions à son passage à vide des années 2010-2020 et est sortie renforcée des crises de l'euro et de la dette. Le sursaut européen s'est organisé principalement autour de l'axe Berlin/Paris. La profonde réforme de l'Europe et de ses institutions s'est traduite par une approche européenne centralisée de la production d'énergie et de la gestion des réseaux de transport et de distribution. Le scénario 'plaque de cuivre' matérialise la réalisation effective du marché intérieur de l'énergie en Europe, les réseaux sont intégrés et les échanges sont suscités par la recherche de l'optimum économique, notamment pour les flux nord-sud d'électricité d'origine renouvelable.

**Marché mondial des ressources minérales** : ce scénario met une très forte pression sur les ressources. La conséquence positive de cette pression sur les ressources est le développement du recyclage et de l'économie circulaire<sup>53</sup>.

**Innovations technologiques** : les technologies continuent à s'améliorer, en suivant les tendances observées par le passé, elles permettent de produire mieux en consommant moins. Ce scénario ne présente pas de ruptures technologiques importantes. L'électrification est devenue très présente dans le transport, le bâtiment et la plupart des secteurs industriels en Europe et en Wallonie. Les économies d'échelle se poursuivent et rendent les énergies renouvelables compétitives. Les réseaux de gaz ont été transformés pour leur permettre de transporter de l'hydrogène, ce qui permet de stocker au moins partiellement l'électricité renouvelable excédentaire. Le coût des technologies poursuit son amélioration, en particulier pour les technologies de production renouvelable à grande échelle (PV, offshore lointain par exemple).

---

<sup>51</sup> Le nucléaire et le gaz, avec capture et stockage du carbone, sont utilisés de manière transitoire.

<sup>52</sup> En particulier, la volonté de la Commission de positionner l'UE en leader de la transition vers l'énergie propre s'est confirmée dans ses objectifs de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> d'au moins 40% d'ici à 2030 tout en modernisant l'économie de l'UE et en créant des emplois et de la croissance pour tous les citoyens européens.

<sup>53</sup> Les effluents des entreprises fournissent une matière première renouvelable, qui alimente la production sans réduire davantage les ressources naturelles : dès leur conception, le recyclage des produits est pensé.

### 6.3.5. Description du scénario

**Type de gouvernance des réseaux :** avec des marchés de plus en plus intégrés au plan européen, la gouvernance européenne des marchés de l'énergie devient essentielle. En effet, le renforcement du dialogue et de la coopération au niveau régional sont cruciaux pour l'accessibilité et la sécurité d'approvisionnement d'énergie partout en Europe. Au départ de l'Energy Union, devenue un vrai projet européen, un véritable système de gouvernance européenne a été mis en place pour atteindre les objectifs européens et nationaux en matière de climat et d'énergie, en poursuivant la libéralisation des marchés de l'énergie. Dans ce cadre, les Etats membres sont tenus de reporter les progrès qu'ils effectuent pour atteindre leurs objectifs nationaux<sup>54</sup>.

La Commission Européenne a créé une entité *Distribution System Operator (DSO)* au niveau européen, en associant les distributeurs à la gouvernance européenne et en renforçant davantage le caractère intégré et central du marché. Cette entité travaille en étroite coopération avec *ENTSO-E* et *ENTSO-G*<sup>55</sup> notamment sur la formulation de recommandations sur l'intégration de la production des énergies renouvelables, la préparation et la mise en œuvre des codes de réseaux, le stockage, le développement de la gestion de la demande, la digitalisation des réseaux de distribution, etc.

Les rôles et compétences des autorités réglementaires nationales ont été adaptés pour renforcer la coopération régionale et des centres opérationnels régionaux ont été créés. Les rôles de ces centres régionaux ont été définis pour compléter l'activité des gestionnaires de réseaux de transport à maîtriser l'équilibre du système à leur niveau. L'approche régionale se greffe sur les cadres européens et nationaux et renforce le caractère intégré des marchés.

**Type de structure des réseaux :** l'une des priorités de la stratégie de l'Europe est de parvenir à une croissance durable en promouvant une économie plus efficace, plus durable et plus compétitive dans l'utilisation des ressources. Cette stratégie accorde une place privilégiée aux capacités centralisées de production d'énergie renouvelable, aux infrastructures énergétiques et à la modernisation rapide des réseaux européens en les interconnectant au niveau continental, voire au-delà, notamment en vue d'intégrer les sources d'énergie renouvelable des régions où ces énergies ont les meilleurs rendements.

Des instances de régulation fortes et supranationales régulent le secteur de l'énergie dans un cadre libéralisé. L'Europe des Régions met en place les grands chantiers européens de l'énergie<sup>56</sup> en réponse à la volonté de sécurité d'approvisionnement et aux défis climatiques. Le marché de l'énergie est intégré au niveau européen et permet d'optimiser les ressources renouvelables. L'assouplissement des règles de finances publiques combiné à la fin de l'austérité permet à de grands opérateurs privés

---

<sup>54</sup> Les objectifs sont définis dans des plans nationaux énergie-climat (*NECPs*) établis pour des périodes de 10 ans et portent sur la diversification des sources énergétiques et de fourniture de pays tiers, de réduction de la dépendance aux importations énergétiques, de déploiement des sources nationales d'énergies, d'intégration du marché et de couplage, de niveau de flexibilité du marché de l'énergie ; et le niveau d'inter connectivité pour 2030.

<sup>55</sup> <https://www.entsoe.eu/> et <https://www.entsog.eu/>

<sup>56</sup> L'union de l'énergie a été mise en place et ses cinq dimensions se sont matérialisées : (i) la sécurité d'approvisionnement, la solidarité entre Etats Membres, la confiance des consommateurs dans le marché, (ii) le marché de l'énergie complètement intégré, (iii) la primauté de l'efficacité énergétique, (iv) la décarbonation de l'économie et (v) la recherche, l'innovation et la compétitivité de l'économie européenne.

de développer, en partenariat avec le public, les capacités de production et les infrastructures de transport d'énergie au travers de l'Europe.

Les réseaux d'électricité et de gaz sont interdépendants : le gaz sert à stocker de l'énergie lorsqu'il y a un surplus de production électrique renouvelable qui est alors transformée en hydrogène, et à produire de l'électricité lorsque la production est insuffisante. La complémentarité entre les réseaux de gaz et d'électricité est renforcée.

Le *market design* est adapté pour faciliter les échanges d'énergie entre Etats-Membres. Le bon fonctionnement des marchés intégrés est assuré par les règles de séparation entre la gestion des réseaux et les activités de fourniture et de production, par la surveillance des marchés par des régulateurs indépendants et par la coopération forte entre les régulateurs de l'énergie (ACER) et le réseau européen des opérateurs de transmission. Ces règles permettent également d'assurer un accès non discriminatoire au marché pour tous et d'accroître la sécurité d'approvisionnement en cas de surcharge ou d'incident sur un marché national.

**Capacité d'interconnexion :** la plus grande solidarité européenne et l'exploitation des sources d'énergie renouvelable sur les sites où c'est le plus pertinent se traduit par le pilotage au niveau européen des capacités de production et des réseaux de transport d'énergie. Les infrastructures de transport d'énergie entre les différentes régions d'Europe sont très importantes, la gestion des interconnexions est centralisée au niveau européen et on assiste à la mise en place de la plaque de cuivre européenne. Les investissements importants dans les infrastructures de production et de transport, le développement d'interconnexions significatives au travers de l'Europe et dans les régions limitrophes permet à tous les acteurs européens de disposer d'énergie dans de bonnes conditions à tout moment. Les énergies renouvelables optimisées au niveau européen sont facilement accessibles en Wallonie grâce au réseau performant d'interconnexions. Les interconnexions sont également développées avec d'autres grandes régions et pays, comme par exemple l'Afrique et la Chine et permettent de connecter les centres de production des opérateurs privés. Le développement des infrastructures énergétiques et des interconnexions avec des pays voisins permet également de soutenir le développement socio-économique de ces pays.

**Capacité de stockage :** des solutions de stockage de grande ampleur basées sur les unités hydroélectriques de grande taille permettent de faire évoluer à la baisse le coût du stockage. Le réseau de gaz existant est valorisé, le *power-to-gas* est développé et permet de stocker l'électricité renouvelable excédentaire.

**Intelligence des réseaux :** l'utilisation optimisée des sources d'énergie renouvelable au niveau européen est combinée au réseau important d'interconnexions, géré au niveau européen. Le pilotage se fait principalement au niveau du réseau de transport, qui alimente suffisamment les réseaux de distribution, au départ d'énergies renouvelables importantes. L'intelligence des réseaux se développe au niveau des interfaces entre transport et distribution.

La mise en place des réseaux intelligents participe également au bon fonctionnement des marchés et permet une utilisation optimale des infrastructures énergétiques. L'efficacité énergétique et l'intégration des sources d'énergie renouvelable sont améliorées.

**Flexibilité** : le système est organisé autour de centrales de production importantes suffisamment dimensionnées et interconnectées, en ce compris pour le stockage. La flexibilité est organisée au niveau européen.

Dans ce scénario, le besoin de flexibilité se manifeste principalement au niveau des réseaux de transmission pour le réglage de la fréquence. Les risques de congestion des réseaux (transmission et distribution) sont faibles bien que le développement des voitures électriques puisse amener quelques congestions locales.

Le scénario plaque de cuivre permet d'une part d'utiliser les ressources de flexibilité là où elles sont disponibles<sup>57</sup> et d'autre part de diminuer les besoins de flexibilité grâce à la diversité de l'offre et de la demande, les occurrences de variations très rapides et non-prévues étant réduites.

**Demande d'énergie** : en Wallonie, la demande en énergie évolue à la hausse dans ce scénario, le focus étant principalement axé sur la capacité d'interconnexions. L'évolution vers plus de mobilité électrique, l'évolution du secteur du bâtiment avec d'une part l'augmentation du taux de rénovation et d'autre part l'électrification, la poursuite de l'évolution de l'économie wallonne vers les services, l'électrification de certains secteurs industriels provoquent la croissance significative de la consommation électrique.

**Aménagement du territoire** : la forte solidarité entre Etats-Membres permet la recherche de solutions *cost effective* au niveau européen, les énergies renouvelables intermittentes se développant où il y a du vent (Europe du Nord) et du soleil (Europe du Sud), et avec des centrales de production de grande taille (par exemple, la centrale DESERTEC ou des fermes géantes d'éoliennes flottantes en Mer du Nord). L'aménagement du territoire est sujet à une planification stricte et soumis à une régulation plus européenne qu'aujourd'hui pour permettre (i) l'utilisation optimale des ressources et notamment de la biomasse, fortement développée en appui des sources intermittentes et (ii) la construction des réseaux HT indispensables pour acheminer l'énergie au travers du continent européen.

Dans ce scénario, les arbitrages se font à un niveau plus large que le territoire wallon, ce qui permet d'initier de nouveaux accords de collaboration avec les régions limitrophes à la Wallonie. La mise en place de ce scénario nécessite d'adapter la structure organisationnelle de la Wallonie et de l'encourager à mutualiser ses ressources territoriales avec ses voisins.

**Mix énergétique** : le *mix* énergétique est basé majoritairement sur les énergies renouvelables centralisées. Les coûts de ces énergies ont continué à significativement baisser, ce qui autorise le développement de capacités importantes de production d'énergie renouvelable. Le surplus d'électricité renouvelable est converti en gaz de synthèse. Le gaz (avec capture et stockage du carbone) et le nucléaire sont utilisés de manière transitoire et disparaissent au fur et à mesure du déploiement des énergies renouvelables.

---

<sup>57</sup> Comme par exemple, les unités de pompage-turbinage hydroélectriques des pays nordiques, les unités gaz et biomasse avec capture et stockage du carbone, d'autres types de stockage comme le stockage thermique, la flexibilité de la demande offerte par certaines industries.

### 6.3.6. Implications du scénario

**Type d'économie :** l'économie européenne est centralisée, homogène et libérale. Elle est pilotée par de grands acteurs privés européens, qui opèrent dans le cadre européen défini, ils y maximisent leurs objectifs et permettent à l'Europe de se réindustrialiser, en bonne collaboration avec le secteur public. Cette politique facilite les investissements dans les capacités et les infrastructures d'énergie, qui améliorent à terme la balance commerciale de l'Europe, en réduisant les importations d'énergie.

Le marché de l'électricité évolue vers un marché unique et la mise en œuvre de la paque de cuivre permet d'atteindre un prix unique sur tout le réseau européen. Les grandes capacités d'interconnexion, qui étaient autrefois limitées et qui cloisonnaient physiquement les marchés nationaux de l'électricité, permettent maintenant un dispatch de la production au niveau européen, et ne sont plus un facteur limitatif des échanges.

La Wallonie se positionne et valorise son expertise sur quelques innovations, liées notamment au développement du stockage et à la gestion des réseaux (recherche de synergies technologiques sur le *Demand Side Management*, la flexibilité, minimisation des pertes par exemple), où la Wallonie développe des solutions flexibles en complément aux solutions des grands opérateurs.

De nouveaux modes de financement sont imaginés, et en particulier le secteur public contractualise avec le secteur privé tout en maintenant un certain contrôle. Les autorités publiques doivent en effet réaliser les bons arbitrages et ne pas céder au secteur privé uniquement les infrastructures les plus rentables en conservant celles qui le sont moins. Ce sont principalement les grandes entreprises qui disposent des moyens et des compétences nécessaires pour structurer et réaliser ces partenariats et ces investissements, le cas échéant en les assortissant de garanties européennes.

**Sécurité d'approvisionnement :** la sécurité d'approvisionnement est élevée, les capacités de production d'énergie renouvelable sont importantes et les interconnexions permettent à chaque consommateur européen de disposer d'énergie à tout moment dans des bonnes conditions.

Les infrastructures énergétiques à l'échelle de l'Union sont modernisées pour éviter les défaillances techniques (Alizadeh, 2012)<sup>58</sup> et renforcer leur résilience face aux défaillances et aux catastrophes naturelles ou d'origine humaine, aux effets négatifs du changement climatique et aux menaces qui pèsent sur leur sécurité d'approvisionnement. La hausse significative des volumes d'investissement par rapport aux tendances passées et l'urgence de mettre en œuvre les priorités en matière d'infrastructures énergétiques ont encouragé la facilitation de l'octroi des autorisations, qui étaient auparavant des obstacles importants au déploiement des investissements, à la réglementation et au financement des infrastructures énergétiques, notamment transfrontalières.

**Cybersécurité :** la sécurité des réseaux est un point d'attention, la centralisation des capacités de production et les interconnexions importantes nécessitent une vigilance accrue pour assurer la protection de ces installations.

---

<sup>58</sup> Un réseau interconnecté à grande échelle mène à plus de complexité et à des risques de défaillances en cascade qui peuvent affecter des larges zones géographiques. Particulièrement si toute la production est centralisée, et que certaines régions ont très peu de capacité de production et de stockage. Cela nécessite une gestion des risques à un niveau supranational.

**Vie privée** : dans ce scénario, les données individuelles de production et de consommation ne font pas l'objet de convoitises particulières. Le consommateur final ne fait pas l'objet d'une concurrence particulière entre les opérateurs, qui se concentrent d'une part sur les capacités de production et d'autre part sur les interconnexions.

**Précarité énergétique** : En fonction des sensibilités politiques et des politiques de redistribution, le risque d'augmentation de la précarité énergétique pourrait être limité d'autant que les possibilités d'intervention publique sont renforcées pour les consommateurs vulnérables. Le renforcement des règles de concurrence a également permis d'encourager une tarification de la fourniture basée sur le marché.

**Rôle des GRD** : il n'y a pas d'évolution majeure du rôle des réseaux de distribution dans ce scénario : les réseaux de distribution accompagnent la centralisation européenne.

Si la demande augmente, les réseaux de distribution pourraient être confrontés à des problèmes de sous-dimensionnement des lignes. Les GRDs ont probablement un rôle à jouer pour réduire les besoins de renforcement des infrastructures de distribution, par exemple au niveau de la gestion des voitures électriques (lieux de recharges pour éviter la surcharge des réseaux, incitations pour la recharge aux moments des creux de demande).

### 6.3.7. Trajectoires d'évolution

**Éléments de rupture possible** : les politiques américaine, russe et chinoise accélèrent la transformation de l'Europe. Le *leadership* européen s'affirme grâce au *leadership* de grandes figures emblématiques du monde des entreprises et de la société civile. Ce *leadership* se matérialise au travers d'accords de collaboration énergétique avec d'autres grandes régions et pays, notamment la Chine et l'Afrique.

**Première phase du scénario (jusqu'en 2030)** : les Etats-Unis s'enfoncent dans le Trumpisme, la Russie reste menaçante, l'Europe (et en particulier celle de l'énergie) a pris son destin en main, s'est renforcée et a réglé ses maladies de jeunesse. L'Europe a défini le cadre favorable à la mise en place de l'union de l'énergie, elle s'est réindustrialisée et a favorisé le développement des infrastructures et le déploiement et le développement de grandes entreprises européennes dans le secteur de l'énergie.

**Deuxième phase du scénario (de 2030 à 2050)** : l'Europe de l'Énergie a été mise en place avec succès et l'Europe plus forte poursuit le déploiement d'une part des capacités de production d'énergie renouvelable sur les sites les plus pertinents et d'autre part des infrastructures de transport d'énergie, notamment en accord avec l'Afrique du Nord et la Chine. Les réseaux de distribution sont configurés autour de la plaque de cuivre européenne.

### 6.3.8. Analyse SWOT du scénario centralisé marchand

	Forces et opportunités	Faiblesses et menaces
Cohésion sociale	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Le citoyen et l'opérateur économique bénéficient d'une Europe plus forte, plus autonome, et plus solidaire, dont ils perçoivent les bénéfices au quotidien : accès à une énergie sûre, compétitive et durable.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sous l'influence de l'harmonisation au niveau de l'Europe, certaines OSP (obligations de services publics), pertinentes au niveau local, pourraient disparaître, entraînant une perte de protection sociale et en accentuant le risque de dualisation.</li> <li>- La précarité dans certaines (sous) régions s'accroît en Europe et en Wallonie.</li> </ul>
Environnement	<ul style="list-style-type: none"> <li>- L'aménagement du territoire est optimisé au niveau européen.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Le scénario est consommateur de ressources (minérales notamment), tant pour les capacités de production que pour les infrastructures de transport.</li> <li>- Les mouvements de résistance locale provoquent du retard voire empêchent la réalisation des infrastructures.</li> </ul>
Viabilité économique	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Les marchés sont optimisés et intégrés, les <i>trade-offs</i> se font au niveau EU.</li> <li>- La balance commerciale EU est améliorée par une réduction de l'import des combustibles fossiles.</li> <li>- Le scénario ne dépend pas des technologies de rupture.</li> <li>- La croissance économique est encouragée par les grands opérateurs privés et quelques (T)PME de pointe.</li> <li>- Grâce à la gestion intelligente de la demande locale, les GRD permettent de réduire les besoins de renforcement.</li> <li>- Différentes sources de financement sont mobilisées.</li> <li>- La Wallonie se positionne sur certaines innovations, liées notamment au développement du stockage et à la gestion des réseaux (recherche de synergies technologiques sur la flexibilité, minimisation des pertes par exemple).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Le scénario nécessite des investissements importants aussi au niveau du réseau, qui devra être configuré pour accueillir des grandes quantités d'énergie renouvelable intermittente et gérer l'intermittence, le cas échéant au travers de capacités de stockage importantes.</li> <li>- Le développement des grandes entreprises européennes se fait au détriment de TPME wallonnes et du citoyen. L'excès de libéralisme se traduit par une grande dépendance vis-à-vis des grandes entreprises EU, qui prennent le contrôle (d'une partie) du système. Il y a un risque sur l'emploi : les emplois créés par la politique EU pourraient ne pas compenser les emplois perdus suite au libéralisme économique.</li> <li>- La balance commerciale wallonne est détériorée par l'import d'électricité.</li> <li>- L'innovation se fait peu en Wallonie.</li> <li>- L'existence de micro-réseaux est questionnée.</li> <li>- Le secteur bancaire, obligé de jouer un rôle central pour le financement des grandes infrastructures, ne peut souffrir d'aucune fragilité ni d'aucune perte de confiance.</li> </ul>

Participation démocratique	<ul style="list-style-type: none"> <li>- La géopolitique se traduit par une gouvernance européenne forte.</li> <li>- Le projet européen fédère les citoyens.</li> <li>- L'Europe des régions permet aux régions de se renforcer, la Wallonie profite de cette opportunité de relance.</li> <li>- Ce scénario implique d'encourager et de préparer le consommateur à une gestion plus dynamique de l'énergie, notamment au travers de la <i>DSM</i>.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Le renforcement de la gouvernance européenne éloigne les institutions des citoyens. Tout comme le citoyen, le décideur wallon a une marge de manœuvre étroite.</li> <li>- La compréhension des enjeux liés à l'énergie relève de quelques experts.</li> <li>- L'évolution du traitement des questions d'aménagement du territoire vers le niveau européen s'accompagne d'une perte d'autonomie du pouvoir local (communes).</li> <li>- La dépendance de la Wallonie vis-à-vis de l'Europe est importante, ce qui pourrait accroître la vulnérabilité politique, de la Wallonie qui ne parvient pas à faire entendre sa voix.</li> <li>- Le scénario présente un risque de perte de démocratie, au profit des grands opérateurs privés.</li> </ul>
-------------------------------	--	--

### 6.3.9. Recommandations stratégiques

- L'Europe des régions

Le scénario présuppose la réalisation complète du marché intérieur européen de l'énergie

Compte tenu de l'importance de l'Europe de l'énergie, l'autorité publique wallonne mène dès aujourd'hui des campagnes d'information et de sensibilisation destinées aux citoyens et nécessaires pour expliquer l'Europe et en renforcer l'image positive auprès du citoyen qui doit adhérer pleinement au projet européen (du moins dans sa dimension d'intégration énergétique). L'autorité publique met le consommateur au centre et améliore les capacités de compréhension et de négociation des (petits) acteurs dans ce marché face aux géants de l'énergie.

Le scénario nécessite d'éviter la tentation du vase clos : l'autorité publique wallonne s'inscrit dans un processus de marché plus large que la seule Wallonie (recherche de synergies technologiques sur la gestion de la flexibilité par exemple via des contrats flexibles, qui permettent de limiter l'injection des unités intermittentes à certains moments). La Wallonie identifie les compétences d'intérêt commun et initie des accords de collaboration avec les régions limitrophes. La Wallonie s'organise avec celles-ci pour défendre une position commune vis-à-vis des opérateurs privés. Concrètement, la Wallonie centralise certaines compétences communales, liées par exemple à l'aménagement du territoire et cherche, avec ses voisins, à définir une position commune, par exemple pour le développement du réseau de transport. La Wallonie met en place cette centralisation dès les élections communales de 2018, en ayant soin d'informer suffisamment le niveau communal et en l'embarquant dans ce changement.

L'autorité publique accompagne le transfert d'une série de compétences liées à l'énergie, depuis les parlements (wallon, fédéral) vers le niveau européen. La Wallonie s'organise, notamment au travers du PNEC 2030, pour indiquer proactivement à l'Europe ce qui est réalisable sur son territoire.

L'autorité publique s'assure que la communication et la coordination entre gestionnaires de réseaux de transport et de distribution sont développées (ainsi qu'avec *ENTSO-E*, *ENTSO-G* et le *TSO* européen): l'accès au réseau de distribution est fluide et bien codifié par rapport aux codes de réseau européen, les mesures et protocoles de sécurité sont renforcées. L'autorité publique fait en sorte que la Wallonie se dote des capacités pour gérer les flux d'énergie et de puissance à l'interface avec le réseau de transport<sup>59</sup>. L'optimisation de ces flux est quant à elle déléguée au niveau européen. A court terme, la Wallonie indique à l'Europe ses souhaits et ses potentialités.

- Le cadre réglementaire et les GRD

Les compétences et les lignes directrices émises par le régulateur évoluent dans le sens européen : dès demain, l'autorité publique wallonne entreprend la refonte radicale du cadre réglementaire wallon, notamment pour transposer le marché européen tout en cadrant de potentiels excès du libéralisme. L'autorité publique revoit de fond en comble les droits et obligations des différentes parties, les

---

<sup>59</sup> Gestion des pointes de consommation ; réactivité aux signaux de marché ; gestion du balancing ; suivi de la qualité de la tension.

prérogatives locales sont revues à la baisse sur les questions liées aux infrastructures de production, aux réseaux de transport, aux infrastructures de stockage et au *DSM*, à l'aménagement du territoire.

Avec les régions voisines, l'autorité publique wallonne mène une réflexion sur les activités régulées et non régulées, pour éviter de laisser les mains trop libres aux opérateurs privés. Le rôle des différents acteurs tant au niveau européen qu'au niveau wallon évolue et doit être clarifié : l'autorité publique mène une réflexion approfondie sur la manière de collaborer et sur les échanges nécessaires avec les autres régions pour permettre aux réseaux et aux utilisateurs de réseaux régionaux d'interagir l'un avec l'autre dans le cadre de règles adéquates. Ce faisant, l'autorité publique cherche l'optimum à adopter dans les rôles à attribuer à quelques acteurs privés essentiels au bon fonctionnement du marché. Le cadre wallon prévoit quelques possibilités d'intervention pour éviter tout excès de libéralisme de certains opérateurs privés, dont les intérêts ne servent pas toujours la Wallonie : en déléguant (une partie) du service public à une entité privée, l'autorité publique doit rester attentive à la défense d'une forme d'intérêt général. C'est pour cela que la Wallonie entreprend dès 2018 de mettre en place des accords avec ses voisins.

- Les investissements

L'autorité publique met en place de nouveaux modes de financement, et en particulier contractualise avec le privé de manière *win-win* en maintenant un certain contrôle. Les autorités publiques doivent en effet réaliser les bons arbitrages et ne pas céder au secteur privé uniquement les infrastructures les plus rentables en devant conserver celles qui le sont moins. La Wallonie lance de premiers projets pilotes avec le secteur privé, avec la volonté de concrétiser ces projets entre 2020 et 2025.

Les décisions d'investissement dans les infrastructures de transport d'électricité sont centralisées au niveau européen (*TSO* européen). Les OSP deviennent davantage européennes que wallonnes. Au niveau wallon, l'autorité publique met en place dès 2020 des OSP locales en complément aux OSP européennes et elle prévoit l'imposition d'OSP aux entreprises privées actives sur le territoire, pour éviter le plus possible les phénomènes de dualisation sociale ou territoriale. Cela implique de mener une réflexion en profondeur sur l'évolution de la structure tarifaire et des différents mécanismes de 'solidarité'.

L'autorité publique wallonne fait en sorte que les réseaux de transport et de distribution soient adaptés et financés pour accueillir et dispatcher des quantités importantes d'électricité renouvelable intermittente, en provenance du Nord et du Sud de l'Europe. Le réseau de distribution doit dès lors être complété notamment par de la flexibilité, de la gestion de la demande, du stockage et le maximum d'effort de minimisation des pertes de transport (programmes de recherche etc.). Le cadre réglementaire est revu en ce sens, pour intégrer la flexibilité. Les initiatives pilotes en matière de flexibilité, de gestion de la demande et de stockage doivent être industrialisées et soutenues financièrement rapidement<sup>60</sup>, les GRDs doivent être habilités à se fournir en flexibilité, et le rôle des fournisseurs de flexibilités et des agrégateurs doit être clarifié afin qu'ils puissent participer au marché et mobiliser un maximum de flexibilité disponible. Au plus vite, l'autorité publique wallonne initie et participe activement aux discussions sur la flexibilité, dans les cénacles européens, fédéraux et

---

<sup>60</sup> Cf. par exemple, les propositions du régulateur pour soutenir la flexibilité 'technique' et les règles en matière d'octroi des capacités d'injection et d'investissements réseaux associés.

régionaux, avec les acteurs. Ces opérateurs entendent activer également des ressources sur les réseaux de transport local et de distribution et doivent être encadrés par l'autorité publique.

Ce scénario nécessite de soutenir les technologies notamment de production d'électricité renouvelable dont la rentabilité augmente avec la taille (économie d'échelle).

A court terme, l'autorité publique wallonne transpose de manière efficace de nouvelles procédures de marchés publics européens favorisant les 'grands chantiers' internationaux. Elle soutient les acteurs wallons afin qu'ils puissent y répondre directement ou indirectement (partenariats), notamment au travers de garanties.

L'autorité publique soutient au niveau Européen le relâchement des garde-fous du secteur bancaire (accords de Bâle III) afin de permettre des prêts massifs pour le développement des infrastructures.

**Priorités d'actions, à court terme, pour les décideurs :**

- campagnes d'information et de sensibilisation destinées aux citoyens et nécessaires pour expliquer l'intérêt de l'Europe (de l'énergie) ;
- refonte radicale du cadre réglementaire wallon qui régit le fonctionnement des GRD ;
- discussions inter-régionales approfondies sur les mécanismes de collaboration inter-réseaux dans le cadre de règles adéquates ;
- révision du cadre réglementaire pour plus de flexibilité, une meilleure la gestion de la demande, une meilleurs prise en compte du stockage et la minimisation des pertes de transport ;
- lancement d'initiatives et participation à de vastes discussion relatives à la flexibilité, dans les cénacles européens, fédéraux et régionaux ;
- transposition de nouvelles procédures de marchés publics européens favorisant les 'grands chantiers' internationaux.

## 6.4. Scénario 2 : Réseaux centralisés, préoccupations non marchandes

### 6.4.1. Titre du scénario

La citadelle énergétique européenne.

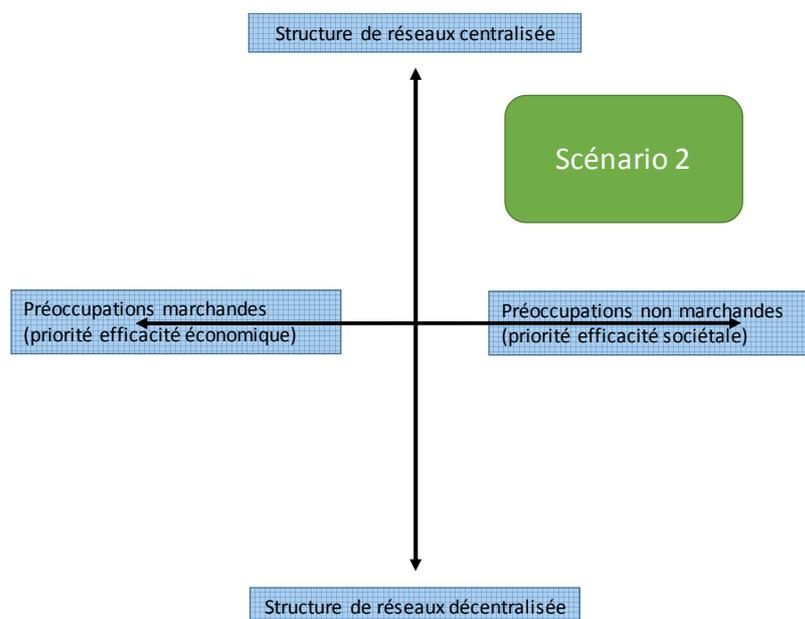
### 6.4.2. Personnage emblématique du scénario



Le fonctionnaire européen keynésien

### 6.4.3. Positionnement du scénario

Le scénario proposé ci-dessous repose, d'une part, sur le développement d'un réseau fortement centralisé et, d'autre part, sur une dominante des préoccupations non-marchandes (comprises comme étant essentiellement des considérations sociales et environnementales).



#### 6.4.4. Contexte du scénario

**Marché mondial des énergies :** Ce scénario s'inscrit dans un contexte de conflits mondiaux qui rend de plus en plus difficile l'accès aux énergies fossiles. La société se retrouve dans une situation proche de celle des années '70 qui a vu le développement du nucléaire de 2<sup>ème</sup> génération (Tihange et Doel), auquel succèdent les centrales de 4<sup>ème</sup> génération, pouvant désormais être déployées au niveau industriel. Les autorités européennes sont incitées à développer des alternatives non pétrolières ou gazières fossiles pour la production d'énergie. Les filières de biomasse européennes sont fortement soutenues et des initiatives de redéploiement des exploitations de charbon (en Europe et singulièrement en Belgique) se multiplient. Pour limiter les effets du changement climatique celles-ci sont adossées à de vastes programmes de capture et de séquestration du carbone (*CCS : Carbon Capture and Storage*). Les techniques de gazéification du charbon et d'échange méthane/CO<sub>2</sub> dans les mines sont matures et une série d'industriels investissent pour remettre à flot les installations minières.

On assiste, par ailleurs, à une remise en cause du libre-échange à l'échelle planétaire. Celui-ci ne se conçoit plus qu'au niveau des grands blocs géopolitiques, dont les Etats-Unis qui poursuivent dans cette voie largement favorisée depuis l'ère 'Trump'. Au niveau des marchés de l'énergie, la libéralisation du marché européen a conduit à une impasse que les autorités européennes s'emploient à corriger en favorisant un réseau et une production centralisés.

**Marché mondial des ressources :** les conflits géopolitiques rendent difficile l'accès aux matières premières (terres rares, lithium...), mais cela ne pose pas trop de problèmes puisque ce scénario, centralisé et donc générateur d'importantes économies d'échelle, est moins consommateur en ressources liées aux technologies de l'information (hormis pour les ressources propres au nucléaire). Les ressources nucléaires sont évidemment assez disputées, mais la survenance des réacteurs de 4<sup>ème</sup> génération permet de faire retomber cette pression puisqu'on peut désormais exploiter les matériaux non directement fissiles (matériaux fertiles) comme l'isotope non fissile de l'uranium (U238) ou le thorium.

On assiste en revanche, dans les premières phases du scénario, à une tension croissante sur la biomasse européenne.

**Innovations technologiques :** cette variable est déterminante dans ce scénario : on y assiste en effet à d'importantes évolutions (voire des ruptures) technologiques dans le domaine de la production centralisée d'énergie. Dans un premier temps, il s'agit de percées majeures en matière de CCS qui permettent d'exploiter le charbon et la biomasse européens sans conséquences climatiques négatives. Par la suite, le nucléaire de 4<sup>ème</sup> génération arrive à maturité vers 2040. Au sein de ses diverses filières désormais disponibles, le *VHTR (Very High Temperature Reactor)* génère en co-produit, de l'hydrogène (Generation IV International Forum, 2014), qui peut ensuite être transformé en méthane. Vers 2050 enfin, les réacteurs de fusion nucléaire sont opérationnels et autorisent un approvisionnement énergétique abondant, sécurisé et décarboné. Ces ruptures technologiques sont réalisées dans un cadre européen renforcé, grâce à un effort de recherche de type keynésien (ce scénario est compatible avec une volonté européenne de sortir de la crise économique par de l'investissement public).

Par contraste, les innovations sociales demeurent assez ténues, le 'Grand Timonier européen' veillant à la disponibilité d'une énergie abondante et à bas prix.

#### 6.4.5. Description du scénario

**Type de gouvernance des réseaux** : la libéralisation des marchés de l'énergie a montré ses limites, elle n'a pas tenu ses promesses initiales et n'a pas créé le marché de l'énergie idéal attendu. La complexité des réseaux les rend ingérables, fragiles et ils sont des cibles faciles et récurrentes de cyber-attaques difficiles à prévenir et à neutraliser. Les autorités européennes reconnaissent l'impasse des politiques de libéralisation des marchés et repensent totalement la gouvernance des réseaux et du marché de l'énergie. On en revient à une gouvernance des réseaux centralisée et pilotée au niveau européen, avec des relais au niveau national. Ce revirement est compatible avec les prises de position de l'ancien ministre de l'énergie Jean-Paul Poncelet. Selon celui-ci, cité par le Forum nucléaire : 'le modèle à suivre aujourd'hui est celui de la Grande-Bretagne : il faut une nouvelle réglementation et une intervention des pouvoirs publics encourageant les investissements à long terme' (Forum Nucléaire, n.d.; Poncelet, 2017). Pour paraphraser Voltaire, on pourrait dire que les autorités européennes arrivent à la conclusion que 'l'énergie est une chose trop importante pour la confier au seul marché<sup>61</sup>'. Cela implique la création d'un régulateur européen qui serait une évolution de l'ACER<sup>62</sup> actuelle. Elle devient une agence indépendante qui a pour mandat d'assurer un approvisionnement fiable et décarboné en électricité et gaz (naturel) du marché européen. De même, on assiste à la création de deux véritables gestionnaires européens de réseaux de transport d'énergie (électricité et gaz). Ces nouveaux *ENTSO-E* et *ENTSO-G* remplacent Elia et Fluxys en Belgique (ou ne leur délègue que quelques missions locales). Les grands flux européens sont gérés par *ENTSO-E* et *ENTSO-G*. Ils s'occupent donc de la construction et de la gestion d'infrastructures énergétiques.

Au niveau des GRD, on assiste à un mouvement généralisé de *re-bundling* : (en référence à la situation qui existait en Europe avant la libéralisation des marchés de l'énergie) avec la création de géants européens intégrés verticalement qui gèrent la production, le transport, la distribution et la fourniture d'énergie, sous la houlette d'un comité de contrôle européen.

**Type de structure des réseaux** : la structure des réseaux d'énergie est très centralisée à une échelle européenne et nationale. Cette centralisation répond à des impératifs techniques et à une volonté politique, mais elle est aussi une conséquence des investissements, colossaux, nécessaires pour déployer les moyens de production nucléaire, investissements supportables uniquement à l'échelle nationale voire européenne. A cette centralisation des moyens de production répond, naturellement, une centralisation des réseaux et de leur contrôle. Ainsi, quelques grosses unités centralisées produisent-elles de grandes quantités d'énergie (électricité et syngas) qui sont ensuite acheminées vers les différents consommateurs, dans un modèle de 'ruissellement par le haut'. Le réseau est de type 'maillé', afin de permettre une forte redondance des parcours de transport.

**Capacité d'interconnexion** : dans ce scénario, il est nécessaire de disposer de fortes capacités d'interconnexion entre états européens pour échanger sur tout le continent les productions réalisées dans les grosses unités centralisées. En revanche, les interconnexions avec les pays extra-européens sont faibles parce que superflues : l'Europe se pose en véritable citadelle énergétique auto-suffisante.

---

<sup>61</sup> 'Notre santé est une chose bien trop importante pour la confier aux seuls médecins'

<sup>62</sup> [http://www.acer.europa.eu/fr/The\\_agency/Pages/default.aspx](http://www.acer.europa.eu/fr/The_agency/Pages/default.aspx) consulté ce 16 août 2017

**Autres caractéristiques des réseaux :** dans ce scénario où l'abondance énergétique est la règle, les capacités de stockage d'énergie sont limitées puisqu'elles ne sont pas nécessaires. L'électricité est toujours disponible et de vastes réseaux de *syngas*<sup>63</sup> parcourent le continent. De même, l'intelligence des réseaux s'avère assez faible car relativement inutile : on est en effet ici dans le règne de l'abondance énergétique. En outre, des réacteurs nucléaires de faible puissance (*SMR*), (Chenais 2016) déployés à travers le continent, complètent le dispositif de production et de transport et permettent à la production électrique de s'adapter à la charge. Il en va de même pour ce qui concerne la flexibilité, minimale car dispensable.

**Demande d'énergie :** dans ce scénario, la demande d'énergie est forte. En effet, les autorités européennes mettent en place une politique volontariste poussant les prix vers le bas (ce qui est rendu possible, notamment, par les économies d'échelle au niveau de la production et du transport) afin de favoriser la compétitivité des entreprises européennes et la consommation intérieure. En réponse à cette politique de prix bas imposés par l'Europe, la demande est importante.

**Aménagement du territoire :** le modèle transactionnel (négociation au cas par cas) est délaissé au profit d'un aménagement du territoire de type 'planification' à un niveau européen. Cet aménagement du territoire européen est matérialisé par des documents qui rappellent le SDEC (Commission européenne 1999), mais leur ambition et leur portée sont renforcées. Ils ont désormais une portée planificatrice pour rendre possibles la création des réseaux d'énergie, des *hubs*, des centres de productions d'énergie, de stockage de CO<sub>2</sub>, de déchets nucléaires dont l'Europe de l'énergie a besoin. Dans cette configuration, les territoires ne sont pas mobilisés pour produire de l'énergie, la production d'énergie à partir d'unités centralisées (*CCS*, 4<sup>ème</sup> génération et fusion) étant très peu consommatrice d'espace. Il est, par exemple, inutile d'affecter de grandes superficies aux moyens de productions renouvelables (éolien notamment).

En revanche, ce scénario suppose une importante mise à jour de pans entiers du droit du sol, qui n'est plus adapté, par exemple, à la réouverture des mines et aux nouvelles activités qui y sont pratiquées (extraction du méthane, réinjection du CO<sub>2</sub> ...). De même, le déploiement de grosses unités nucléaires soulève une série d'obstacles en termes d'aménagement du territoire et d'acceptabilité par la société civile.

L'organisation du territoire wallon se conçoit donc en lien très étroit avec le niveau européen. Dans ce scénario, la Wallonie est un élément d'une vaste trame à l'échelle du continent avec des interconnexions nombreuses et intenses, la Wallonie est ouverte et ne se pense pas centrée sur elle-même. Cet élément va dans le sens des évolutions voulues par les 'pères fondateurs' de la libéralisation de l'énergie qui ont cherché à créer un vaste marché unique permettant l'émergence de géants européens capables de rivaliser avec leurs homologues américains et maintenant chinois, indiens.

**Mix énergétique :** à l'instigation de l'Europe, le *mix* énergétique est très faiblement émetteur de carbone. Le parc de production est basé dans un premier temps sur de la biomasse et du charbon européen adossés à des gros moyens de *CCS*. Par la suite, la fission de 4<sup>ème</sup> génération et la fusion prennent le relais. Dans ce scénario, les réacteurs de Tihange 1 et 2 s'arrêtent en 2025 mais Tihange 3 est prolongé jusque 2035. On assiste aussi à la production massive de *syngas* entre autres avec des

---

<sup>63</sup> Gaz de synthèse obtenu par électrolyse de l'eau. L'hydrogène produit peut, éventuellement, réagir avec des molécules carbonées pour produire une large variété de d'hydrocarbures (CH<sub>4</sub>,...)

productions combinées d'électricité et d'hydrogène (biosourcée ou issue de réacteurs de 4<sup>ème</sup> génération).

#### 6.4.6. Implications du scénario

**Type d'économie** : ce scénario favorise le développement d'une économie industrielle 'classique', qui demande de faibles coûts des énergies et une grande disponibilité de celles-ci. Ce scénario ne nécessite pas de grandes innovations sociales : on est dans le règne de l'abondance énergétique qui permet de nombreux gaspillages et une surconsommation décomplexée puisqu'elle n'a plus d'effets négatifs sur le changement climatique. Dans le domaine de l'énergie, seuls quelques géants transnationaux soutenus par la puissance publique européenne sont capables de supporter les coûts d'investissement des nouvelles centrales (CCS, 4<sup>ème</sup> génération ou fusion). Ces éléments sont cohérents avec les dérives budgétaires (dépassements des budgets initiaux) constatées dans les derniers projets nucléaires tels que Flamanville ou Hinkley Point, où seule la garantie, par le pouvoir public, d'un prix élevé du MWh nucléaire rend le projet finançable. Le financement des infrastructures de réseaux est assuré par des fonds européens qui trouvent leur origine dans une contribution des différents Etats membres ou dans une fiscalité énergétique spécifiquement européenne. Cela pourrait être une utilisation des moyens dégagés par le système ETS ou, de façon éventuellement complémentaire, par la mise en place d'une taxe carbone pour les secteurs non soumis à l'ETS. Dans ces deux cas, les revenus dégagés seraient gérés directement au niveau européen contrairement à ce qui se fait aujourd'hui. De ce fait, les différences de niveau d'infrastructure entre pays et régions d'Europe auront tendance à être gommées par la puissance publique européenne.

**Sécurité d'approvisionnement** : elle est forte puisqu'elle est basée sur de gros stocks d'énergie primaire, qu'il s'agisse de charbon, d'uranium ou de thorium (cf. la surgénération -rendue possible par le passage au nucléaire de 4<sup>ème</sup> génération- qui multiplie par 50 les ressources fissiles disponibles). De même, les réacteurs de fusion nucléaire permettent d'accéder au rêve d'une énergie abondante et illimitée. La dépendance énergétique à l'égard de la Russie ou du Moyen-Orient a disparu au profit d'un marché européen de l'énergie, dynamique et auto-suffisant.

**Cyber sécurité** : le caractère centralisé des réseaux et des moyens de production les rend vulnérables aux risques d'attaques terroristes et singulièrement aux cyberattaques. De ce point de vue, on peut considérer que l'ensemble du système énergétique est peu résilient à des chocs de cette nature. Si la sécurité d'approvisionnement est élevée, le risque d'un *black out* général du système suite à une attaque ou à une défaillance d'un élément-clé du système (réseaux, *hub*, centrales) ne peut pas être exclu. Pour pallier cette fragilité, on crée des redondances de lignes dans les connexions entre pays.

**Vie privée** : dans ce scénario, il n'y a pas ici, à proprement parler, de marchandisation (monétarisation) des données personnelles. En revanche, la lutte contre la cybercriminalité justifie des intrusions renforcées dans la vie privée de la part des autorités de contrôle et donc une relative perte de liberté individuelle.

**Précarité énergétique** : elle est encadrée par le rôle régulateur de l'Europe qui, par un soutien actif au prix de l'énergie, en facilite l'accès à tous. Par divers mécanismes, l'Europe mène donc une lutte constante contre la précarité énergétique, y compris par un soutien renforcé aux entreprises (cette option est compatible avec une politique européenne de relance, d'infrastructures, de redéploiement industriel).

**Rôle des GRD** : l'heure est au retour aux fondamentaux : les GRD se réapproprient leurs métiers tels qu'ils les pratiquaient avant la libéralisation. En Wallonie, au terme d'un long processus de *rebundling* et de reconsolidation des acteurs, il ne reste qu'un seul GRD à la manœuvre sur l'ensemble du territoire.

#### 6.4.7. Trajectoires d'évolution

**Élément de rupture possible** : ce récit s'inscrit dans un contexte de tensions géopolitiques croissantes. Les industriels sont de plus en plus pénalisés par le manque de visibilité en matière de prix et ceci freine leurs investissements. Ce scénario suppose par ailleurs la survenance d'importantes innovations et percées technologiques dans plusieurs moyens de production, grâce notamment au soutien massif de l'Europe en recherches et développement. Il s'agit d'abord (vers 2030) du CCS qui permet de se centrer sur des énergies primaires européennes sans impact négatif sur le climat. La fission nucléaire de 4<sup>ème</sup> génération est mûre, quant à elle, à l'horizon 2040 et la fusion nucléaire vers 2050.

**Première phase du scénario (Jusqu'en 2030)** : le scénario se marque par des tensions géopolitiques accrues avec pour conséquences des prix des énergies fossiles en forte hausse. Dans le même temps, la libéralisation des marchés de l'énergie montre ses limites. Les marchés ne parviennent pas à anticiper les besoins des réseaux et des consommateurs. Il y a un vrai problème de temporalité entre besoins du marché et investissements. Même si les signaux prix existent, ils sont trop tardifs et trop brutaux pour permettre de renouveler les réseaux et les parcs de production. Cette situation induit des chocs récurrents sur les prix de l'électricité (on passe en quelques jours de valeurs négatives à plus de 3000 euros/MWh) qui déstabilisent l'économie, mais aussi la société européenne dans son ensemble. Dans les cas extrêmes, cette instabilité des réseaux mène à plusieurs *black out* sur de grandes portions du territoire européen. A cause de cette double contrainte (tension sur les prix du fossile et instabilité des réseaux) l'Europe décide d'investir massivement dans la recherche de solutions qui assureraient son indépendance énergétique (CCS, nucléaire de 4<sup>ème</sup> génération, fusion nucléaire) et de faire marche arrière en matière de libéralisation.

Cette politique volontariste d'innovation scientifique centralisée, soutenue par des investissements publics massifs repose sur un modèle technocratique fort et est aussi une réponse keynésienne à une crise économique qui n'en finit pas de saper les fondements de la construction européenne et en pénalise le développement, ce dont de plus en plus de décideurs prennent conscience. Concomitamment, on assiste à une remise en question profonde des bienfaits de la libéralisation des marchés de l'énergie entamée à la fin du siècle précédent : elle a montré d'évidentes limites et a été un vecteur d'inégalités sociales et de pertes de compétitivité, bien plus que de progrès.

**Deuxième phase du scénario (de 2030 à 2050)** : on assiste à un redéploiement massif et dirigé depuis les hautes sphères européennes de réseaux d'énergie centralisés qui acheminent vers l'ensemble des consommateurs l'énergie dont ils ont besoin. Les technologies de production d'énergie bas carbone sont décidées à Bruxelles, en fonction de leur degré de maturité puis positionnées sur la carte européenne, au gré des disponibilités locales (source de biomasse, mines de charbon, possibilité de stockage de CO<sub>2</sub>, eau de refroidissement, ...). Le souci de la sécurité d'approvisionnement pousse à multiplier les boucles d'acheminement de l'énergie.

#### 6.4.8. Analyse SWOT du scénario centralisé non-marchand

Forces et opportunités		Faiblesses et menaces
Cohésion sociale	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Forte baisse de la précarité énergétique.</li> <li>- Europe forte, unie, solidaire.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Peu d'innovation sociale.</li> </ul>
Environnement	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Territoire peu sollicité par la production d'énergie : les moyens de production se concentrent en quelques endroits limités dans l'espace.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Nombreux déchets nucléaires à traiter et stocker.</li> <li>- Risque nucléaire sur l'ensemble du territoire.</li> <li>- Consommation en forte hausse qui entraîne des effets induits environnementaux (en termes de ressources inhérentes au développement économique).</li> </ul>
Viabilité économique	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Compétitivité des entreprises européennes, qui disposent d'une énergie abondante et bon marché.</li> <li>- Cohérence réglementaire et légale au niveau de l'UE.</li> <li>- Optimisation au niveau européen des coûts de production et de transport et de distribution de l'énergie (économies d'échelle), efficacité du marché (grâce au <i>rebundling</i>).</li> <li>- Gestion du réseau facilitée car centralisée.</li> <li>- R&amp;D importante au niveau de la production et du transport.</li> <li>- Création de nombreux emplois grâce à une politique de relance keynésienne (grands travaux d'infrastructure et d'équipement).</li> <li>- Indépendance énergétique de l'Union (vis-à-vis de la Russie, du Moyen Orient, des USA).</li> <li>- Résilience importante grâce à la redondance du réseau.</li> <li>- Très grande sécurité d'approvisionnement.</li> <li>- Création de géants européens de l'énergie de 'classe mondiale'.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Haut niveau de dépenses publiques dédiées à l'énergie, au détriment d'autres domaines.</li> <li>- Domaines de recherches et développement délaissés : <ul style="list-style-type: none"> <li>o renouvelable autre que biomasse,</li> <li>o stockage,</li> <li>o intelligence des réseaux.</li> </ul> </li> <li>- Pertes d'emplois au niveau des PME liées à l'énergie, de l'administration au niveau national et régional (organes de contrôle, distribution,...).</li> <li>- Risque de piratage et de <i>black out</i> des moyens de productions centralisés.</li> <li>- Dépendance technologique accrue.</li> <li>- Dépendance à une seule technologie. En effet, on suppose que cette technologie est (et restera) la moins chère et qu'elle va fonctionner correctement (cf. le réacteur <i>EPR (Evolutionary Power Reactor)</i> de Flamanville qui coûte de plus en plus cher et dont on ne sait même pas s'il pourra un jour démarrer à cause de certains défauts initiaux).</li> <li>- Scénario 'inassurable' (// Fukushima).</li> </ul>
Participation démocratique.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pas de marchandisation (monétarisation) des données personnelles.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Possible perception de perte d'autonomie au niveau national, régional et local (du fait du transfert de compétences au niveau européen).</li> <li>- Faible participation démocratique aux choix énergétiques (gouvernement des experts).</li> </ul>

- Risque d'opposition sociale au déploiement des infrastructures nucléaires sur le territoire.
- Travail important de la transposition des normes européennes à l'échelon national.
- Risque d'augmentation de la bureaucratiation de la société

#### 6.4.9. Recommandations stratégiques

La survenance de ce scénario repose sur trois piliers : d'une part, des évolutions techniques fortes, d'autre part des mutations socio-culturelles majeures et, enfin, un virage décisif vers plus d'Europe...

- Recherche et développement

Au niveau technique, les défis sont à la mesure de la véritable révolution à l'œuvre dans ce scénario : intégration des réseaux à l'échelle européenne, déploiement industriel du nucléaire de 4ème génération, etc... Ceci suppose un effort considérable en termes de recherche et développement pour favoriser la maturation de ces technologies, ainsi que des investissements importants dans les filières de formation de techniciens, d'ingénieurs, de chercheurs, de juristes, ... Tous ces profils auront notamment la responsabilité de déployer un réseau énergétique européen véritablement interconnecté et harmonisé d'un point de vue technique, doté d'instances de gestion centralisée performantes. Il s'agit également d'œuvrer à l'éclosion d'un véritable arsenal technique permettant de garantir à ce futur réseau unique un haut niveau de sécurité, qui le mette à l'abri des risques de blackout et de piratage (particulièrement dans un contexte géopolitique tendu où l'on peut imaginer que les fournisseurs historiques du Vieux Continent comme la Russie, le Moyen Orient, voire les Etats-Unis ne verront pas d'un bon œil d'être progressivement écartés d'un marché important).

- *Rebundling* européen

Ces efforts technologiques concerneront également les acteurs historiques (producteurs, transporteurs, distributeurs, fournisseurs, organes de contrôle, ...) qui doivent œuvrer conjointement, sous la houlette des pouvoirs publics, dans le sens d'un véritable *rebundling*, avec tout ce que cela suppose en termes techniques, juridiques, législatifs notamment.

- Information, sensibilisation, valorisation du progrès technique

Ces efforts seront vains s'ils ne s'accompagnent pas d'un important travail sur le terrain socio-culturel. L'acceptation de 'plus de nucléaire' et de plus de CCS au sein de la population n'est pas précisément dans l'air du temps et il faudra donc former, informer, rassurer et démontrer la pertinence et les avantages des nouvelles solutions, pour que les citoyens puissent progressivement adhérer à un tel scénario.

Celui-ci est également porteur de mutations au niveau de l'aménagement du territoire et il ne pourra se réaliser si le réflexe *NIMBY* continue à prévaloir au sein de la population. Sans doute les pouvoirs publics et, singulièrement, à l'échelon européen, devront-ils se doter d'un arsenal de moyens juridiques permettant de mettre en œuvre le réseau européen sans entraves. Ceci sera grandement facilité si l'on parvient à récréer de la désirabilité pour l'Europe, le projet qu'elle incarne, les solidarités qu'elle suppose, les avantages qu'elle promet, notamment ici en termes d'abondance énergétique.

Ceci aussi se prépare de longue date, dans le discours public et, davantage encore, dans les actes des dirigeants qui doivent incarner ce projet. La prise de conscience citoyenne doit également intégrer l'acceptation d'une captation importante de moyens financiers (à travers des taxes, des impôts) pour réaliser cette 'citadelle énergétique européenne', probablement au détriment d'autres domaines.

De façon plus anecdotique, le citoyen doit se préparer à entendre et accepter, par exemple, la diminution drastique des soutiens aux énergies renouvelables locales, au profit des grands ensembles pilotés depuis l'Union européenne (dans la mesure où elles auront encore besoin d'un soutien public, ce qui reste à démontrer).

- Transfert de souveraineté

C'est d'ailleurs l'Union européenne qui incarne le troisième enjeu de ce scénario, celui d'une marche vers 'Plus d'Europe', préalable indispensable à la mise en œuvre de ce réseau commun diligenté par la puissance publique.

Les défis en matière d'harmonisation sont gigantesques et supposent un long processus de lobbying et un phasage précis. L'Europe, pour devenir cette communauté de l'énergie, doit se doter d'un personnel politique et administratif œuvrant collégialement vers ce dessein et de leaders à même de porter le projet et de naviguer dans ce contexte géopolitique délicat. Cela suppose une mutation des vieux réflexes nationaux, voire régionaux, et le développement d'une communauté de pensée tournée vers l'Europa First et une gouvernance européenne forte et cohérente.

L'harmonisation, en plus d'être technique, devra être fiscale, réglementaire, juridique. Elle devra s'incarner dans les mécanismes de soutien et les taxes à l'œuvre à l'échelon national et local. Elle devra se traduire progressivement par une politique de prix unique de l'énergie. Enfin, cette Europe de l'énergie devra soutenir massivement et faciliter la politique d'investissement des grands conglomérats industriels à même de déployer le réseau et les infrastructures de production à travers le continent mais aussi de faire émerger des géants européens de l'énergie de 'classe mondiale'. Ce transfert de souveraineté impliquera, de facto, une renégociation des traités européens pour faire en sorte que l'énergie devienne une compétence européenne.

**Priorités d'actions, à court terme, pour les décideurs :**

- efforts de revalorisation des filières d'enseignement technique et mise en place des incitants, pour les étudiants, à s'engager vers les métiers de la technique, de l'ingénierie et de la recherche fondamentale. En cela, le pacte d'excellence qui se dessine à l'horizon, peut être une opportunité pour œuvrer en ce sens ;
- développement, chez les jeunes notamment, de la connaissance des mécanismes qui régissent le fonctionnement des institutions et du marché européens. Ceci est nécessaire pour qu'advienne à terme ce désir de 'Plus d'Europe', évoqué ci-dessus ;
- renforcement des mécanismes d'échanges (de type Erasmus) et de stages en entreprises. Un axe de développement est également le mécanisme des métiers en pénurie ;
- réflexion, en concertation avec les acteurs et les niveaux de pouvoir concernés et les autres états membres, sur les possibilités de *rebundling* des acteurs historiques et ce, à l'échelle européenne ;
- réflexion sur la question de l'acceptation du nucléaire. C'est dès aujourd'hui à un vaste chantier de communication et de sensibilisation en ces matières que l'autorité wallonne doit s'atteler, tout en préparant la mutation du cadre réglementaire.

## 6.5. Scénario 3 : Réseaux décentralisés, préoccupations marchandes

### 6.5.1. Titre du scénario

La Wallonie de l'énergie *blockchainisée*.

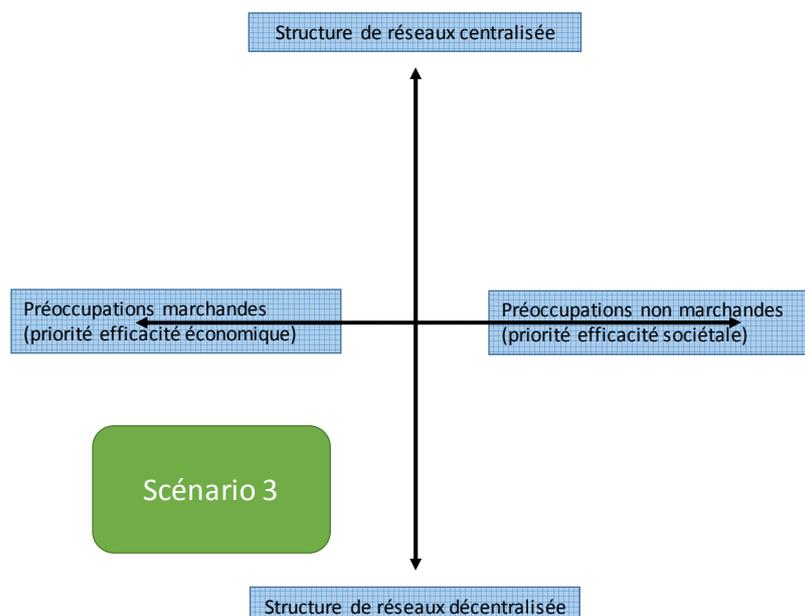
### 6.5.2. Personnage emblématique du scénario



La *geek* entrepreneuse

### 6.5.3. Positionnement du scénario

Le scénario proposé ci-dessous repose, d'une part, sur le développement d'un réseau fortement décentralisé et, d'autre part, sur une dominante des préoccupations marchandes (comprises comme étant essentiellement des considérations de nature économiques).



Les lignes de force du scénario s'appuient sur la décentralisation intelligente de la production et de la consommation d'énergie, le rapprochement (voire la convergence) des technologies liées à l'énergie, à l'information et aux télécommunications, facilitée par exemple par le développement de la *blockchain* énergétique<sup>64</sup>.

Cela se traduit en Wallonie par la présence d'une énergie renouvelable et intelligente et produite et consommée localement.

#### 6.5.4. Contexte du scénario

**Marché mondial des énergies :** le fossile n'est plus compétitif et a été abandonné au profit des énergies renouvelables. Les pays émergents et notamment la Chine ont investi massivement dans le secteur des énergies renouvelables et ont supplanté les efforts américains retardés par leur retrait de l'accord de Paris sur le climat. Cela s'est traduit par une réduction forte des coûts de production, notamment du photovoltaïque<sup>65</sup>. Le pétrole est valorisé comme ressource autre qu'énergétique. Par exemple, le secteur chimique, réorganisé autour de la chimie verte, encourage la conception des produits et des processus chimiques qui diminuent voire éliminent l'utilisation et la production de substances dangereuses.

Les marchés de l'énergie sont caractérisés par une production et une consommation décentralisées avec la possibilité pour les consommateurs de participer activement au marché, à travers la gestion de la demande, l'autoproduction ou encore les compteurs intelligents et le stockage.

L'objectif de l'UE d'atteindre 30% d'efficacité énergétique d'ici à 2030 permet de réduire la dépendance de l'UE vis-à-vis de ses importations énergétiques. Cela permet également de développer le secteur de l'efficacité énergétique et de nouvelles professions voient le jour dans ce domaine.

En Europe, la recherche, le développement et les innovations conjointes des secteurs de l'énergie, de l'IT et des télécoms sont traduites en opportunités industrielles concrètes, permettant de créer du travail et d'augmenter le PIB des Etats.

**Marché mondial des ressources minérales :** la pression sur les ressources minérales est importante dans ce scénario. Les technologies développées tant dans l'électronique que pour la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables nécessitent une quantité importante et diversifiée de matières minérales. Certaines ressources stratégiques, comme les terres rares, sont également utilisées dans les équipements électroniques, les rotors d'éoliennes, les voitures hybrides ou électriques, ... C'est également le cas du lithium dont la disponibilité devient critique avec le développement de la mobilité électrique et du stockage.

---

<sup>64</sup> La *blockchain* est une base de données distribuée, transparente, sécurisée, et fonctionnant sans organe central de contrôle. Son fonctionnement est basé sur la confiance entre des parties distinctes du système. L'apparition de la *blockchain* et son développement résultent de l'apparition d'outils de mesures simples, portables, connectés *wifi*, robustes et dotés d'une autonomie forte. Cela permet la collecte de multiples données et informations dont il est possible d'extraire des actions concrètes et pertinentes (Observatoire de l'industrie électrique, 2017).

<sup>65</sup> Le coût de l'électricité photovoltaïque dans le monde est de l'ordre de 5 centimes d'euros le kWh produit grâce notamment aux effets d'échelle de la production chinoise (Techniques de l'ingénieur, 2014).

**Innovations technologiques :** des innovations technologiques s’opèrent dans le numérique et renforcent l’ubérisation voire la *blockchainisation* de l’économie pour l’énergie<sup>66</sup>, le logement<sup>67</sup> et la mobilité (voitures électriques autonomes ou objets connectés au sein des logements (ENGIE, 2017)). Le recours au numérique et à l’intelligence artificielle génèrent de nouveaux services et produits, les imprimantes 3D localisent certains éléments de la production au point de consommation. Pour l’énergie, le développement de solutions de *metering* locales intelligentes et la gestion automatisée de la demande et de l’offre d’énergie permettent des gains économiques et énergétiques importants.

#### 6.5.5. Description du scénario

**Type de gouvernance des réseaux :** les technologies de l’information et de l’automatisation ont modifié en profondeur la structure de l’économie et notamment des marchés de l’énergie. Les données liées aux flux énergétiques sont collectées, valorisées et optimisées, l’intelligence artificielle et l’internet des objets se sont développés dans un monde très connecté. Le développement des imprimantes 3D couplé à Internet permet à chacun de devenir prosommateur, à la fois producteur et consommateur, ce qui ouvre de nouvelles perspectives et l’émergence de nouveaux business modèles.

Les consommateurs sont des acteurs centraux dans les marchés de l’énergie. Des plateformes d’échanges collaboratives se développent. La libéralisation et la digitalisation assurent un grand choix de sources d’approvisionnement, avec la possibilité pour les consommateurs de produire et de vendre (ou échanger) leur propre électricité et l’accès à des outils intuitifs de gestion des besoins énergétiques, comme par exemple des outils fiables de comparaisons des prix de l’énergie. Le développement d’une réglementation transparente offre plus d’opportunités pour la société civile de s’intéresser et de s’impliquer davantage dans le système énergétique et par exemple d’anticiper et répondre aux signaux du marché.

**Type de structure des réseaux :** le réseau de distribution électrique comprend des micro-réseaux locaux, qui intègrent la composante de production d’énergie intermittente décentralisée, grâce à la gestion intelligente, communicante et locale des données. Ces différents réseaux répondent aux spécificités locales et permettent à chacun de produire et de consommer l’électricité à tout moment, dans de bonnes conditions économiques. Le *market design* permet la cohabitation de ces *micro-grids* multi-utilisateurs, connectés ou autonomes. La gestion intelligente des flux permet d’intégrer des réseaux privés d’entreprises à des réseaux de consommateurs résidentiels.

Le réseau est géré localement, le maillage est local ou régional, les règles du marché sont décentralisées et locales.

**Capacité d’interconnexions :** les interconnexions sont faibles, le couplage local entre la demande intelligente et l’offre intelligente et la multiplicité de réseaux locaux permettent de recourir aux interconnexions de manière limitée.

---

<sup>66</sup> La *blockchain* énergétique pourrait permettre par exemple aux applications de réagir et s’adapter automatiquement et en temps réel aux conditions locales sur le réseau de distribution et d’engager une négociation de prix bidirectionnelle, en fonction d’une combinaison de préférences d’utilisateur et de besoins du réseau.

<sup>67</sup> Le logement devient la propriété de grandes entreprises, qui vendent de la fonctionnalité de logement (*AirBnB*).

**Capacité de stockage :** les énergies renouvelables locales fluctuantes impliquent des périodes durant lesquelles la production dépassera localement la consommation. Le système énergétique recourt alors à la flexibilité et au stockage locaux sous différentes formes, tant électrique que gazières ou encore sous forme de chaleur grâce à des prix du stockage en baisse.

Dans ce contexte, les réseaux de gaz sont nécessaires et le *power-to-gas* est l'une des solutions mises en place. De nouvelles applications locales de stockage se développent, sous forme de chaleur et de froid ou via les voitures électriques, les frigos, les piscines etc.

**Intelligence des réseaux :** beaucoup d'outils intelligents et autonomes de collecte, de mesure et d'optimisation sont développés et utilisés localement. Des solutions performantes et intuitives permettent à chacun de connaître et d'optimiser les consommations et les productions, tant chez les particuliers que dans les entreprises et permettent par conséquent d'optimiser les productions et les consommations locales.

L'intelligence et la communication entre les différents appareils sont très élevées et permettent le suivi de la production et de la consommation, le déclenchement automatisé à distance, la modulation à distance de la capacité de raccordement au réseau, etc.

**Flexibilité :** dans ce scénario, le besoin de flexibilité se manifeste aux niveaux transmission et distribution, principalement pour le *balancing* local, la gestion des congestions locales et pour le réglage de la fréquence au niveau des réseaux nationaux (ECOFYS, 2015)<sup>68</sup>.

La flexibilité se traduit également par la participation accrue du consommateur et des producteurs. Des nouveaux services, notamment d'accompagnement des prosommateurs, sont développés et renforcés, par exemple pour l'information et la participation sur les marchés. Les prosommateurs sont également en mesure de conclure des contrats à prix dynamique et des contrats avec les agrégateurs d'effacement. L'accès à des instruments de comparaison des prix de l'énergie et l'amélioration de la lisibilité participent au renforcement de leurs droits.

**Demande d'énergie :** la demande en énergie de ce scénario est modérée, les technologies de l'information ayant permis de mesurer les consommations, d'identifier les pertes et d'améliorer significativement l'efficacité énergétique dans tous les secteurs, notamment dans le bâtiment.

La combinaison de cette réduction de la demande et d'une consommation proche de la production est assortie d'une réduction des pertes sur les réseaux.

**Aménagement du territoire :** dans ce scénario, la ressource foncière locale est cruciale et permet le déploiement des sources d'énergie renouvelable locales et des réseaux de distribution locaux. L'aménagement du territoire est conçu pour faciliter ce déploiement, en favorisant l'accessibilité des terrains pour les opérateurs. Des négociations et des arbitrages s'opèrent au niveau local, par exemple entre communes voisines voire entre quartiers. Dans ce scénario, l'approche territoriale est locale, il y a peu de conflits liés à l'utilisation du sol, celui-ci étant piloté par les intérêts locaux.

---

<sup>68</sup> Le type de flexibilité à développer dépend du type de réseau de distribution : les réseaux principalement urbains ont besoin de développer de la flexibilité au niveau de la demande et de la production, les réseaux principalement ruraux bénéficient plus de la flexibilité de la production.

**Mix énergétique :** les énergies renouvelables peu coûteuses se sont fortement développées. Le photovoltaïque joue un rôle essentiel dans le *mix* énergétique, notamment parce que les solutions pour le bâtiment se sont développées (solaire organique intégré au bâti par exemple) à côté des solutions de stockage (solaire thermique par exemple). Le *mix* énergétique construit sur la sortie programmée du nucléaire et s'articule sur le *mix* renouvelable et gaz.

La biométhanisation s'est développée et permet d'alimenter les réseaux de gaz grâce à la récupération de matière organique (déchets ménagers, déchets d'élevage, etc.).

#### 6.5.6. Implications du scénario

**Type d'économie :** les risques de distorsions du marché sont limités par la décentralisation. La libéralisation des marchés de l'énergie est effective et a favorisé l'apparition de nouvelles initiatives et de nouveaux acteurs privés (par exemple, les coopératives de production et d'achat) et publics (régulateurs locaux). L'évolution des frontières, jusqu'ici assez fixes, entre production et consommation permet aux ménages et aux entreprises de devenir les centres de production et de consommation. Des innovations dans les modes de consommation en matière de logement et de transport ont contribué à changer profondément la façon dont ces fonctions ont été assurées jusqu'ici en ce compris le financement des investissements, qui est assuré à l'échelle locale ou régionale.

Des nouveaux modèles économiques en lien avec l'économie de la fonctionnalité et l'économie circulaire contribuent à l'objectif d'optimisation de l'utilisation des ressources. Les entreprises et les ménages veillent à créer des synergies, à mutualiser les flux d'énergie et de ressources et à les valoriser économiquement tout en optimisant l'utilisation de leurs ressources. Des applications basées sur les contrats intelligents permettent d'échanger toutes sortes de biens ou de services, en réduisant les coûts de paiement et les coûts de transaction. Des systèmes de récupération des produits (défectueux, insatisfaisants, en fin de vie, etc.) et emballages sont développés auprès des clients, intermédiaires et/ou utilisateurs finaux pour les valoriser. Ce scénario s'accompagne notamment d'une évolution forte des métiers liés au recyclage (de la collecte jusqu'à la réutilisation), et présente de nouvelles opportunités, liées à la capacité des acteurs à développer ces métiers. La nécessité de développer les filières de recyclage permet par ailleurs d'éviter la trop grande dépendance des ressources détenues par d'autres.

La transition vers une économie circulaire favorise la croissance économique durable et la création de nouveaux emplois. Le recours accru au recyclage et au réemploi engendre des bénéfices tant pour l'environnement que pour l'économie et permet d'exploiter les matières premières, les produits et les déchets pour en tirer le meilleur parti et favoriser les économies d'énergie.

L'économie mondiale est hybride et est constituée de multinationales et de structures de plus petite taille, parfois autonomes, qui s'autofinancent et produisent elles-mêmes leurs biens en tout ou en partie contribuant ainsi à créer une économie plus ouverte. De nouveaux *business models* se développent dans différents secteurs dont l'énergie, les télécommunications, l'électronique, le transport, le logement, la gestion des déchets etc. et permettent à la Wallonie de construire et développer ses compétences dans certains de ces domaines.

Les marchés de l'électricité et de la flexibilité prennent une orientation plus locale, les prix évoluent avec une forte composante temporelle et géographique.

**Sécurité d’approvisionnement** : la sécurité d’approvisionnement est renforcée par l’existence de *micro-grids* multi-utilisateurs, qui renforcent la résilience du système total : l’intégration croissante du renouvelable local est combinée à la gestion active de *micro-grids* pouvant être autonomes et permet au réseau de fonctionner avec moins de connexions (Mureddu, 2016).

Quelques risques de *black out* locaux peuvent apparaître mais se résorbent facilement sans mettre en péril la stabilité générale du réseau.

**Cybersécurité** : le fonctionnement physique des réseaux étant de plus en plus dépendant de technologies informatiques, la fiabilité et la sécurité des appareils de collectes et de traitement des données doivent être assurées, et les risques liés au vol de données (atteinte à la vie privée des individus, des entreprises, et des institutions et associations, etc.) doivent être maîtrisés.

En réponse à ce risque accru, des initiatives locales sont mises en place et autorégulent les échanges au travers de contrats intelligents.

**Vie privée** : le scénario présente des risques au niveau notamment de la protection des données privées, qui peuvent être exploités par des opérateurs privés. C'est dans ce scénario qu'il y a le plus d'interactions entre énergie et *data* ce qui fait apparaître de nouveaux risques.

**Précarité énergétique** : les personnes qui peuvent se le permettre se déconnectent du réseau en tout ou en partie. Les personnes qui ne peuvent pas se permettre de se déconnecter du réseau se retrouvent à devoir supporter seules les coûts du réseau, ce qui pourrait se traduire par une perte de cohésion sociale dans certaines sous-régions. Des tarifs variables sont mis en place et ils nécessitent une bonne connaissance et compréhension du fonctionnement de la tarification et probablement l’utilisation de technologies intelligentes (*smart plugs, smart meters, smart contracts*). Les populations précarisées seront sans doute celles qui auront le moins de ressources pour décaler leur consommation et risquent de payer le prix fort.

**Rôle des GRD** : les métiers, rôles et responsabilités des gestionnaires de réseaux de distribution évoluent fortement dans ce scénario. La distribution se structure autour d’un plus grand nombre d’opérateurs de micro-réseaux, dont certains sont autonomes et déconnectés.

L’infrastructure pourrait être mise en copropriété de plusieurs opérateurs qui mettent sur le marché un ensemble de biens et services liés à l’énergie, la gestion des données, la domotique, la chaleur, etc.

Les GRD pourraient être amenés à fournir un service minimum voire à disparaître, à moins qu’ils ne parviennent à se réinventer. Le cas échéant au travers de rapprochements avec des sociétés privées, les métiers pourraient évoluer vers une plus grande convergence entre énergie et données, plus de technologie, de collecte, d’analyse et de gestion de données comme par exemple :

- rôle au niveau de la gestion des données et possibilité de développer des services de flexibilité, notamment par de la tarification dynamique et une meilleure communication et coopération avec les GRTs ;
- rôle au niveau de la gestion des véhicules électriques : faciliter la connexion au réseau des lieux de recharges des véhicules électriques, lieu des infrastructures de recharge, utilisation des VE comme stockage, etc. (Ernst, 2017) ;

- rôle au niveau des solutions de stockage pour sécuriser les opérations de distribution de façon efficace, stable et sûre.

La rémunération des GRDs pour ces nouveaux services rendus doit être proportionnée et adéquate et les règles de séparation avec les activités de production et de fourniture doivent être respectées.

#### 6.5.7. Trajectoires d'évolution

**Eléments de rupture possible** : une crise majeure, qu'elle soit environnementale ou politique, accélère la perte de confiance dans les institutions centralisées et est accompagnée de l'émergence d'initiatives locales innovantes.

**Première phase du scénario (jusqu'en 2030)** : dans la période d'ici à 2030, le scénario se caractérise par la décentralisation des marchés de l'énergie et la plus grande libéralisation, ce qui permet la réduction des coûts. Des solutions innovantes sont identifiées et mises en place de manière décentralisée. La convergence des marchés de l'énergie et de la gestion de données permet le développement de nouveaux business modèles économiques (*blablacar, AirBnB, blockchain, smart contract, etc.*) et l'adhésion des consommateurs à ces nouveaux modèles.

**Deuxième phase du scénario (de 2030 à 2050)** : Le scénario pourrait évoluer vers une plus grande intensification de la concurrence entre les territoires, du fait de l'importance de la ressource locale. La perte d'intermédiation et le renforcement de la dérégulation pourrait se traduire par une société plus individuelle.

## 6.5.8. Analyse SWOT du scénario décentralisé marchand

	Forces et opportunités	Faiblesses et menaces
Cohésion sociale	<ul style="list-style-type: none"> <li>- L'éducation nécessaire aux changements de comportement est renforcée grâce à des outils intuitifs ; la convergence IT/énergie favorise la compréhension des enjeux par un grand nombre de citoyens.</li> <li>- De nouveaux mécanismes de solidarité se mettent en place, au travers d'une nouvelle approche de la tarification et une confiance dans la gestion optimale des données.</li> <li>- L'autoproduction/consommation, l'utilisation de ressources locales, le système d'échanges ouvert, basé sur la confiance, la suppression de l'intermédiation contribue à renforcer la cohésion sociale.</li> <li>- L'innovation est aussi socio-technologique : 'je t'échange de l'énergie contre du temps'.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Le scénario n'est pas accessible pour tous, suite au manque de compréhension, d'éducation ou de formation, à la complexité, au fossé entre les solutions et les utilisateurs.</li> <li>- Tous les acteurs ne sont pas en capacité de comprendre l'évolution et d'adapter leur rôle : la cohésion sociale fragilisée se traduit par le manque d'accès à l'énergie pour certains ; seuls ceux qui disposent d'un niveau élevé d'éducation peuvent suivre l'évolution dans de bonnes conditions.</li> <li>- Le développement de l'intelligence artificielle s'accompagne d'une déshumanisation, la désintermédiation est incontrôlée, cela fragilise l'ensemble des réseaux, la machine choisit pour l'humain sans que cela soit toujours optimal.</li> <li>- Une minorité d'experts en traitement des données (<i>geek-de l'énergie</i>) bénéficient d'une position dominante voire menaçante.</li> <li>- La solidarité se perd.</li> </ul>
Environnement	<ul style="list-style-type: none"> <li>- La combinaison d'une efficacité énergétique élevée et d'une offre d'énergie décentralisée permet de réduire les émissions de GES. sans perte de bien-être (développement nécessaire des sources d'énergies renouvelables).</li> <li>- La présence de différents systèmes autonomes et multi-utilisateurs améliore la résilience totale du système.</li> <li>- Le territoire est utilisé de manière locale pertinente, l'efficacité énergétique élevée permet d'utiliser les ressources locales de manière parcimonieuse.</li> <li>- Les exigences en efficacité énergétique sont plus élevées, les <i>active houses</i> permettent la gestion dynamique de l'énergie.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Le niveau de déploiement des technologies de l'information nécessite des ressources minérales et énergétiques importantes (risque de pression sur certaines ressources pour fabriquer des moyens de stockage en suffisance, une infrastructure <i>ICT</i> performante et les moyens de production locaux) de même qu'un approvisionnement en électricité important et continu.</li> <li>- De nouveaux impacts environnementaux pourraient voir le jour, notamment liés à de nouvelles congestions si le système se construit sur les capacités de stockage des véhicules, amenés dès lors à circuler davantage.</li> <li>- Une grande quantité de déchets <i>IT</i> est générée et sa gestion est critique.</li> </ul>
Viabilité économique	<ul style="list-style-type: none"> <li>- De nouveaux métiers apparaissent, grâce à la convergence entre les TIC et l'énergie et tant dans l'efficacité énergétique que dans la production d'énergie renouvelable : l'utilisation des données</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- La présence de grandes capacités de production ou d'infrastructures centralisées (et lobbies), rendent la <i>blockchain</i> non faisable. Des opérateurs historiques souffrent du scénario,</li> </ul>

	<p>permet d'optimiser la demande et l'offre d'énergie locale (en ce compris l'apparition de nouveaux métiers/<i>business models</i>).</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Les grandes infrastructures centralisées tant de production que de distribution ont laissé la place à de plus petites structures innovantes et agiles.</li> <li>- Les réseaux de distribution sont amenés à se réinventer et évoluent vers des nouveaux services : les GRD/GRT sont jouent le jeu en développant de nouveaux services d'assurance.</li> <li>- De nouvelles activités sont créées en Wallonie, grâce aux pôles et <i>clusters</i>.</li> </ul>	<p>cherchent à le bloquer et mettent des freins à l'apparition des nouveaux métiers, par exemple en rachetant les brevets.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Les GRD traditionnels disparaissent, en tout ou en partie, ce qui n'est pas aisé à anticiper.</li> <li>- La grande consommation de composants électroniques et l'utilisation de serveurs induit une grande dépendance économique aux fournisseurs de composants et de maintenance. Des tensions géopolitiques/économiques apparaissent si d'autres régions suivent le même scénario.</li> <li>- Risque d'effondrement de la <i>blockchain</i>, en tout ou en partie.</li> </ul>
Participation démocratique	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Les prosummateurs participent activement aux marchés, aussi au travers de nouvelles plateformes collaboratives.</li> <li>- Les citoyens (qui le peuvent) participent activement à la conception et au développement de leur réseau et de leurs services énergétiques. Ils se sentent impliqués dans le système énergétique, ne fut-ce que par leur confiance dans la gestion de leurs données personnelles.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- La perte de régulation met en péril certains publics fragilisés.</li> <li>- La gouvernance est insuffisante (voire effondrée) et impuissante au niveau local. Le principe de représentation politique a disparu.</li> <li>- La trop grande complexité engendre des peurs et un refus sociétal : certaines solutions technologiques ne sont pas acceptées car jugées trop complexes.</li> <li>- Le système local est trop fermé dans un monde globalisé.</li> <li>- Les données sont devenues un tel enjeu que la vie privée n'est plus suffisamment protégée. De nouveaux types de victimes apparaissent avec une multiplication des risques de harcèlement, de chantage.</li> </ul>

## 6.5.9. Recommandations stratégiques

- La troisième révolution industrielle

Les technologies de l'information modifient profondément l'ensemble de la gestion de l'énergie et de l'électricité en particulier, et également l'ensemble de la société par le biais de la création de nouveaux modes de consommation et de production. De nouveaux métiers apparaissent, soutenus dès leur émergence par l'autorité publique, qui a décidé de s'impliquer activement dans cette transition sous peine d'être laissée de côté. L'autorité publique doit élaborer un cadre adaptatif favorisant le développement endogène de ces métiers, notamment en soutenant la recherche et l'innovation et en facilitant des projets pilotes.

L'autorité publique doit être très présente et doit s'équiper pour s'assurer que les technologies de l'information ne prennent pas l'ascendant sur l'énergie, par exemple en rapprochant les organes de régulation et en contrôlant l'information des compteurs communicants (protection de la vie privée)<sup>69</sup>.

L'autorité publique favorise le rapprochement des métiers et compétences des technologies de l'information et ceux de l'énergie afin que naissent des nouvelles synergies, par exemple au travers de pôles de compétitivité ou de programmes de recherche conjoints. L'autorité publique doit assurer un rôle d'accompagnement voire de surveillance de ces initiatives.

L'autorité publique veille à mettre en place des mécanismes de solidarité, pour éviter la dualisation entre une partie de la population à l'aise avec ces évolutions technologiques et une partie de la population qui est plus réticente. Elle doit veiller à ce que des programmes de formation soient mis en place pour les différents publics et à régulièrement mettre à jour ces programmes.

- Les nouveaux métiers

A court terme, l'autorité publique propose un cadre accueillant vis à vis de l'initiative privée locale, de la technologie, et de l'innovation. L'autorité publique soutient la possibilité de réaliser des expériences au niveau des micro-réseaux et des communautés énergétiques locales, en ce compris de nouveaux business modèles, dans lesquels elle investit au travers d'un fonds: l'innovation technologique (réduction de la demande grâce à de l'efficacité énergétique, production décentralisée d'électricité renouvelable, création d'outils permettant d'échanger automatiquement de l'énergie – cf. *blockchain* et *smart contracts*) portée par les secteurs de l'IT et de l'énergie est encouragée et est suivie et coordonnée par l'autorité publique<sup>70</sup>.

Dès demain, l'autorité publique encourage le placement d'outils de mesure et de compteurs communicants. L'autorité publique est préparée à l'évolution profonde des rôles des producteurs,

---

<sup>69</sup> L'autorité publique demande au régulateur de l'énergie de rendre un avis sur les mesures du régulateur des Télécoms, par exemple les mesures qui pourraient viser à réduire le coût du déploiement de réseaux de télécommunications et qui vise à ouvrir l'accès à certaines installations des GRD aux opérateurs de télécommunication

<sup>70</sup> Sans exclure les acteurs traditionnels du secteur énergétique

fournisseurs, agrégateurs, utilisateurs, ESCO, GRD et s'équipe des compétences en interne pour suivre et participer à ces évolutions, en ce compris sur la protection de la vie privée.

L'utilisateur est incité à consommer moins (efficacité énergétique) et mieux (flexibilité) et à produire localement, il a le choix de son fournisseur, de son mode de comptage et de facturation, il peut choisir éventuellement une ESCO ou un agrégateur, il est protégé face aux risques de coûts disproportionnés (contribution équitable au réseau basée sur la puissance).

Les GRD développent de nouveaux métiers basés sur la *smartification* et la formation qui la sous-tend, ils servent de trait d'union entre les (micro) réseaux (dont certains peuvent être virtuels). Ils servent en quelque sorte d'assurance pour les utilisateurs.

L'autorité publique reste attentive à la capacité de ce scénario à répondre aux demandes des gros consommateurs électriques dans de bonnes conditions économiques, le cas échéant au travers d'exonérations ou de conditions d'accès privilégié, en surveillant la compétitivité de ces entreprises. Elle lance une étude pour analyser l'évolution de la compétitivité et crée avant 2020 un observatoire universitaire de suivi de la compétitivité des entreprises.

L'autorité publique est également impliquée dans la mise en place de mécanismes pour se prémunir des problèmes de pénuries de matériaux, de taxes aux importations et/ou de législation contraignante sur le recyclage des métaux, pouvant freiner la fabrication ou l'importation des appareils nécessaires à la réalisation de ce scénario (par exemple des filières de recyclage).

- La formation

L'autorité publique intensifie ses investissements dans l'information et la formation. Elle développe un cadre et des outils favorisant l'acceptation sociale, malgré l'accroissement du niveau de complexité de la société, des risques de cyber-attaques, d'une mauvaise adaptation des mécanismes de solidarité à ce nouveau paysage énergétique, et enfin des questions liées à la gestion des données par des opérateurs privés.

Les politiques d'éducation et de formation sont dédiées dès le plus jeune âge aux nouveaux métiers et permettent à un nombre croissant de citoyens d'être acteurs au sein de ce nouveau paysage énergétique<sup>71</sup>. La Wallonie profite du travail sur le Pacte d'excellence pour faire en sorte que la thématique énergie soit enseignée dans les écoles.

- Les micro-réseaux

L'autorité publique encourage l'autoproduction et l'autoconsommation, majoritairement aux moments de production, via des signaux tarifaires explicites et transparents. Le consommateur produit et gère, l'excédent d'énergie est valorisé (stockage, *power-to-gas*).

La tarification d'accès aux réseaux est revue d'ici à 2020 pour tenir compte des nouveaux comportements liés au développement massif du numérique et des réseaux décentralisés. L'autorité publique demande d'élaborer plusieurs scénarios de tarification, en fonction des heures de production et de consommation et en faisant varier les plages horaires suivant la configuration du réseau et des

---

<sup>71</sup> Parmi ces nouveaux métiers, citons notamment les services de dépannage des micro-réseaux permettant d'avoir un niveau de disponibilité en électricité équivalent au service offert par le réseau tel qu'on le connaît aujourd'hui.

URD, même au sein d'un même GRD. La fiscalité est utilisée dans ce contexte pour être plus locale. Les politiques fiscale et tarifaire intègrent dès 2020 les technologies de l'information et prennent des formes automatisées sur base de données et d'analyse de profils de production/consommation.

L'équilibre entre petits réseaux décentralisés à la maille des quartiers et réseaux interconnectés à l'échelle européenne est précisé.<sup>72</sup>

L'autorité publique revoit le cadre réglementaire pour accueillir les micro-réseaux multi-utilisateurs, qui peuvent prendre des formes très différentes<sup>73</sup> pour produire et consommer collectivement<sup>74</sup> et qui pourraient s'avérer plus cost-efficent que les micro-réseaux mono-utilisateur (grâce aux économies d'échelle dans la production, le stockage, la capacité d'atteindre un plus haut niveau d'autoconsommation, en gérant mieux les flux et en réduisant les pertes et en favorisant la mutualisation des comportements pour réduire les coûts). Cette gestion au plus près entre production et consommation permet d'éviter des investissements plus conséquents dans la production et la distribution et d'intégrer plus facilement les énergies renouvelables, d'améliorer la gestion active du réseau et de favoriser la sécurité d'approvisionnement, notamment quand ils sont autonomes. Ces micro-réseaux pourraient créer de l'emploi local et rapprocher le citoyen de l'énergie.

#### **Priorités d'actions, à court terme, pour les décideurs :**

- mise en place d'un fonds spécial destiné à soutenir des initiatives de type '*blockchain*' en Wallonie, en soutenant des *start up* universitaires et différents projets entrepreneuriaux ;
- lancement d'un vaste programme de recrutement, pour attirer des compétences informatiques pointues au sein des administrations liées à l'énergie et se renforcer sur les derniers développements ;
- création d'un fonds destiné à soutenir les nouveaux *business models* (micro-réseaux à l'échelon local notamment) ;
- mise en chantier d'une révision réglementaire en faveur des micro-réseaux multi-utilisateurs ;
- mise en place de mesures de soutien aux compteurs communicants ;
- mise à disposition des citoyens d'une plateforme interactive leur permettant d'accéder à l'ensemble de l'information et de suivre les derniers développements ;
- investissements dans la formation, notamment à travers le Pacte d'Excellence.

---

<sup>72</sup> <https://www.lesechos.fr/idees-debats/cercle/030438929207-les-enjeux-dune-transition-energetique-20-2111463.php#FxP7OvmrsR2wI0AZ.99>

<sup>73</sup> Voir par exemple D. Ernst <https://orbi.ulg.ac.be/bitstream/2268/205035/5/ernst-UBER-electricity.pdf>

<sup>74</sup> L'opération d'autoconsommation est collective lorsque la fourniture d'électricité est effectuée entre un ou plusieurs consommateurs finals liés entre eux au sein d'une personne morale et dont les points de soutirage et d'injection sont situés sur le même point.

## 6.6. Scénario 4 : Réseaux décentralisés, préoccupations non marchandes

### 6.6.1. Titre du scénario

Les territoires énergétiques autonomes.

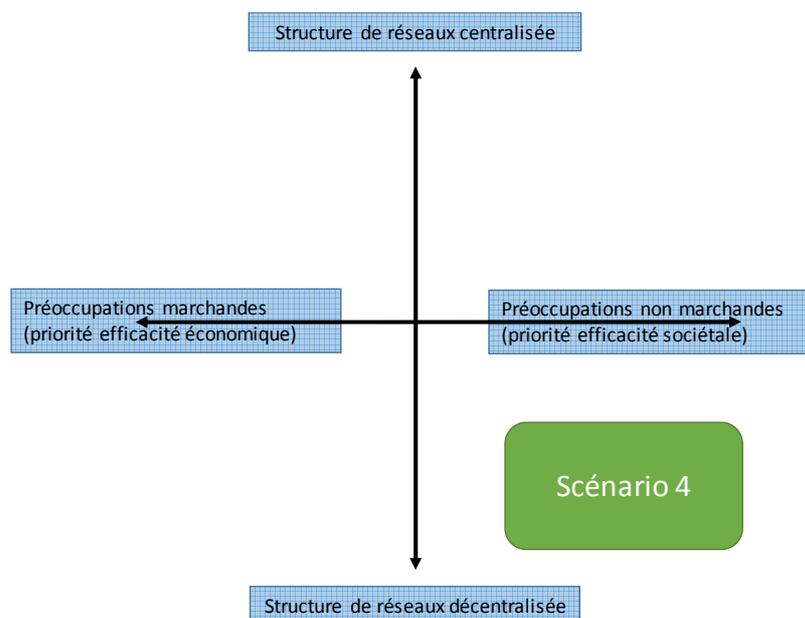
### 6.6.2. Personnage emblématique du scénario



Le citoyen coopérateur

### 6.6.3. Positionnement du scénario

Le scénario proposé ci-dessous repose, d'une part, sur le développement d'un réseau fortement décentralisé et, d'autre part, sur une dominante des préoccupations non-marchandes (comprises comme étant essentiellement des considérations sociales et environnementales).



#### 6.6.4. Contexte du scénario

**Marché mondial des énergies** : à partir de l'année 2020, on assiste à un renchérissement brutal et continu des prix de l'énergie. Concomitamment, le nucléaire a peu à peu perdu ses derniers défenseurs : la troisième génération devait prendre le relais des réacteurs vieillissants construits dans les années 1970 et 1980, mais elle s'est avérée trop chère et non soutenable, même avec un fort soutien des autorités publiques (cf. les retards et les dérives budgétaires des réacteurs pionniers, tels Flamanville et Hinkley Point, qui se sont répétées dans les projets suivants). Un nouvel accident nucléaire sur le sol européen, un cygne noir (Taleb, 2010) a définitivement enterré le rêve porté par le nucléaire : celui d'une énergie bon marché, propre et aux risques maîtrisés. Dans ce contexte, les derniers espoirs portés par les réacteurs de 4<sup>ème</sup> génération ou la fusion nucléaire se sont également envolés : les décideurs prennent conscience que ces solutions ne seront jamais prêtes dans les temps (et notamment dans un délai compatible avec l'urgence climatique). Enfin, les prototypes de CCS ne tiennent pas leurs promesses : trop chers, trop énergivores, peu fiables, générateurs de trop d'oppositions de la part des riverains, ils sont rangés aux oubliettes de l'histoire, au titre de rêves inaccessibles d'ingénieurs. L'Europe est dès lors obligée de se tourner vers du renouvelable produit sur son territoire. Le transport d'énergie sur de longues distances (cf. les rêves portés un temps par des projets tels que Desertec) s'avère, en effet, peu fiable et hors de prix. Toutes ces évolutions s'accompagnent d'une remise en question collective, par la société dans son ensemble, du consumérisme forcené et de ses dérives. Le citoyen européen veut de plus en plus se réapproprier sa destinée et son rapport à la Terre... et à l'énergie. L'exigence de confort énergétique devient moins importante : ce qui compte c'est la maîtrise de l'énergie à une échelle locale.

C'est donc une production énergétique renouvelable, décentralisée, disséminée sur l'ensemble du territoire européen, avec de nombreuses initiatives citoyennes, qui est la toile de fond de ce récit qui est, par essence, un scénario de type *low tech* qui prend acte de la finitude des ressources énergétiques mais aussi matérielles et qui en tire les conséquences que cela implique.

**Marché mondial des ressources minérales** : on assiste à des tensions croissantes sur nombre de ressources, y compris sur celles qui comptent dans une production énergétique de plus en plus 'verte' (terres rares, lithium, ...). En conséquence, on observe, dans ce scénario, un développement de l'économie circulaire qui n'échappe pas à ses propres limites <sup>75</sup> (Bihouix, 2014). Ces tensions et la prise de conscience de la rareté des ressources induisent un changement profond des mentalités et des comportements : la société, dans son ensemble, se dirige vers plus de frugalité (avec une multiplication des adeptes de la simplicité volontaire). Pour pouvoir recycler plus facilement, on favorise, dans ce scénario, les technologies simples, l'échange et la réparabilité, la limitation des besoins et la relocalisation des moyens de productions.

**Innovations technologiques** : les innovations technologiques plafonnent mais on assiste à un *boom* des innovations sociales qui permettent de consommer moins et mieux. On invente de nouvelles façons de travailler (télétravail), de produire (recyclage, économie circulaire) de se déplacer (voiture partagée, transport en commun repensé...), de collaborer, de consommer (économie du partage), de se payer (échanges de savoir, monnaies citoyennes et locales...). Ces mouvements trouvent leur

---

<sup>75</sup> A savoir le coût énergétique croissant du recyclage, l'impossibilité de la circularité due aux usages dispersifs (la poudre de caoutchouc des pneus définitivement perdue sur les routes), les inévitables pertes mécaniques,... Problèmes qui avaient déjà été évoqués par Georgescu-Roegen (1979)

prolongement au niveau énergétique où, là aussi, de nouveaux modes de production et de consommation, à l'échelle des bassins de vie, voient le jour.

#### 6.6.5. Description du scénario

**Type de gouvernance des réseaux :** la gouvernance est désormais décentralisée et s'organise à l'échelon local (communal ou supra-communal). C'est le bassin de vie (typiquement une ville et sa ceinture proche) qui devient le maillage au niveau duquel s'organise la gouvernance. Le *driver* commun est la recherche et la possibilité d'une autonomie énergétique à l'échelle de l'individu ou de la communauté de vie proche. C'est notamment le cas dans les coopératives énergétiques citoyennes (Scheer 2007), désormais érigées en modèle 'courant', et non plus le seul fait de quelques précurseurs. Chaque communauté veille jalousement à l'optimisation de ses ressources et un véritable contrôle social se développe (qui consomme et produit quoi ?, pour quel usage ?,...), non sans entraîner son lot de parias et d'exclus au sein de la communauté.

Cette gouvernance des réseaux est différenciée en fonction des situations locales particulières. C'est le règne de l'hétérogénéité des territoires et, partant, de la gouvernance : en fonction de son caractère dominant (rural / urbain / industriel, ...), de sa géographie, son relief, mais aussi son l'histoire, ses composantes socio-politiques, etc., chaque territoire adopte une tonalité particulière à laquelle correspond une gouvernance spécifique des réseaux énergétiques.

**Type de structure des réseaux :** les réseaux s'organisent sur un mode décentralisé, *bottom-up*, à l'échelle communale et supra-communale. On veille, via une gouvernance stricte portée par chaque communauté, à maximiser l'autoconsommation et à échanger les surplus avec d'autres communautés énergétiques. Les réseaux urbains et ruraux se différencient dans leurs structures et leurs performances. Des échanges énergétiques sont possibles entre zones rurales et zones urbaines, les zones rurales pouvant plus facilement mobiliser leur territoire pour produire de l'énergie (éolien, biomasse, déchets agricoles, ...). Ainsi de véritables ceintures énergétiques se mettent-elles en place autour des centres urbains. On assiste également à un redéploiement, voire une remise en service, des réseaux de chaleur, y compris au sein de communes rurales en s'appuyant sur une biomasse locale.

**Capacité d'interconnexion :** au-delà du bassin de vie, l'interconnexion est réduite à sa portion congrue. Les réseaux sont prioritairement développés au niveau local (en ce compris les réseaux de biogaz et de chaleur). Dans ce scénario d'autoconsommation frugale, les interconnexions hors Europe sont de facto limitées au strict minimum.

**Autres caractéristiques des réseaux.** la capacité de stockage est faible : elle est moins nécessaire grâce aux nouvelles façons de consommer. Le stockage, quand il existe, se fait essentiellement à travers la biomasse, sous forme de stocks (bois, déchets agricoles). Comme on s'appuie sur des ressources essentiellement locales, la disponibilité de l'énergie (et donc le besoin de la stocker) est plus faible. On mise dès lors plutôt sur l'innovation sociale et organisationnelle pour éviter de devoir investir dans de coûteux moyens de stockage. Cela implique que des délestages locaux sont possibles (ici aussi avec des contrastes potentiellement importants entre régions). Par contre, du fait de la décentralisation des réseaux et de leur faible interconnexion, un *black out* général est très peu probable. L'intelligence des réseaux est moyenne et s'incarne essentiellement dans les systèmes de coopération au sein et entre communautés, ... De manière générale, l'intelligence de la technologie est peu mobilisée. Ici, on mise aussi sur l'intelligence collective à un niveau plus local en créant des communautés locales

énergétiques : la gestion locale de l'énergie se fait plutôt en bon père de famille. On remplace les besoins de stockage par de la flexibilité collective : la communauté s'adapte, collectivement, à la disponibilité de l'énergie, aux usages prioritaires, à la temporalité de la production, etc.

**Demande d'énergie** : elle est clairement faible. Les usages superflus sont proscrits et la gouvernance collective organise la sobriété énergétique. Sont favorisés, à l'échelle du bassin de vie et, en son sein, des communautés, l'autoconsommation, les circuits courts, la sobriété, voire la décroissance. En résulte un tassement généralisé du risque de précarité énergétique relative.

**Aménagement du territoire** : il est de type transactionnel, c'est au niveau local, avec les collectivités que l'on décide de l'investissement dans les structures de réseau et de production énergétiques. C'est aussi au niveau local que se négocient les ressources (en territoire, notamment) dévolues à la production d'énergie. Au niveau du transport individuel, c'est la voiture partagée, alimentée en huile de récupération ou en biomasse locale, adaptée aux kilométrages faibles qui a la cote. Les réseaux de transport en commun à moyenne échelle sont moins nécessaires dès lors que l'économie et la vie se relocalisent : ceux qui subsistent se recentrent logiquement à une échelle très locale. On assiste à l'émergence de territoires énergétiques qui sont organisés pour valoriser les potentiels énergétiques renouvelables sur le long terme, ce qui implique un mode de gestion participatif qui empêche la surexploitation et donc l'épuisement des ressources <sup>76</sup>.

La structure territoriale qui émerge de ce scénario s'inscrit en rupture forte avec les évolutions que l'on connaît depuis la libéralisation des marchés de l'énergie et même avec l'émergence du fait régional. Les territoires sous-régionaux sont centrés sur eux-mêmes, ils se pensent de façon autonome développant progressivement leur propre identité et leur propre culture. L'espace régional wallon est soumis à de fortes tensions centrifuges, les sous-régions entrant en concurrence. Les relations qui lient des territoires sous-régionaux proches sont assez faibles et celles qui les rattachent au reste de l'espace européen sont quasi inexistantes.

**Mix énergétique** : il est local et renouvelable. La sortie du nucléaire a eu lieu, comme prévu, poussée, il est vrai, par la survenance d'un accident nucléaire en Europe et la pression citoyenne qui s'en suivit. La biomasse utilisée est locale : il s'agit de biogaz (déchets agricoles), de bois ou de cultures énergétiques. Des réseaux de chaleur, flanqués d'un peu de stockage thermique, sont (re)déployés.

#### 6.6.6. Implications du scénario

**Type d'économie** : on est ici très clairement sur une économie de partage à relativement faible contenu technologique. Elle se décline en économie circulaire, collaborative, en initiatives locales (*repair café*), en recherche d'autonomie et en autoproduction... Ce scénario porte en lui les germes d'un risque de contraction de l'économie du simple fait du ralentissement des échanges et de la frugalité érigée en véritable dogme. Il s'inscrit dans la mouvance des modèles prônés par I. Illich ou P. Rabhi, davantage que dans celui de Rifkin. Les adaptations nécessaires à apporter aux infrastructures de réseaux (stockage, outil de gestion de la demande, ...) de ce scénario sont financées par la mobilisation d'une épargne locale et citoyenne. En fonction des besoins identifiés, les collectivités

---

<sup>76</sup> Un **territoire énergétique**, peu importe où il se trouve dans le monde, est organisé autour de l'exploitation et de la commercialisation d'une ressource naturelle. Il importe de favoriser le développement à long terme de cette ressource par une gestion responsable qui tient compte du respect de l'environnement (Hamelin n.d.).

locales définissent les solutions techniques et organisationnelles les plus adaptées et cherchent, au sein de leur propre territoire, à lever les fonds nécessaires à leur concrétisation. De ce fait, le niveau d'infrastructures techniques des réseaux dans chaque sous-région peut rapidement diverger. Les sous-régions les plus riches auront les moyens de moderniser leurs infrastructures alors que les plus pauvres devront se contenter de gérer au mieux l'existant en palliant le déficit de ressources financières par un surcroît d'innovations sociales.

**Sécurité d'approvisionnement** : elle est moyenne, dans la mesure où les ressources locales peuvent à certains moments être insuffisantes pour satisfaire la demande. Toutefois, le système est très résilient au niveau global puisque l'on recherche une autonomie locale avec des capacités de délestage, du stockage thermique et une intelligence collective pour optimiser l'équilibre entre offre et demande.

**Cybersécurité** : dans ce scénario, profondément *low tech*, la question de la cybersécurité n'est pas déterminante. Dès lors que le système est basé sur la décentralisation et qu'il recourt plus à une intelligence organisationnelle (avec un fort contrôle social) qu'à un contenu technologique sophistiqué, il est peu susceptible d'être attaqué massivement.

**Vie privée** : on assiste à une réelle réappropriation de l'énergie par les citoyens au sein de communauté où la notion de bien collectif voire commun (en l'occurrence, l'énergie) prend tout son sens. Le risque inhérent à ce mode de fonctionnement (contrôle social accru) est la mise au ban des comportements considérés comme déviants, pour paraphraser Percebois, vous ne pourrez fonctionner dans ces communautés 'que si vous placez des panneaux solaires' (L'Echo, 2017).

**Précarité énergétique** : comme indiqué ci-dessous, à l'échelle de l'individu, le risque de précarité énergétique est faible car le système repose sur une solidarité locale forte (le pendant en est un contrôle social important). Il est par contre possible, à l'échelle de la communauté, de connaître des épisodes de disette énergétiques, qui sont appréhendés et gérés collectivement.

**Rôle des GRD** : les GRD sont relocalisés à une échelle locale (c'est-à-dire communale ou, au plus, supra-communale). Leur rôle s'étend à la gestion des autres énergies partagées par le territoire énergétique, ils sont en lien étroit, voire les englobe, avec des coopératives citoyennes de productions d'énergie.

### 6.6.7. Trajectoires d'évolution

**Élément de rupture possible** : ce scénario survient dans la foulée d'une crise politique et environnementale majeure (aggravation du changement climatique, crise sur les prix des énergies fossiles, pression sur les ressources, crise alimentaire). En découlent, chez les citoyens une volonté, voire une exigence de se réapproprier leur vie à travers un recentrage local, des circuits courts, un redéploiement des solidarités, etc. Cette rupture est renforcée par un rejet massif des institutions centralisées et une méfiance vis-à-vis du progrès (la nucléaire, la chimie,...). L'événement de basculement pourrait être un accident nucléaire ou une catastrophe climatique de grande ampleur et sur une longue durée, qui entraîne une crise alimentaire et provoque un rejet massif du politique. Ce dernier n'est plus jugé capable de gérer la situation et c'est le niveau local qui reprend la main, y compris et prioritairement pour ce qui concerne l'énergie. La question de l'énergie devient d'ailleurs l'un des ferments de mouvements citoyens basés sur la frugalité, la solidarité et la gestion collective du bien commun.

**Première phase du scénario (jusqu'en 2030)** : cette première phase voit une défiance accrue face au personnel politique et aux experts. Comme en réponse à cette approche technocratique, se mettent en place des niches d'expérimentations de nouvelles collaborations locales énergétiques. Au niveau local, les politiques finissent par encourager ces mouvements qui prennent de l'ampleur : c'est d'ailleurs, pour eux, une façon de retrouver de la légitimité.

**Deuxième phase du scénario (de 2030 à 2050)** : il s'ensuit un délitement progressif de l'espace européen. On assiste à une atomisation des territoires qui se replie à l'échelle du bassin de vie. Au niveau wallon, se dessine progressivement une autonomisation énergétique des différents sous-territoires qui, chacun, développe leur accès à des énergies de qualité (mais à des coûts différenciés). En effet, la règle devient la spécialisation territoriale : certains bassins deviennent de véritables greniers énergétiques des villes autour desquels ils sont établis. On construit de véritables ceintures énergétiques comme on a développé des ceintures alimentaires.

## 6.6.8. Analyse SWOT du scénario décentralisé non-marchand

Forces et opportunités		Faiblesses et menaces
Cohésion sociale	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Nombreuses innovations sociales.</li> <li>- Précarité énergétique globalement sous contrôle.</li> <li>- Relocalisation de l'emploi.</li> <li>- Développement de solidarités à l'échelon local.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Développement d'inégalités entre bassins de vie plus ou moins bien dotés en ressources (y compris humaines).</li> <li>- Risque de sous-approvisionnement énergétique (et financier) d'infrastructures de service collectif à échelle supra-locale comme les hôpitaux, des centres de recherche, etc.</li> <li>- Haut niveau de contrôle social : <ul style="list-style-type: none"> <li>o risques pesant sur la vie privée,</li> <li>o risques d'exclusion sociale.</li> </ul> </li> </ul>
Environnement	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Frugalité énergétique et dans la consommation =&gt; bénéfices environnementaux.</li> <li>- Affranchissement du risque nucléaire et des ressources rares.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Consommation importante d'espaces à des fins énergétiques (risque d'atteinte aux ressources locales, aux paysages,...et risque de <i>NIMBY</i> à une échelle locale.</li> </ul>
Viabilité économique	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Dépendance technologique réduite.</li> <li>- Résilience des réseaux, peu de risque de blackout généralisé.</li> <li>- Indépendance énergétique à l'échelle de la Région, malgré des disparités locales.</li> <li>- Affranchissement du risque géopolitique.</li> <li>- Risque faible en matière de cybersécurité.</li> <li>- Développement de l'économie sociale (coopérative).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tensions sur les ressources liées aux énergies renouvelables locales.</li> <li>- Risque de contraction économique.</li> <li>- Difficultés techniques dans l'interconnexion de réseaux hétérogènes.</li> <li>- Recherche et développement technologique en berne.</li> <li>- Baisse des échanges au-delà des bassins de vie.</li> <li>- Baisse de la sécurité d'approvisionnement locale, risque de délestages locaux.</li> <li>- Disparité réglementaire entre sous-régions.</li> </ul>
Participation démocratique	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fort niveau d'implication des citoyens.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Disparité dans les capacités de pilotage des ressources des édiles/acteurs locaux.</li> </ul>

## 6.6.9. Recommandations stratégiques

Tel qu'il est décrit dans notre étude, ce scénario est un scénario de rupture, qui s'éloigne, sous la pression d'une série d'éléments conjoints, du *business as usual*, pour aboutir à une société où l'énergie est relocalisée au niveau local et gérée à l'échelle du bassin de vie.

Au-delà des éléments de rupture qui caractérisent ce scénario, quels sont les éléments à même de le favoriser et quels sont les jalons que l'on peut poser pour tendre vers ce modèle ?

- Formation à la citoyenneté/participation

C'est probablement d'abord suite à une prise de conscience généralisée, à l'échelle de la société dans son ensemble, que cette direction sera empruntée. Il s'agit donc de mettre en germe le développement d'une conscience citoyenne, à travers la formation et l'information, afin que chacun s'inscrive dans cette dynamique locale et dans ce qui peut même déboucher sur une forme de décroissance économique. Cette prise de conscience doit intégrer, avec discernement, le prix à payer pour passer à ce nouveau paradigme : mobilisation du territoire au service des SER, rareté de l'énergie, implication de chacun, temps à consacrer à la gestion énergétique commune (et donc valorisation sociale de ce service à la communauté), contrôle social renforcé, ...

- Développement/promotion d'outils coopératifs

Ce mouvement doit être accompagné d'un cadre réglementaire, juridique, légal,... à même de permettre l'initiative locale en matière d'énergie. Ce cadre doit être souple de manière à pouvoir s'adapter aux spécificités locales. Les outils coopératifs (comme des coopératives citoyennes de production d'énergie) doivent être adaptés et développés afin de pouvoir se mettre au service de ces projets locaux.

- Libération du temps

De même, augmenter massivement la participation citoyenne dans des projets énergétiques locaux demande du temps. Un tel scénario serait donc favorisé par des mécanismes de réduction forte et généralisé du temps de travail voire la mise en place d'un revenu de base.

Prise en compte des externalités négatives de la consommation d'énergie.

Les mécanismes de soutien et de taxation doivent accompagner le mouvement en intégrant toutes les externalités négatives des ressources, notamment fossiles. A titre d'exemples la taxe carbone, un ETS performant, les certificats blancs, la valorisation de l'utilisation rationnelle de l'énergie : tout ce qui peut favoriser la sobriété énergétique doit être considérablement amplifié. De même, les mécanismes de financement alternatif, les monnaies locales, la mise en avant et la facilitation des circuits courts, de l'économie circulaire... devront être amplifiés.

- Collaborations interrégionales

Si le champ d'action est avant tout local, tous les niveaux de pouvoir devront s'inscrire dans la dynamique, jusqu'aux instances européennes qui doivent promouvoir, voire généraliser, le soutien aux échelons locaux (à travers des mécanismes tels que la Convention des Maires, par exemple).

- Formations techniques et managériales

Pour que les territoires puissent être performants dans ces nouveaux métiers de l'énergie, il est indispensable de former des techniciens compétents (notamment en renouvelable), qui pourront se mettre au service d'une gestion locale de l'énergie. Identiquement, il faut prévoir et organiser des modules de formation à destination des édiles locaux, afin de leur permettre d'intégrer ces nouvelles problématiques dans la gestion de leur commune.

Puisque ce scénario implique une large participation citoyenne, il est aussi nécessaire de former aux techniques de gestion des groupes, de démocratie participative, de gestion et résolution des conflits... par exemple via la communication non-violente, la sociocratie, etc.

- Transformation du rôle (et de la configuration) des GRD

Il faut également que le cadre technique s'adapte : facilitation des échanges entre bassins de vie par une harmonisation des protocoles d'échanges ; relocalisation (*downsizing* et *rebundling*) des GRD, qui se chargent également de la fourniture d'énergie (électricité, gaz) mais aussi de celle de l'eau, de la collecte des déchets sur un territoire.

**Priorités d'actions, à court terme, pour les décideurs :**

- analyse de la faisabilité d'un *rebundling* des GRD ;
- renforcement des axes de formation spécifiques des élus en matière d'énergie afin de les aider à en comprendre et à s'emparer réellement des enjeux liés aux réseaux énergétiques ;
- initiatives législatives et réglementaires pour prendre en compte les externalités négatives des énergies fossiles ;
- promotion auprès des citoyens de l'économie sociale de type collaborative ;
- formation des citoyens aux diverses formes de management collaboratif ;
- mise en place de formules de réduction du temps de travail qui permettent aux citoyens de s'impliquer dans ces projets collaboratifs.

## 7. Synthèse de la modélisation quantitative

Ce chapitre propose une synthèse du travail de modélisation quantitative réalisé au cours de cette étude. La section 7.1 rappelle les objectifs ainsi que les principales caractéristiques du modèle. La section 7.2 présente et commente un ensemble de graphiques générés à partir du modèle. La section 7.3 conclut et rappelle les limites de l'exercice d'illustration quantitative.

### 7.1. Introduction

Le modèle développé au cours de cette étude a pour objectif général d'illustrer, au moins partiellement, le travail de prospective. Ainsi, le modèle permet de simuler et de représenter graphiquement, au cours du temps, l'évolution de certaines variables clés des réseaux électriques, en particulier celles liées aux coûts et aux volumes d'électricité produits, importés, exportés et consommés en Wallonie. Le modèle permet de produire des graphiques montrant l'évolution, au cours du temps, (i) des coûts d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de l'électricité, (ii) des coûts de l'électricité soutirée du réseau, (iii) de la facture électrique des agents, et (iv) du niveau de production décentralisée. Une question fondamentale à laquelle ce modèle doit nous permettre de répondre est celle de l'impact que pourrait avoir l'augmentation de la part de la production d'électricité décentralisée sur les coûts d'utilisation des réseaux. En revanche, ce modèle ne saurait reprendre l'évolution de l'ensemble des variables discutées tout au long de cette étude. En particulier, les variables liées aux questions sociales et environnementales, ne sont pas reprises dans ce modèle.

Le modèle a été spécialement développé dans le contexte de cette étude, en interaction avec le travail de prospective, en tenant compte de spécificités wallonnes, et en veillant à ce que les résultats générés soient suffisamment contrastés d'un scénario à l'autre, et selon les types d'agents. Nous avons dès lors été amenés à poser un ensemble d'hypothèses détaillées dans la section dédiée au point 9 ci-dessous.

Le modèle que nous avons utilisé est un modèle dynamique à temps discret. On y modélise l'évolution d'un ensemble de variables au cours du temps, jusqu'à un horizon d'optimisation donné a priori (correspondant à l'horizon 2050), sachant que l'initialisation du modèle se fait étant donnée la situation en Wallonie en 2015. Parmi les variables retenues dans notre modèle, certaines ont une évolution exogène, c'est à dire que leur évolution est fonction du temps et de valeurs initiale et finale fixées a priori. Les variables dont l'évolution n'est pas exogène, sont endogènes. Il s'agit donc de variables dont l'évolution n'est pas uniquement liée au temps, mais dépend de l'évolution d'autres variables. Le modèle simule l'évolution des trois types d'agents, capables de prendre la décision d'investir dans des moyens de production et de stockage décentralisés : 'urbains', 'extra-urbain' et 'industriel'. Chaque type de d'agent possède des caractéristiques propres (demande agrégée, potentiels de production décentralisée, degré maximal d'autosuffisance énergétique, caractéristiques du réseau de distribution, etc.). Les scénarios se distinguent les uns des autres sur les variables suivantes : évolution de la demande, évolution des coûts des technologies liées à la production et au stockage décentralisés, potentiels de production décentralisée, niveaux de production renouvelable centralisée, coûts totaux des réseaux de transport et distribution, consommation du parc de véhicules électriques, disponibilité de nouvelles technologies de production centralisée, politique de subventionnement.

Au cœur du modèle se trouve l'hypothèse que l'évolution de la production décentralisée sera

essentiellement régie par les décisions individuelles des agents d'investir ou non dans ces moyens de production, étant donné leur attractivité économique. A chaque pas de temps, il existe, pour chaque ensemble d'agents, un potentiel de production décentralisée d'énergie non-encore exploité. Nous faisons l'hypothèse qu'une partie de ce potentiel restant est mise en production de façon proportionnelle à l'attractivité économique que cela représente pour chaque type de consommateur. Le calcul de cette attractivité économique nécessite, d'une part, de maintenir au cours du temps une estimation du coût de l'électricité soutirée du réseau (approvisionnement classique), étant donné l'évolution du coût de l'énergie, des coûts d'utilisation des réseaux, ainsi que des différentes contributions et taxes faisant partie de la facture d'électricité. D'autre part, il est nécessaire d'être en mesure d'estimer, à chaque pas de temps, les coûts associés à l'installation d'un dispositif de production décentralisée (et éventuellement de stockage), tout en sachant que cette installation doit être optimisée (en termes de niveau d'autonomie énergétique) en fonction de l'évolution des coûts de la technologie, et des coûts d'utilisation des réseaux, et d'autres mécanismes de contribution et de répartition des coûts totaux des réseaux.

Afin d'être en mesure d'anticiper des changements concernant les mécanismes de répartition des coûts des réseaux de distribution sur les consommateurs, on modélise deux types de mécanismes de répartition des coûts des réseaux de distributions. Le premier mécanisme, actuellement d'application, consiste à répartir les coûts totaux des réseaux de distribution sur l'assiette des volumes d'électricité soutirés du réseau. Le deuxième mécanisme consiste en une répartition des coûts à la fois sur les volumes soutirés pour une partie, ainsi que via une contribution sur les capacités installées en production décentralisée pour une autre partie.

On donne ci-dessous à la Figure 35 une représentation schématique simplifiée du modèle. Une version plus complète de ce schéma est donnée au point 9.3.6. Enfin, l'ensemble des variables, les mécanismes d'évolution, ainsi que les données d'initialisation du modèle et de différenciation des scénarios sont donnés au point 9.5 et suivants.

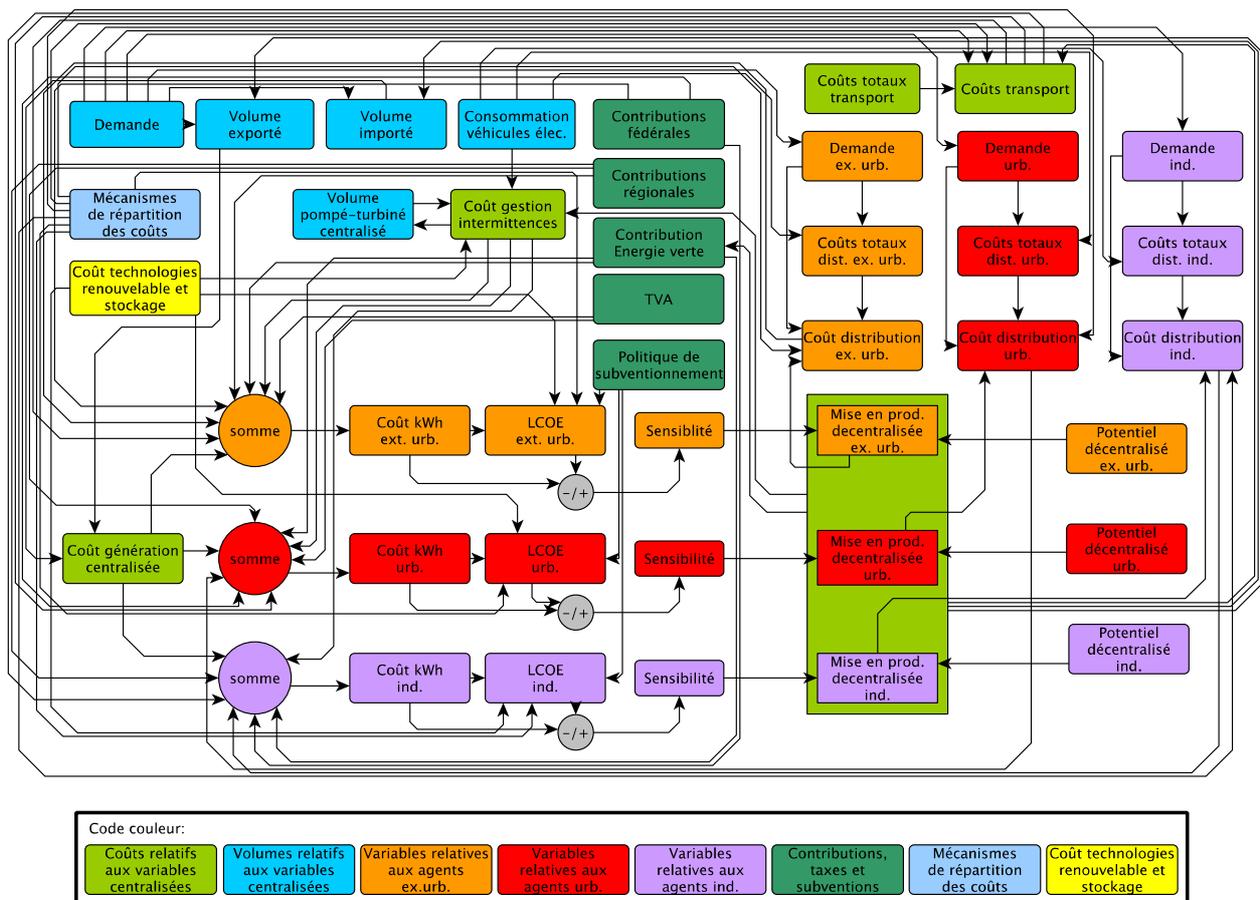


Figure 35: Représentation schématique simplifiée du modèle quantitatif.

## 7.2. Synthèse des résultats

On montre ci-dessous, en figure 36 et figure 37, deux ensembles de graphiques générés à partir du modèle quantitatif. Chaque figure reprend 12 graphiques. Au sein de chaque figure, chaque ligne correspond à un scénario : la première ligne correspond au scénario 'centralisé marchand', la deuxième ligne correspond au scénario 'centralisé non-marchand', la troisième ligne correspond au scénario 'décentralisé marchand', et la dernière ligne correspond au scénario 'décentralisé non-marchand'. Chaque colonne correspond à un type d'agent : la première colonne correspond au type extra-urbain, la seconde colonne au type urbain, et la troisième colonne au type industriel. Chaque graphique reprend un ensemble de 100 courbes correspondant à 100 valeurs différentes du paramètre de sensibilité. On peut rappeler que la sensibilité est un paramètre permettant de relier l'attractivité économique des systèmes de production (et éventuellement de stockage) décentralisés avec leur déploiement effectif. Les deux figures diffèrent par le mécanisme de répartition des coûts des réseaux de distribution : la figure 36 a été générée en utilisant un mécanisme de répartition des coûts sur les volumes soutirés du réseaux, tandis que la figure 37 a été générée en considérant un mécanisme de répartition des coûts prenant en compte les volumes soutirés d'une part, et une contribution des prosummateurs sur base de leur capacité installée en production décentralisée d'autre part.

Chaque courbe correspond à l'évolution, au cours du temps, de la variable 'facture électrique', qui est définie, ici, comme étant le produit de la variable 'coût du kWh soutiré du réseau' par la variable 'demande', chacune de ces deux dernières étant spécifique à chaque type d'agent. Enfin, les valeurs sont normalisées par rapport aux valeurs initiales, ce qui signifie que l'on observe leur évolution, en valeur relative, par rapport au temps présent.

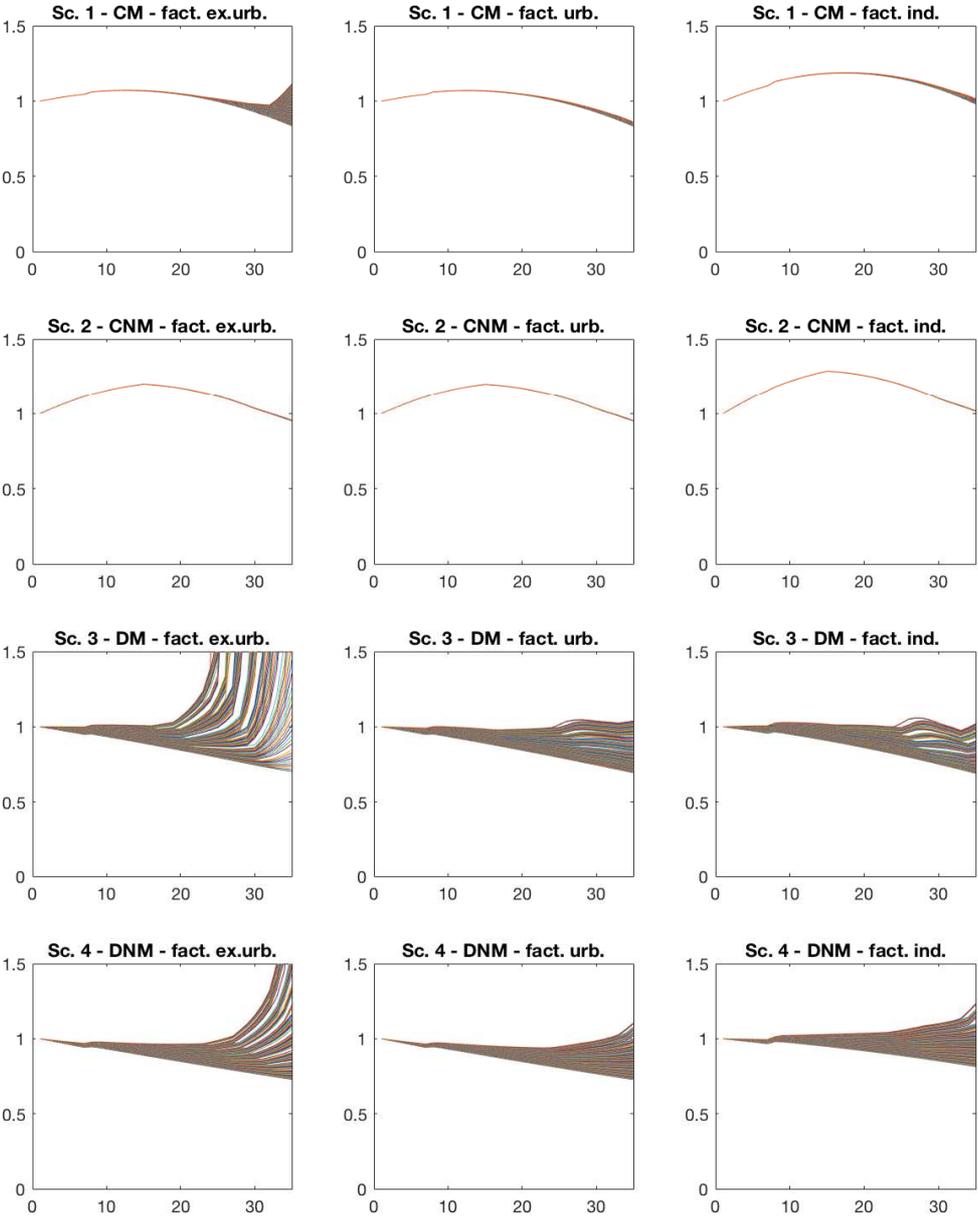


Figure 36: Evolution des variables de 'facture électrique', normalisées par rapport aux valeurs initiales.

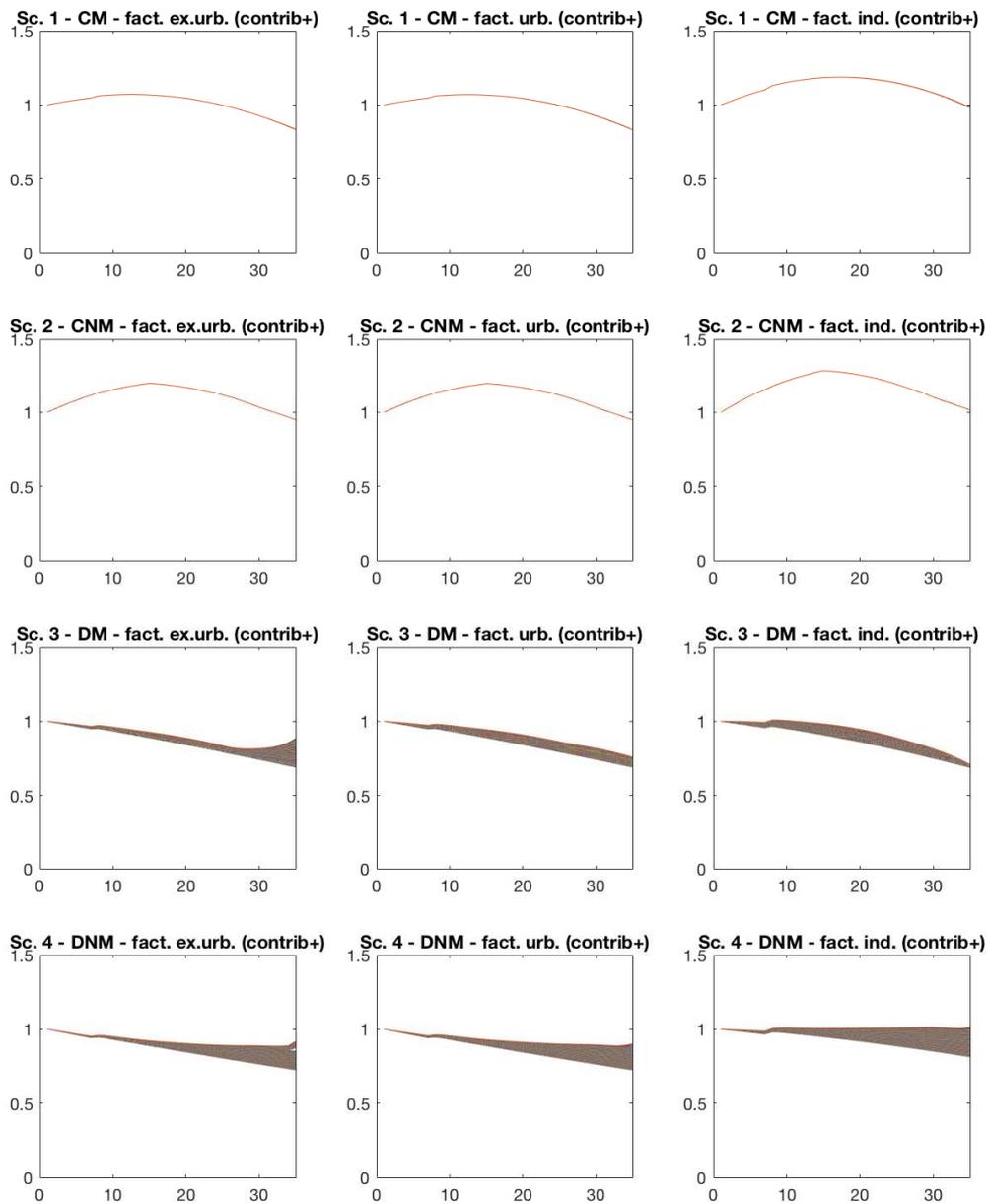


Figure 37: Evolution des variables de 'facture électrique' (avec contribution capacitaire des prosommateurs), normalisées par rapport aux valeurs initiales

En ce qui concerne le scénario 1 (centralisé marchand), on observe une stabilité de la facture électrique pendant une période de 25 ans, induite par une hausse contenue de la demande d'une part, et par une légère baisse des coûts du kWh soutiré du réseau. La hausse des coûts d'utilisation du réseau de transport a peu d'impact sur la facture électrique. Bien que le scénario n'accorde aucun subside à la production décentralisée, les hypothèses de baisse des coûts des technologies font en sorte que la production et le stockage décentralisés deviennent suffisamment attractifs pour se développer sur la période 2040-2050. Par effet de réduction d'assiette de répartition des coûts des réseaux de distribution, on observe alors une évolution de la facture en fonction du paramètre de sensibilité, beaucoup plus marquée chez les agents de type extra-urbain. On note également que ce phénomène disparaît dans le cas où les mécanismes de répartition des coûts totaux des réseaux de distribution sont modifiés.

En ce qui concerne le scénario 2 (centralisé non marchand), la facture électrique suit une courbe en cloche aplatie, plus prononcée que dans le scénario 1, et atteignant un niveau sensiblement équivalent au niveau initial, à l'horizon 2050. Cette forme de courbe en cloche est due au fait que, dans un premier temps, la hausse de la demande prend le pas sur la baisse du coût du kWh. Dans un second temps, la baisse du coût du kWh (notamment induite par la baisse des coûts de génération, mais également par la baisse des coûts d'utilisation des réseaux dont les assiettes de répartition des coûts augmentent) permet à la facture électrique de baisser à nouveau. La production décentralisée ne se déploie que très peu, ce qui s'observe pas une quasi superposition des faisceaux de courbes.

Le scénario 3 (décentralisé marchand) est celui qui montre le plus de variabilité selon la sensibilité des agents à adopter les technologies de production (et éventuellement de stockage) décentralisés. Pour de grandes valeurs de ce paramètre de sensibilité, la facture électrique des agents de type extra-urbain s'envole. Cela provient du fait que le niveau de production décentralisée permet de répondre à la totalité de la demande des consommateurs extra-urbains, faisant tendre l'assiette de répartition des coûts du réseau de distribution extra-urbain vers zéro. Pour les autres types d'agents, ce phénomène de divergence des coûts est contenu, soit parce que le potentiel de production est plus limité (cas urbain) soit parce que la demande est bien supérieure au potentiel de production (cas industriel). La comparaison des figure 39 et figure 40 montre que les phénomènes d'envolée de la facture électrique disparaissent dans le cas où les mécanismes de répartition des coûts totaux des réseaux de distribution sont modifiés.

Le scénario 4 (décentralisé non marchand) voit également la facture d'électricité évoluer en fonction de la sensibilité des agents à adopter les technologies de production et stockage décentralisés. Dans le cas des plus grandes valeurs du paramètre de sensibilité, pour les agents de type extra-urbain, on observe également un phénomène de divergence de la facture d'électricité, induite par une envolée des coûts d'utilisation du réseau de distribution extra-urbain. De façon similaire au scénario 3, ces phénomènes disparaissent dans le cas où les mécanismes de répartition des coûts totaux des réseaux de distribution sont modifiés. Pour tous les agents, la hausse des coûts d'utilisation des réseaux est, à la fois, soutenue par l'adoption de technologies de production et stockage décentralisés (notamment grâce à une politique de subventionnement permettant de compenser une moindre baisse des coûts de ces technologies) et la baisse de la demande, ces deux éléments concourant à la réduction de l'assiette de répartition des coûts des réseaux. Excepté pour les agents de type extra-urbain, la réduction de la demande permet, quant à elle, de contrebalancer la hausse des coûts d'utilisation des réseaux, et ainsi de contenir la facture électrique.

Précisons ici que, bien qu'on observe que la modification du mécanisme de répartition des coûts des réseaux de distribution permette d'éviter les phénomènes d'envolée des coûts d'utilisation de ces réseaux (phénomène nommé '*utility death spiral*'<sup>77</sup> dans la littérature scientifique), ces résultats ne permettent pas de répondre précisément à la question de savoir quelles seraient les modifications les plus pertinentes à apporter au mécanisme de répartition des coûts des réseaux de distribution.

### 7.3. Apports et limites de la modélisation quantitative

Le travail d'illustration quantitative s'est attaché à mettre en place un jeu d'hypothèses visant, notamment, à obtenir des résultats contrastés, à la fois d'un scénario à l'autre, et selon les types d'agent (urbain, extra-urbain et industriel). On retient l'influence prépondérante de 2 variables : la demande d'une part, et le coût des technologies d'autre part. Les politiques de subventionnement, ainsi que les mécanismes de répartition des coûts des réseaux de distribution jouent également un rôle important.

Les illustrations quantitatives n'ont nullement vocation à classer les quatre scénarios, ni par ordre de performance (si tant est qu'on puisse définir un critère de performance), ni par ordre de degré de plausibilité. Aussi, on retiendra la difficulté à faire ressortir du modèle l'évolution de critères sociaux et environnementaux, ou même certaines notions de coûts qui ont été externalisées. En renvoyant ces questions fondamentales en dehors du modèle quantitatif, cette difficulté nous replace au cœur de la démarche prospective, que les résultats quantitatifs ne peuvent que modestement illustrer.

---

<sup>77</sup> Une '*utility death spiral*' apparaît quand la croissance de l'autoconsommation d'énergie (par exemple liée à la croissance de la production photovoltaïque) met en péril le financement des réseaux énergétiques. En effet, la base sur laquelle les coûts des réseaux sont répartis se réduit ce qui implique une augmentation des coûts d'utilisation des réseaux et incite, en retour, de nouveaux utilisateurs des réseaux à chercher à autoproduire une partie de leur énergie (et ainsi de suite).

## 8. Conclusions

La question posée par cette étude était complexe et ambitieuse. Il s'agissait d'évaluer comment les réseaux énergétiques allaient évoluer à l'horizon 2030 et 2050 et comment leurs transformations allaient influencer, en retour, le développement de nos sociétés. Dans le même temps, il nous a été demandé d'étudier de quelle manière les évolutions des sociétés humaines transformeraient les réseaux énergétiques. Pour analyser ces questions multidépendantes, l'outil de la prospective a été choisi dans la mesure où il permet de mieux appréhender la complexité d'un système. Toutefois, pour enrichir notre compréhension des scénarios prospectifs, nous avons développé, en parallèle de l'analyse prospective, un modèle quantitatif. Ce faisant, nous avons expérimenté de nouvelles voies méthodologiques en essayant de faire coexister, de façon mutuellement enrichissante, des démarches qualitative et quantitative de nature profondément différente. De même, conscients de la complexité des questions posées, nous avons réuni un large panel d'expertises apportées par les membres du consortium chargé de la réalisation de l'étude, du comité d'accompagnement qui l'a suivie et d'un ensemble de témoins privilégiés qui ont pu nourrir, à plusieurs reprises, notre réflexion.

Ce travail nous a permis de tracer les grandes lignes de ce vers quoi les réseaux énergétiques du futur pourraient évoluer. Toutefois, il faut se garder de tirer des conclusions trop hâtives. Notre propos n'était pas de décrire précisément le futur des réseaux. Il est même à peu près certain que les réseaux du futur ne seront ni complètement centralisés ni complètement décentralisés. De même, ils ne répondront pas exclusivement à des logiques marchandes ou a contrario non marchandes. Par contre, notre ambition a toujours été de mieux faire comprendre les enjeux qui sont liés aux réseaux et d'inviter l'ensemble des personnes intéressées par ces sujets à se poser les questions les plus pertinentes.

'Ni prophétie, ni prévision, la prospective n'a pas pour objet de prédire l'avenir mais de nous aider à le construire' (de Jouvenel, 2002). De ce point de vue, cette étude pourra, modestement sans doute, mettre en lumière les opportunités et les menaces qui sont liées aux évolutions attendues des réseaux. Même si le futur n'est pas écrit, nous sommes convaincus que les sociétés humaines ont la possibilité d'agir et de prendre les décisions nécessaires pour tendre vers un futur qu'elles jugent souhaitables. Il n'appartient pas à un consortium d'experts de définir quel serait le scénario le plus souhaitable pour la Wallonie, ce choix appartient aux décideurs politiques.

A cette fin, notre analyse qualitative a pu montrer la profondeur et la complexité des liens qui lient les réseaux énergétiques et les sociétés humaines, que ce soit en termes de création d'activités économiques, d'accès à l'énergie ou encore d'organisation sociale. De même, l'analyse quantitative a rappelé toute l'importance des mécanismes de financement des réseaux qui devront évoluer pour répondre au défi énergétique de demain.

Même si de nombreuses questions restent en suspens, nous espérons que ce travail participera à une meilleure compréhension des enjeux que posent les réseaux énergétiques et qu'il aidera les décideurs dans les choix qui devront être posés pour que ces mêmes réseaux énergétiques participent au développement d'une société durable et inclusive.

## 9. Description détaillée de la modélisation quantitative

### 9.1. Préambule

Le modèle décrit dans cette partie a été spécialement développé dans le contexte de cette étude. Le cahier des charges soulignait l'importance que les résultats générés soient au service du travail de prospective. Cela nous a amené à être attentifs aux trois points suivants :

- Il est nécessaire que le modèle puisse générer des résultats contrastés, permettant ainsi de générer des illustrations parlantes du travail de prospective, et de distinguer les scénarios les uns des autres,
- Le modèle doit rendre compte de spécificités wallonnes, notamment au niveau des potentiels de production décentralisée d'électricité, des niveaux de consommation des résidentiels et des industriels, de la loi de sortie du nucléaire civil, et de la présence de multiples gestionnaires de réseaux de distribution aux caractéristiques différentes,
- Enfin, la démarche quantitative doit s'en tenir à sa mission de mise en illustration du travail prospectif, et prendre garde à ce que les résultats chiffrés issus du modèle ne nuisent pas au travail de prospective.

Le développement du modèle est donc issu d'une réflexion à la fois quantitative, visant à développer un modèle le plus réaliste possible, et également qualitative, cela afin de respecter les contraintes décrites ci-dessus. Pour cela, nous avons été amenés à poser un ensemble d'hypothèses, synthétisées en section 3, et détaillées dans les sections suivantes, afin de permettre à notre modèle d'illustrer certaines tendances, en particulier, un phénomène référencé dans la littérature scientifique sous le nom de '*utility death spiral*' (Castaneda *et al.*, 2017), que l'on pourrait traduire par l'expression 'cercle vicieux du financement des réseaux'.

La suite de ce chapitre s'organise autour des sections suivantes : la section 9.3 est une section présentant de manière générale le modèle que nous avons développé. La section 9.4 synthétise l'ensemble des hypothèses fondamentales à partir desquelles nous avons construit le modèle. La section 9.5 dresse la liste des principales variables modélisées. La section 9.6 décrit les mécanismes gouvernant l'évolution des variables. La section 9.7 reprend les ensembles de données à partir desquels nous avons calibré le modèle. La section 9.8 décrit les variables et données ayant été différenciées selon les scénarios. La section 9.9 présente et discute un ensemble de résultats ayant été simulés par le modèle, sur base des 4 scénarios issus du travail de prospective. Enfin, la section 9.10 propose quelques conclusions, et discute les limites de l'exercice d'illustration quantitative de la démarche prospective.

### 9.2. Objectif du modèle

Le modèle a pour but de simuler et de représenter graphiquement l'évolution, au cours du temps, de variables clés des réseaux électriques, en particulier liées aux coûts et aux volumes d'électricité produits, importés, exportés et consommés en Wallonie. Ainsi, le modèle permet de simuler l'évolution, au cours du temps, (i) des coûts d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de l'électricité, (ii) des coûts de l'électricité soutirée du réseau, (iii) de la facture électrique des agents, et (iv) du niveau de production décentralisée.

En revanche, ce modèle ne saurait reprendre l'évolution de l'ensemble des variables discutées tout au long de cette étude. En particulier, les variables liées aux risques sociaux et environnementaux ne sont pas reprises dans ce modèle.

### 9.3. Présentation générale du modèle

#### 9.3.1. Structure générale du modèle

Le modèle que nous proposons est un modèle dynamique à temps discret. Il s'agit d'un formalisme classiquement utilisé pour décrire les systèmes dynamiques. Voir par exemple (ULiège, 2013), ou encore (Fonteneau & Ernst, 2017). Chaque intervalle de temps correspond à une année. On modélise l'évolution d'un ensemble de variables au cours du temps, jusqu'à un horizon d'optimisation  $T$ , correspondant à l'horizon 2050, sachant que l'initialisation du modèle se fait étant donnée la situation en Wallonie en 2015.

#### 9.3.2. Modélisation d'acteurs hétérogènes

Afin d'être en mesure d'appréhender différentes situations réelles, le modèle formalise trois types de consommateurs : un consommateur de type urbain, habitant dans un milieu assez densément peuplé, avec un potentiel de collecte d'énergie renouvelable limité, un consommateur de type extra-urbain, habitant un milieu moins densément peuplé, disposant d'un plus grand potentiel de production décentralisée, et enfin un consommateur de type industriel, avec un potentiel de production décentralisée équivalent à l'ensemble des agents de type extra-urbain, mais avec une demande beaucoup plus importante.

#### 9.3.3. Variables exogènes et endogènes

Parmi les variables retenues dans notre modèle, certaines ont une évolution exogène, c'est à dire dont l'évolution est fonction du temps, et de valeurs initiale et finale fixées a priori. Les variables dont l'évolution n'est pas exogène, sont endogènes. Il s'agit donc de variables dont l'évolution n'est pas uniquement liée au temps, mais dépend de l'évolution d'autres variables.

#### 9.3.4. Une dynamique d'évolution essentiellement 'micro-économique'

Le choix de construire un modèle dynamique dérive du souhait de décrire l'évolution d'un ensemble d'indicateurs liés aux réseaux électriques, et en particulier, aux réseaux de distribution. Une question fondamentale à laquelle ce modèle doit nous permettre de répondre est celle de l'impact que pourrait avoir le phénomène d'augmentation de la part de la production d'électricité décentralisée (c'est à dire produite à proximité des consommateurs) sur les coûts d'utilisation des réseaux électriques de transport et de distribution. Au cœur du modèle se trouve l'hypothèse que l'évolution de la production décentralisée sera essentiellement régie par les décisions individuelles des consommateurs d'investir ou non dans ces moyens de production, étant donné son attractivité économique. Ces décisions sont donc directement influencées par l'évolution des coûts des technologies, l'évolution des coûts de l'électricité soutirée du réseau, ainsi que l'évolution des politiques de subventionnement et des différentes contributions.

A chaque pas de temps, il existe, pour chaque ensemble de consommateurs, un potentiel de production d'énergie renouvelable non-encore exploité. Nous faisons l'hypothèse qu'une partie de ce potentiel restant est mise en production de façon proportionnelle à l'attractivité économique que cela représente pour chaque consommateur virtuel. Le calcul de cette attractivité économique nécessite, d'une part, de maintenir au cours du temps une estimation du coût de l'électricité soutirée du réseau (approvisionnement classique), étant donné l'évolution du coût de l'énergie, des coûts d'utilisation des réseaux, ainsi que des différentes contributions et taxes faisant partie de la facture d'électricité. D'autre part, il est nécessaire d'être en mesure d'estimer, à chaque pas de temps, les coûts associés à l'installation d'un dispositif de production décentralisée (et éventuellement de stockage), tout en sachant que cette installation doit être optimisée (en termes de niveau d'autonomie énergétique) en fonction de l'évolution des coûts de la technologie, et des coûts d'utilisation des réseaux, et d'autres mécanismes de contribution.

### 9.3.5. Mécanismes de répartitions des coûts totaux

Afin d'être en mesure d'anticiper des changements concernant les mécanismes de répartition des coûts des réseaux de distribution sur les consommateurs, on modélise deux types de mécanismes de répartition des coûts des réseaux de distributions. Le premier mécanisme, actuellement d'application, consiste à répartir les coûts totaux des réseaux de distribution sur l'assiette des volumes d'électricité soutirés du réseau. Le deuxième mécanisme consiste en une répartition des coûts à la fois sur les volumes soutirés pour une partie, ainsi que via une contribution sur les capacités installées en production décentralisée pour une autre partie. En ce qui concerne le mécanisme de répartition des coûts du réseau de transport, on considère un mécanisme purement volumétrique. Enfin, les coûts totaux des réseaux sont eux, fonctions des scénarios choisis.

### 9.3.6. Présentation schématique du modèle

Afin de proposer une vue générale et synthétique du modèle, on donne à la figure 38 une représentation schématique du modèle permettant de voir les liens entre variables. Un lien d'une variable vers une autre variable indique que la première est requise pour le calcul de la seconde. Le schéma utilise également un code couleur permettant de distinguer les grandes catégories de variables (coûts, volumes, variables spécifiques à chaque catégorie d'agents, etc.).

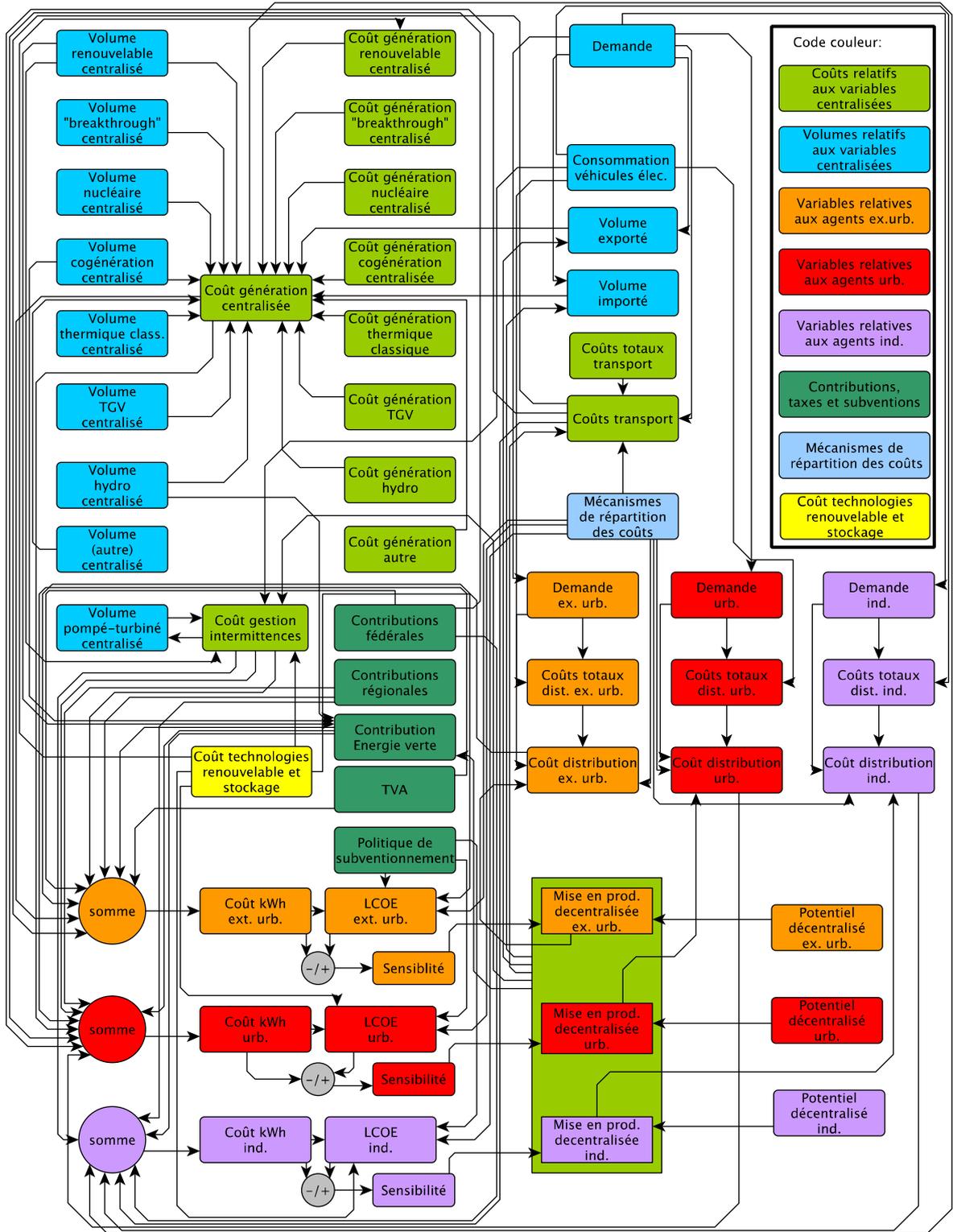


Figure 38: Illustration du modèle quantitatif

## 9.4. Hypothèses fondamentales de construction du modèle

Au risque d'introduire une redondance avec d'autres parties de ce rapport, on donne dans cette section l'ensemble des hypothèses fondamentales sur lesquelles le modèle est bâti. Rappelons ici que la vocation principale du modèle présenté ici est de nourrir la réflexion prospective, qui est première. En d'autres termes, la modélisation se met ici au service du travail de prospective, et propose, pour chacun des scénarios, une illustration.

**Hypothèse de regroupement des agents en 3 catégories.** Dans la modélisation proposée ici, on considère 3 types d'agents : une catégorie d'agents résidentiels de type 'extra-urbain', une catégorie d'agents résidentiels de type 'urbain', ainsi qu'une catégorie d'agents de type 'industriel'. Chacune de ces catégories est associée à une demande agrégée, ainsi qu'à un potentiel agrégé de production décentralisée.

**Hypothèse de demande exogène.** La demande électrique est considérée comme une variable exogène, dont l'évolution aux horizons 2030 et 2050 est donnée a priori, et varie selon le scénario considéré. Cette demande est décomposée en trois demandes agrégées pour chaque ensemble de consommateurs (extra-urbains, urbains, et industriels).

**Hypothèses d'évolution de la production centralisée exogène.** Le *mix* électrique issu de la production centralisée aux horizons 2030 et 2050 est donné a priori, et varie selon le scénario considéré. Les coûts de génération pour chaque source de production centralisée suivent également une évolution exogène, qui peut varier selon le scénario choisi.

**Hypothèse de calcul du coût de la génération centralisée d'électricité.** Il n'est pas aisé de lier le montant de la partie énergie sur la facture finale des consommateurs avec les coûts de production des différentes technologies de production d'électricité. Aussi, le modèle fait-il l'hypothèse que le coût de la partie énergie est une combinaison linéaire des coûts de génération de chaque source, selon sa part dans le *mix* électrique.

**Hypothèse de dynamique 'micro-économique' vis-à-vis du développement de la production décentralisée.** Le déploiement de la production décentralisée se fait en fonction de l'attractivité économique qu'elle représente pour les individus, ou les entreprises, qui les installent, et selon une certaine sensibilité. Différentes valeurs du paramètre de sensibilité sont considérées.

**Hypothèse de répartition des coûts au niveau des réseaux de distribution.** Dans un souci d'illustration, le modèle décrit des réseaux de distribution uniformes du point de vue des consommateurs. Ainsi, tous les consommateurs extra-urbains (respectivement urbains, industriels) sont raccordés au réseau par le biais d'un unique réseau de distribution 'extra-urbain' (respectivement 'urbain', 'industriel'). En ce qui concerne la façon dont ces coûts sont répercutés, différentes possibilités sont étudiées. D'une part, une répartition se faisant sur les volumes soutirés, et d'autre part, une répartition des coûts se faisant à la fois sur les volumes soutirés ainsi que sur les capacités installées en production décentralisée.

**Hypothèse de discrétisation temporelle annuelle.** Il s'agit d'un modèle dynamique, dans lequel on modélise des volumes, ainsi que des coûts, annuels. En revanche, la question de l'intermittence n'est pas laissée de côté. Une variable reprend, chaque année, le volume énergétique produit de manière

intermittente, cela afin de répercuter le surcoût induit par la gestion de ce volume intermittent sur la facture d'électricité soutirée du réseau (voir section dédiée).

**Hypothèse relative aux pertes dans les réseaux.** Les pertes réseau ne sont pas modélisées. Elles sont néanmoins inhérentes au transport et à la distribution d'électricité. On considère ainsi que la demande telle que décrite ci-dessus inclut les pertes réseau ; autrement dit, la demande considérée ici inclut la demande finale ainsi que les pertes en lignes.

## 9.5. Description des principales variables

Dans cette section, on donne la liste des principales variables utilisées par le modèle.

- Variables liées à la demande : il s'agit de la demande en électricité. La demande totale se décompose en 3 demandes selon les catégories d'agents retenus dans l'étude.

Demand	// Demande totale
Demand_country	// Demande totale des consommateurs extra-urbains
Demand_city	// Demande totale des consommateurs urbains
Demand_industrial	// Demande totale des consommateurs industriels

- Variables liées au *mix* électrique produit de manière centralisée : volumes annuels d'électricité produits à partir de centrales nucléaires actuelles, de turbines gaz vapeur (TGV) ainsi que des autres centrales thermiques, de centrales hydrauliques, d'éoliennes, de centrales à cogénération, ainsi que les volumes importés et exportés aux frontières de la Wallonie. On modélise également le volume pompé-turbiné annuel. Les valeurs sont normalisées par rapport au niveau de production en Wallonie au pas de temps initial.

CENTR_volume_imports	// Volume importé
CENTR_volume_exports	// Volume exporté
CENTR_volume_pumped_hydro	// Volume pompé-turbiné
CENTR_volume_nuclear	// Volume nucléaire (Tihange)
CENTR_volume_centralized_break	// Volume nucléaire gen. IV ou CCS
CENTR_volume_ren	// Volume renouvelable centralisé (hors hydro)
CENTR_volume_hydro	// Volume nucléaire gen. IV ou CCS
CENTR_volume_cogen	// Volume total cogénération
CENTR_volume_TGV	// Volume TGV
CENTR_volume_thermic	// Volume autre thermiques
CENTR_volume_other	// Volume (autre sources)
CENTR_volume_total	// Volume total produit de manière centralisée

- Coûts de production selon les différentes sources :

CENTR_cost_g_nuclear	// En euro/kWh
CENTR_cost_g_centralized_break	// En euro/kWh
CENTR_cost_g_TGV	// En euro/kWh
CENTR_cost_g_ren	// En euro/kWh

CENTR\_cost\_g\_thermic // En euro/kWh  
 CENTR\_cost\_g\_hydro // En euro/kWh

- Coûts liés à l'utilisation des réseaux de transmission et distribution :

GRID\_cost\_t\_c\_and\_c // Coût transport urbain et extra-urbains (euros/kWh)  
 GRID\_cost\_t\_industrial // Coût transport industriels (euros/kWh)  
 GRID\_cost\_d\_country // Coût distribution extra-urbains (euros/kWh)  
 GRID\_cost\_d\_city // Coût distribution urbains (euros/kWh)  
 GRID\_cost\_d\_industrial // Coût distribution industriels (euros/kWh)  
 TOTAL\_GRID\_cost\_t // Coût total transport (euros)  
 TOTAL\_GRID\_cost\_t\_c\_and\_c // Part du coût total transport à répartir sur les resid.  
 TOTAL\_GRID\_cost\_t\_industrial // Part du coût total transport à répartir sur les indus.  
 TOTAL\_GRID\_cost\_d\_country // Coût total distribution 'extra-urbain' (euros)  
 TOTAL\_GRID\_cost\_d\_city // Coût total distribution 'urbain' (euros)  
 TOTAL\_GRID\_cost\_d\_industrial // Coût total distribution 'industriel' (euros)

- Part des contributions fédérales, régionales, à l'énergie verte, TVA dans le coût d'un kWh soutiré du réseau selon le type de consommateur :

CENTR\_cost\_green\_contribution\_Qualiwatt\_country // Quali watt – euro/kWh  
 CENTR\_cost\_green\_contribution\_Qualiwatt\_city  
 CENTR\_cost\_green\_contribution\_Qualiwatt\_industrial

CENTR\_cost\_green\_contribution\_other\_country // Autres contrib. vertes  
 CENTR\_cost\_green\_contribution\_other\_city  
 CENTR\_cost\_green\_contribution\_other\_industrial

CENTR\_VAT\_country // TVA (nulle dans le cas  
 CENTR\_VAT\_city // des agents industriels)

CENTR\_cost\_federal\_contribution\_country // Contributions fédérales  
 CENTR\_cost\_federal\_contribution\_city  
 CENTR\_cost\_federal\_contribution\_industrial

CENTR\_cost\_regional\_contribution\_country // Contributions régionales  
 CENTR\_cost\_regional\_contribution\_city  
 CENTR\_cost\_regional\_contribution\_industrial

- Variables liées à la production décentralisée : volumes annuels de production électrique décentralisée, part de ces volumes respectivement autoconsommée, stockée ou réinjectée sur le réseau.

// Potentiels de production décentralisée

```

DECENTR_ren_volume_potential// Potentiel total de prod. décentralisée
SELF_volume_max_country // Potentiel total de prod. décentralisée (extra-urbain)
SELF_volume_max_city // Potentiel total de prod. décentralisée (urbain)
SELF_volume_max_industrial // Potentiel total de prod. décentralisée (industriel)

// Volumes agrégés par agent et par type d'usage
SELF_volume_total // Volume total produit en décentralisé
SELF_volume_country // Volume total produit en décentralisé (extra-urbain)
SELF_volume_city // Volume total produit en décentralisé (urbain)
SELF_volume_industrial // Volume total produit en décentralisé (industriel)

SELF_volume_auto // Volume total produit en decentr. autoconsommé
SELF_volume_stored // Volume total produit en decentr. stocké, puis consommé
SELF_volume_sold // Volume total produit en decentr. réinjecté

// Autoconsommation
SELF_volume_auto_country // [...] Autoconsommé, extra-urbain
SELF_volume_auto_city // [...] Autoconsommé, urbain
SELF_volume_auto_industrial // [...] Autoconsommé, industriel

// Volumes stockés puis consommés
SELF_volume_stored_country // [...] Stocké-consommé, extra-urbain
SELF_volume_stored_city // [...] Stocké-consommé, urbain
SELF_volume_stored_industrial // [...] Stocké-consommé, industriel

// Volumes réinjectés sur le réseau
SELF_volume_sold_country // [...] Réinjecté, extra-urbain
SELF_volume_sold_city // [...] Réinjecté, urbain
SELF_volume_sold_industrial // [...] Réinjecté, industriel

// Variables gardant mémoire des choix optimaux de config. des installation décentr.
SELF_choice_country // [...] Autosuffisance, extra-urbain
SELF_choice_city // [...] Autosuffisance, urbain
SELF_choice_industrial // [...] Autosuffisance, industriel

// Subsidés
SELF_cost_subsidés_country // [...] /kWh produit, extra-urbain
SELF_cost_subsidés_city // [...] /kWh produit, urbain
SELF_cost_subsidés_industrial // [...] /kWh produit, industriel

// Contribution au réseau sur base de la capacité installée
SELF_cost_capacity_contribution_country // [...] euro/kWh
SELF_cost_capacity_contribution_city // [...] euro/kWh
SELF_cost_capacity_contribution_industrial // [...] euro/kWh

// Paramètre de sensibilité de la mise en prod. de nouveaux gisements décentralisés :

SELF_volume_elast_country
SELF_volume_elast_city
SELF_volume_elast_industrial

```

- Coûts d'un kWh soutiré du réseau, coûts LCOE (*Levelized Cost of Electricity*) en présence d'une installation de production (et éventuellement stockage) décentralisée, et comparaisons (normalisées) des factures virtuelles :

CENTR\_bill\_country // Coût d'un kWh soutiré du réseau (extra-urbain)  
 CENTR\_bill\_city // Coût d'un kWh soutiré du réseau (urbain)  
 CENTR\_bill\_industrial // Coût d'un kWh soutiré du réseau (industriel)  
  
 SELF\_bill\_country // LCOE installation production (extra-urbain)  
 SELF\_bill\_city // LCOE installation production (urbain)  
 SELF\_bill\_industrial // LCOE installation production (industriel)  
  
 DIFF\_bill\_country // Comparaison LCOE / kWh soutiré (extra-urbain)  
 DIFF\_bill\_city // Comparaison LCOE / kWh soutiré (urbain)  
 DIFF\_bill\_industrial // Comparaison LCOE / kWh soutiré (industriel)  
  
 DIFF\_bill\_frac\_country // Comparaison normalisée (extra-urbain)  
 DIFF\_bill\_frac\_city // Comparaison normalisée (urbain)  
 DIFF\_bill\_frac\_industrial // Comparaison normalisée (industriel)

- Variables dites de 'facture électrique' : ces variables ont vocation à capter le signal coût au kWh multiplié par la demande (normalisée) :

CENTR\_facture\_country  
 CENTR\_facture\_city  
 CENTR\_facture\_industrial

- Variable reprenant la consommation électrique de l'ensemble du parc de véhicules électriques, normalisée par rapport au niveau de production en Wallonie à l'initialisation.

Electric\_vehicles

- Variable reprenant le volume intermittent résiduel, normalisé par rapport au niveau de production en Wallonie au pas de temps initial.

FLUCT\_volume

- Variable reprenant l'évolution des coûts des technologies de gestion du stockage et de la flexibilité au niveau centralisé, ainsi que des technologies de production et stockage décentralisés :

STO\_FLEX\_cost\_tech

- Variable reprenant l'évolution des coûts des technologies de production et stockage décentralisés :

## 9.6. Mécanismes d'évolution endogènes et exogènes

La dynamique temporelle du modèle est induite par un ensemble de mécanismes, énumérés ci-dessous. Ces mécanismes se répartissent en deux catégories principales : les mécanismes exogènes d'une part, et les mécanismes endogènes d'autre part.

### 9.6.1. Mécanismes d'évolution exogènes

Il s'agit d'un type de mécanisme utilisé à chaque fois que les variations d'une variable sont données de manière exogène. Pour cela, une fonction d'interpolation linéaire est appelée, prenant notamment en argument les valeurs initiales et finales, et le pas de temps courant.

```
// Fonction d'interpolation linéaire
function retour = evolution(initial_value,final_value,starting_step,horizon,time_step)
// Avant évolution
if time_step<starting_step
    retour=initial_value;
end
// Après evolution
if time_step>horizon
    retour=final_value;
end
// Sinon, interpolation linéaire
retour = initial_value + (final_value - initial_value)*((time_step-starting_step)/(horizon-starting_step)) ;
end
```

Ce mécanisme d'évolution exogène est notamment utilisé pour les variables de demande, les variables liées à la génération centralisée (en volume et en coûts de génération), l'évolution de la consommation induite par le parc de véhicules électriques, l'évolution des coûts totaux du réseau de transport, l'évolution des contributions fédérales et régionales, l'évolution des contributions à l'énergie verte (partie hors Quali watt), l'évolution des coûts de production et de stockage décentralisé, l'évolution des coûts des technologies de gestion centralisée du stockage et de la flexibilité.

- En ce qui concerne l'évolution de la demande, le modèle fait appel à une hypothèse exogène sur l'évolution de la demande totale, qui se décompose selon les trois catégories d'agents.

```
// Demande
Demand(t) = evolution(DEMAND_beginning,DEMAND_end,1,T_calc,t);
Demand_country(t) = evolution(DEMAND_country_beginning,DEMAND_country_end,1,T_calc,t);
Demand_city(t) = evolution(DEMAND_city_beginning,DEMAND_city_end,1,T_calc,t);
Demand_industrial(t) = evolution(DEMAND_industrial_beginning,DEMAND_industrial_end,1,T_calc,t);
```

- En ce qui concerne l'évolution du *mix* électrique centralisé (volumes et coûts de génération) on a ainsi l'ensemble de relations suivantes :

```
// Evolution des volumes
CENTR_volume_pumped_hydro(t)=
evolution(Hydro_pump_volume_beginning,Hydro_pump_volume_end,1,T_calc,t);
CENTR_volume_TGV(t) = evolution(TGV_volume_beginning,TGV_volume_end,1,T_calc,t);
CENTR_volume_thermic(t) = evolution(Thermic_volume_beginning,Thermic_volume_end,1,T_calc,t);
CENTR_volume_fossil(t) = CENTR_volume_TGV(t) + CENTR_volume_thermic(t);
CENTR_volume_nuclear(t) =
evolution(Nuclear_volume_beginning,Nuclear_volume_end,Phase_out_process_beginning-
Beginning_time,Nuclear_phase_out,t);//Note: 0 après t=10;
CENTR_volume_centralized_break(t) =
evolution(Centralized_breakthrough_volume_beginning,Centralized_breakthrough_volume_end,Centra
lized_breakthrough_start-2015,T_calc,t);
CENTR_volume_ren(t) = evolution(Ren_central_volume_beginning,Ren_central_volume_end,1,T_calc,t);
CENTR_volume_cogen(t) = evolution(Cogen_volume_beginning,Cogen_volume_end,1,T_calc,t);
CENTR_volume_hydro(t) = evolution(Hydro_volume_beginning,Hydro_volume_end,1,T_calc,t);
CENTR_volume_other(t) = evolution(Other_volume_beginning,Other_volume_end,1,T_calc,t);
```

```
// Evolution des coûts de génération
CENTR_cost_g_nuclear(t) =
evolution(CENTR_cost_g_nuclear_beginning,CENTR_cost_g_nuclear_end,1,T_calc,t);
CENTR_cost_g_centralized_break(t) =
evolution(CENTR_cost_g_centralized_break_beginning,CENTR_cost_g_centralized_break_end,Centra
lized_breakthrough_start-Beginning_time,T_calc,t);
CENTR_cost_g_ren(t) = evolution(CENTR_cost_g_ren_beginning,CENTR_cost_g_ren_end,1,T_calc,t);
CENTR_cost_g_TGV(t) =
evolution(CENTR_cost_g_TGV_beginning,CENTR_cost_g_TGV_end,1,T_calc,t);
CENTR_cost_g_thermic(t) =
evolution(CENTR_cost_g_thermic_beginning,CENTR_cost_g_thermic_end,1,T_calc,t);
CENTR_cost_g_hydro(t) =
evolution(CENTR_cost_g_hydro_beginning,CENTR_cost_g_hydro_end,1,T_calc,t);
```

- Evolution des contributions régionales et fédérales :

```
CENTR_cost_federal_contribution_country(t) =
evolution(CENTR_cost_federal_contribution_beginning_country,CENTR_cost_federal_contribution_en
d_country,1,T_calc,t);

CENTR_cost_federal_contribution_city(t) =
evolution(CENTR_cost_federal_contribution_beginning_city,CENTR_cost_federal_contribution_end_ci
ty,1,T_calc,t);

CENTR_cost_federal_contribution_industrial(t) =
evolution(CENTR_cost_federal_contribution_beginning_industrial,CENTR_cost_federal_contribution_e
nd_industrial,1,T_calc,t);
```

```
CENTR_cost_regional_contribution_country(t) =
evolution(CENTR_cost_regional_contribution_beginning_country,CENTR_cost_regional_contribution_
end_country,1,T_calc,t);
```

```
CENTR_cost_regional_contribution_city(t) =
evolution(CENTR_cost_regional_contribution_beginning_city,CENTR_cost_regional_contribution_end_
_city,1,T_calc,t);
```

```
$CENTR_cost_regional_contribution_industrial(t) =
evolution(CENTR_cost_regional_contribution_beginning_industrial,CENTR_cost_regional_contributio
n_end_industrial,1,T_calc,t);
```

- Consommation électrique du parc de véhicules électriques :

```
// Consommation des véhicules électriques :
```

```
Electric_vehicles(t) = evolution(Conso_EV_beginning,Conso_EV_end,1,T_calc,t);
```

- Evolution des coûts totaux associés au réseau de transport :

```
// Coût totaux liés au réseau de transport :
```

```
TOTAL_GRID_cost_t(t) =
evolution(TOTAL_GRID_cost_t(1),Total_trans_cost_factor*TOTAL_GRID_cost_t(1),1,T_calc,t) ;
```

- Evolution des coûts associés aux technologies de gestion centralisée du stockage et de la flexibilité:

```
// Evolution des coûts liés à la gestion centralisée du stockage et de la flexibilité :
```

```
STO_FLEX_end = STO_FLEX_beginning/tech_cost_division;
STO_FLEX_cost_tech(t) = evolution(STO_FLEX_beginning,STO_FLEX_end,1,T_calc,t);
```

- En ce qui concerne l'évolution des coûts de production et stockage décentralisés, on applique la fonction d'évolution à la part liée à la production au stockage décentralisé dans le calcul du LCOE associé aux installations de production et stockage décentralisés. Cette part est fonction du niveau d'autosuffisance. La variable data\_matrix reprend les calculs de LCOE pour les installations décentralisées tirés de la littérature scientifique (De Oliveira e Silva & Heindrick, 2017), voir notamment section 9.8 :

```
// Extraction des coûts liés à la production et au stockage décentralisé :
```

```
for i=1:size(data_matrix,1)
SELF_LCOE_tech_part_beginning(i) = 1/(data_matrix(i,1))*(data_matrix(i,2) - (1-
data_matrix(i,1))*SELF_LCOE_beginning_0);
end
```

```
// Evolution des coûts liés à la production et au stockage décentralisé :
```

```

SELF_LCOE_tech_part_end = (1/tech_cost_division)*SELF_LCOE_tech_part_beginning;
SELF_LCOE_tech_part_beginning = zeros(1,size(data_matrix,1));

for i=1:size(data_matrix,1)
SELF_cost_tech(t,i) =
evolution(SELF_LCOE_tech_part_beginning(i),SELF_LCOE_tech_part_end(i),1,T_calc,t);
end

```

### 9.6.2. Mécanismes d'évolution endogènes

- **Mécanisme de mise à jour du coût de génération de la production centralisée**

A chaque pas de temps, le coût de génération centralisée d'électricité est mis à jour, sur base des coûts de génération de chaque type de technologie présente dans le *mix* électrique (et pour laquelle il est possible d'obtenir une estimation). Cela se fait en deux étapes : d'une part, on met à jour les coûts de production, ainsi que les volumes annuels produits, pour chaque technologie, en utilisant la fonction d'interpolation linéaire, comme cela est décrit dans la partie 5.1. Ensuite, on calcule le coût de génération centralisée en utilisant une formule de barycentre dans laquelle les coefficients sont les parts respectives de chaque technologie dans le volume de production centralisée annuelle. Les volumes pour lesquels il est difficile d'attribuer un coût de génération ne sont pas repris dans le calcul.

```

// Mix generation cost
CENTR_cost_g(t) = (CENTR_cost_g_nuclear(t)*CENTR_volume_nuclear(t) +
CENTR_cost_g_centralized_break(t)*CENTR_volume_centralized_break(t) +
CENTR_cost_g_TGV(t)*CENTR_volume_TGV(t) + CENTR_cost_g_ren(t)*CENTR_volume_ren(t) +
CENTR_cost_g_thermic(t)*CENTR_volume_thermic(t) +
CENTR_cost_g_hydro(t)*CENTR_volume_hydro(t)) / (CENTR_volume_nuclear(t) +
CENTR_volume_centralized_break(t) + CENTR_volume_TGV(t) + CENTR_volume_ren(t) +
CENTR_volume_thermic(t) + CENTR_volume_hydro(t));

```

- **Mécanismes de mise à jour des coûts d'utilisation des réseaux de distribution**

On considère deux types de mécanismes de répartition des coûts totaux des réseaux de distribution. Le premier mécanisme consiste à répartir les coûts totaux des réseaux de distribution sur l'assiette des volumes d'électricité soutirés du réseau. Le deuxième mécanisme consiste en une répartition des coûts à la fois sur les volumes soutirés pour une partie, ainsi que via une contribution sur les capacités installées en production décentralisée pour une autre partie.

Dans un souci de clarté d'illustration, le modèle proposé ici fait l'hypothèse que les ensembles d'agents se répartissent les coûts d'utilisation entre eux, c'est à dire que l'ensemble des agents extra-urbains (respectivement urbains et industriels) se répartissent les coûts du réseau de distribution extra-urbain (respectivement urbain et industriel).

```

// Cas de l'agent extra-urbain :
GRID_cost_d_country(t) = (TOTAL_GRID_cost_d_country(t) -
SELF_volume_country(t)*SELF_cost_capacity_contribution_country)/(Demand_country(t) -
SELF_volume_auto_country(t) - SELF_volume_stored_country(t));

```

```

// Cas de l'agent urbain :
GRID_cost_d_city(t) = (TOTAL_GRID_cost_d_city(t) -
SELF_volume_city(t)*SELF_cost_capacity_contribution_city)/(Demand_city(t) -
SELF_volume_auto_city(t) - SELF_volume_stored_city(t));

// Cas de l'agent industriel :
GRID_cost_d_industrial(t) = (TOTAL_GRID_cost_d_industrial(t) -
SELF_volume_industrial(t)*SELF_cost_capacity_contribution_industrial)/(Demand_industrial(t) -
SELF_volume_auto_industrial(t) - SELF_volume_stored_industrial(t));

```

Note : le mécanisme de répartition purement volumétrique des coûts est obtenu en attribuant des valeurs nulles aux variables suivantes :

```

SELF_cost_capacity_contribution_country = 0
SELF_cost_capacity_contribution_city = 0
SELF_cost_capacity_contribution_industrial = 0

```

- **Mécanisme de mise à jour des coûts d'utilisation du réseau de transport**

En ce qui concerne l'évolution des coûts d'opération du réseau de transport, le principe de calcul du coût au kWh suit la même logique de division d'un coût total par un volume d'énergie. On fait ainsi l'hypothèse que l'ensemble des coûts du réseau de transport est réparti sur le volume total soutiré du réseau. On prend également en compte le fait que la répartition des coûts totaux entre résidentiels d'une part, et industriels d'autre part, n'est pas exactement faite selon les volumes respectivement soutirés par chaque type de consommateur. Ceci explique l'utilisation de deux paramètres :

```

TOTAL_GRID_cost_t_frac_c_and_c
TOTAL_GRID_cost_t_frac_industrial

```

définis de la manière suivante :

```

TOTAL_GRID_cost_t_frac_c_and_c = TOTAL_GRID_cost_t_c_and_c(1)/TOTAL_GRID_cost_t(1) ;
TOTAL_GRID_cost_t_frac_industrial = TOTAL_GRID_cost_t_industrial(1)/TOTAL_GRID_cost_t(1);

// Cas des agents extra-urbains et urbains:
GRID_cost_t_c_and_c(t) = TOTAL_GRID_cost_t(t)*TOTAL_GRID_cost_t_frac_c_and_c/((Demand(t) -
SELF_volume_auto(t) - SELF_volume_stored(t))*1/3);
GRID_cost_t_country(t) = GRID_cost_t_c_and_c(t) ;
GRID_cost_t_city(t) = GRID_cost_t_c_and_c(t);

// Cas des agents industriels:
GRID_cost_t_industrial(t) = TOTAL_GRID_cost_t(t)*TOTAL_GRID_cost_t_frac_industrial/((Demand(t) -
SELF_volume_auto(t) - SELF_volume_stored(t))*2/3) ;

```

- **Mécanisme d'évolution des coûts totaux des réseaux de distribution**

L'évolution des coûts totaux des réseaux de distribution est endogène, et fonction notamment de la demande et de la consommation des véhicules électriques. Cette hypothèse est le fruit de discussions intervenues avec plusieurs gestionnaires de réseaux de distribution sur la nécessité d'investir dans les réseaux de distribution afin d'être en mesure de recharger une flotte de véhicules électriques. On modélise ainsi une évolution des coûts totaux à la hausse en proportion de la part de la consommation des véhicules électriques dans la demande totale.

```
// Cas du réseau de distribution extra-urbain :
TOTAL_GRID_cost_d_country(t) = TOTAL_GRID_cost_d_country(1)*(1+Electric_vehicles(t)/Demand(t));

// Cas du réseau de distribution urbain :
TOTAL_GRID_cost_d_city(t) = TOTAL_GRID_cost_d_city(1)*(1+Electric_vehicles(t)/Demand(t));

// Cas du réseau de distribution industriel :
TOTAL_GRID_cost_d_industrial(t) =
TOTAL_GRID_cost_d_industrial(1)*(1+Electric_vehicles(t)/Demand(t));
```

- **Mécanisme de gestion de la production intermittente**

Le modèle présenté ici est un modèle dynamique, dans lequel on modélise l'évolution de volumes et de coûts annuels. La question de l'intermittence de la production n'est cependant pas laissée de côté. Une variable reprend, chaque année, le volume produit de manière intermittente. A partir de ce volume produit de manière intermittente, on obtient un volume intermittent résiduel en y soustrayant la consommation des véhicules électriques (on fait ainsi l'hypothèse que les véhicules électriques seront utilisés pour gérer les intermittences), ainsi que le volume pompé-turbiné. Ce volume intermittent résiduel doit être associé à un mécanisme de gestion de l'intermittence (stockage, flexibilité) afin qu'il soit utilisable comme s'il avait été produit à partir d'une capacité permettant de faire du suivi de charge. Ce mécanisme induit ainsi un surcoût qui est répercuté sur le coût du kWh soutiré du réseau. A noter que ce surcoût est aussi fonction de la variable STO\_FLEX\_cost\_tech qui modélise l'évolution du coût des technologies permettant de gérer ces intermittences : à volume intermittent résiduel constant, le surcoût diminue à mesure que le coût des technologies diminue.

```
CENTR_cost_STO_FLEX(t) = (FLUCT_volume(t) - Electric_vehicles(t) -
CENTR_volume_pumped_hydro(t))*STO_FLEX_cost_tech(t)/(Demand(t) - SELF_volume_auto(t) -
SELF_volume_stored(t));
```

- **Calcul du coût d'un kWh soutiré du réseau**

Le coût d'un kWh soutiré du réseau est composé de différentes parties : le coût de génération centralisée, les coûts d'utilisation des réseaux de distribution et de transport, le coût de la gestion centralisée du stockage et de la flexibilité, les contributions régionales et fédérales, les contributions à l'énergie verte, ainsi que la TVA dans le cas des agents résidentiels.

```

// Catégorie des agents de type extra-urbain (HTVA):
CENTR_cost_country(t) = CENTR_cost_g(t) + GRID_cost_t_country(t) + GRID_cost_d_country(t) +
CENTR_cost_STO_FLEX(t) + CENTR_cost_green_contribution_Qualiwatt_country(t) +
CENTR_cost_green_contribution_other_country(t) + CENTR_cost_federal_contribution_country(t) +
CENTR_cost_regional_contribution_country(t);

// Catégorie des agents de type urbain (HTVA):
CENTR_cost_city(t) = CENTR_cost_g(t) + GRID_cost_t_city(t) + GRID_cost_d_city(t) +
CENTR_cost_STO_FLEX(t) + CENTR_cost_green_contribution_Qualiwatt_city(t) +
CENTR_cost_green_contribution_other_city(t) + CENTR_cost_federal_contribution_city(t) +
CENTR_cost_regional_contribution_city(t);

// Catégorie des agents de type industriel (HTVA):
CENTR_cost_industrial(t) = CENTR_cost_g(t) + GRID_cost_t_industrial(t) + GRID_cost_d_industrial(t) +
CENTR_cost_STO_FLEX(t) + CENTR_cost_green_contribution_Qualiwatt_industrial(t) +
CENTR_cost_green_contribution_other_industrial(t) + CENTR_cost_federal_contribution_industrial(t)
+ CENTR_cost_regional_contribution_industrial(t);

// Ajout de la TVA (nulle dans le cas des agents industriels)
CENTR_bill_country(t) = CENTR_cost_country(t)*(1 + CENTR_VAT_country(t)) ;
CENTR_bill_city(t) = CENTR_cost_city(t)*(1 + CENTR_VAT_city(t)) ;
CENTR_bill_industrial(t) = CENTR_cost_industrial(t);

```

- **Calcul du coût de l'électricité (LCOE) pour un agent disposant d'un dispositif de production et de stockage local (en complément du réseau)**

Le modèle décrit ici comporte un module d'optimisation du dimensionnement des installations de production et stockage décentralisées. Au fur et à mesure de l'évolution d'un ensemble de variables, notamment des coûts associés aux technologies de production (et stockage) décentralisés, et des coûts de soutirage de l'électricité via le réseau, la rationalisation de l'installation d'un dispositif de production (et éventuellement de stockage) décentralisé implique un degré d'autosuffisance spécifique. La notion d'autosuffisance – à ne pas confondre avec l'autoconsommation - est définie comme le rapport entre, au numérateur : (i) la somme de la quantité d'électricité produite puis directement consommée et (ii) la quantité d'électricité produite, puis stockée, afin d'être consommée plus tard, et au dénominateur, la somme des termes (i), (ii) ainsi que (iii) la quantité d'électricité soutirée du réseau.

Ainsi, le coût au kWh de l'électricité consommée par un agent disposant de sa propre installation de production (et stockage) peut se décomposer entre une première partie liée au coût de production et au stockage local, et une deuxième partie liée au coût de soutirage via le réseau. Au fur et à mesure que les coûts technologiques diminuent, il devient de plus en plus intéressant pour le consommateur d'augmenter son degré d'autosuffisance. Ainsi, la configuration optimale, en termes de degré d'autosuffisance des installations de production et stockage décentralisés est fonction de l'évolution de la variable 'coûts des technologies' ainsi que du coût d'un kWh soutiré du réseau. Pour chaque pas de temps, pour les consommateurs de type 'extra-urbain' ou bien 'industriel', le modèle détermine, parmi un ensemble de 10 niveaux d'autosuffisance (0, 10%, ..., 90%, 100%) le niveau d'autosuffisance optimal en termes de LCOE. En ce qui concerne le consommateur de type 'urbain', la recherche du

degré optimal d'autosuffisance se limite à (0, 10%, ..., 50%) afin de modéliser la contrainte en surface ne permettant pas de collecter suffisamment d'énergie.

Une fois le degré optimal d'autosuffisance déterminé, un subside est éventuellement accordé, selon les scénarios. Ce subside est calculé sur base d'un coût à atteindre, c'est à dire que le subside est calculé de telle sorte que la somme du coût réel et du subside (négatif) soit égale au 'coût subsidié' défini à l'avance.

- Cas de l'agent de type extra-urbain : on fait ici l'hypothèse que le degré d'autosuffisance est en mesure d'atteindre 100%.

```
// Cas de l'agent extra-urbain
A_country=zeros(size(data_matrix,1),1);

// Coûts (/kWh) liés la prod. et au stockage décentr., fonction de l'autosuffisance :
for i=1:size(data_matrix,1)
    A_country(i) = SELF_cost_tech(t,i);
End

// Coûts (/kWh) liés au soutirage d'électricité :
B_country = CENTR_bill_country(t);

// Vecteur de coûts (/kWh) liés à la (potentielle) contribution réseau – capacité :
C_country = data_matrix(:,3)*SELF_cost_capacity_contribution_country;

// Optimisation de l'installation:
optim_matrix_country = data_matrix(:,1).*A_country + (ones(size(data_matrix,1),1) -
data_matrix(:,1))*(B_country) + C_country;
[OPT_country,SELF_choice_country(t)] = min(optim_matrix_country);

// Mécanisme de subside
SELF_cost_subsidies_country(t) = -max(0, OPT_country - Quali watt_price_country) ;
SELF_bill_country(t) = OPT_country + SELF_cost_subsidies_country(t) ;
```

- Cas de l'agent de type urbain : on fait ici l'hypothèse que le degré d'autosuffisance plafonne à 50%.

```
// Cas de l'agent urbain
A_city=zeros(size(data_matrix,1),1);

// Coûts (/kWh) liés la prod. et au stockage décentr., fonction de l'autosuffisance :
for i=1:5
    A_city(i) = SELF_cost_tech(t,i);
End

// Coûts (/kWh) liés au soutirage d'électricité :
B_city = CENTR_bill_city(t);

// Vecteur de coûts (/kWh) liés à la (potentielle) contribution réseau – capacité :
```

```

C_city = data_matrix(1:5,3)*SELF_cost_capacity_contribution_city;

// Optimisation de l'installation:
optim_matrix_city = data_matrix(1:5,1).*A_city + (ones(5,1) - data_matrix(1:5,1))*(B_city) + C_city;
[OPT_city,SELF_choice_city(t)] = min(optim_matrix_city);

// Mécanisme de subside
SELF_cost_subsidies_city(t) = -max(0, OPT_city - Quali watt_price_city) ;
SELF_bill_city(t) = OPT_city + SELF_cost_subsidies_city(t) ;

```

- Cas de l'agent de type industriel : on fait ici l'hypothèse que le degré d'autosuffisance est en mesure d'atteindre 100%.

```

// Cas de l'agent industriel
A_industrial=zeros(size(data_matrix,1),1);

// Coûts (/kWh) liés la prod. et au stockage décentr., fonction de l'autosuffisance :
for i=1:size(data_matrix,1)
    A_industrial(i) = SELF_cost_tech(t,i);
End

// Coûts (/kWh) liés au soutirage d'électricité :
B_industrial = CENTR_bill_industrial(t);

// Vecteur de coûts (/kWh) liés à la (potentielle) contribution réseau – capacité :
C_industrial = data_matrix(:,3)*SELF_cost_capacity_contribution_industrial;

// Optimisation de l'installation:
optim_matrix_industrial = data_matrix(:,1).*A_industrial + (ones(size(data_matrix,1),1) -
data_matrix(:,1))*(B_industrial) + C_industrial;
[OPT_industrial,SELF_choice_industrial(t)] = min(optim_matrix_industrial);

// Mécanisme de subside
SELF_cost_subsidies_industrial(t) = -max(0, OPT_industrial - Quali watt_price_industrial) ;
SELF_bill_industrial(t) = OPT_industrial + SELF_cost_subsidies_industrial(t);

```

- **Calcul des mises en production de nouveaux gisements décentralisés**

A chaque pas de temps de modèle, et pour chaque type d'agent, on compare le coût de l'électricité soutirée du réseau avec le coût LCOE obtenu dans la meilleure configuration d'autosuffisance.

Dans le cas où, pour un type d'agent donné, cette comparaison est favorable au tarif de soutirage depuis le réseau, alors le volume de production décentralisé est gardé constant par rapport au pas de temps précédent (aucun nouveau gisement n'est mis en production, et les existants sont conservés).

En revanche, dans le cas où cette comparaison est favorable à la production décentralisée, alors une fraction du gisement restant est mise en production à l'année suivante. Cette fraction est

proportionnelle à (i) l'écart normalisé entre le coût d'un kWh soutiré du réseau et le LCOE optimal, (ii) le gisement restant (en volume annuel normalisé par rapport à la production Wallonne au temps initial) et (iii) un paramètre de sensibilité (en ce qui concerne le paramètre de sensibilité, se reporter à la Section 9.9).

- Comparaison des offres : on calcule l'écart entre le coût d'un kWh soutiré du réseau et le coût de revient d'une installation décentralisée, et on normalise par le coût de l'électricité soutirée du réseau.

```
// Catégorie des agents de type extra-urbain
DIFF_bill_country(t) = CENTR_bill_country(t) - SELF_bill_country(t);
DIFF_bill_frac_country(t) = DIFF_bill_country(t)/CENTR_bill_country(t);

// Catégorie des agents de type urbain
DIFF_bill_city(t) = CENTR_bill_city(t) - SELF_bill_city(t);
DIFF_bill_frac_city(t) = DIFF_bill_city(t)/CENTR_bill_city(t);

// Catégorie des agents de type industriel
DIFF_bill_industrial(t) = CENTR_bill_industrial(t) - SELF_bill_industrial(t);
DIFF_bill_frac_industrial(t) = DIFF_bill_industrial(t)/CENTR_bill_industrial(t);
```

- Calcul du coefficient de mise en production pour chaque agent : on multiplie l'écart normalisé calculé à l'étape précédente, que l'on multiplie par le paramètre de sensibilité.

```
// Catégorie des agents de type extra-urbain
SELF_volume_potential_country = max(0,SELF_volume_max_country -
SELF_volume_country(t));
SELF_volume_growth_country(t) = SELF_volume_sensibility_country(t)*DIFF_bill_frac_country(t);

// Catégorie des agents de type urbain
SELF_volume_potential_city = max(0,SELF_volume_max_city - SELF_volume_city(t));
SELF_volume_growth_city(t) = SELF_volume_sensibility_city(t)*DIFF_bill_frac_city(t);

// Catégorie des agents de type industriel
SELF_volume_potential_industrial = max(0,SELF_volume_max_industrial -
SELF_volume_industrial(t));
SELF_volume_growth_industrial(t) =
SELF_volume_sensibility_industrial(t)*DIFF_bill_frac_industrial(t);
```

- Mise en production dans le cas où le coefficient est positif : on multiplie le potentiel de production décentralisée restant par le coefficient de mise en production.

```
// Catégorie des agents de type extra-urbain
if SELF_volume_growth_country(t) > 0
SELF_volume_add_on_country =
SELF_volume_growth_country(t)*SELF_volume_potential_country*data_matrix(SELF_choice_country(
t),3);
else // Cas où le soutirage réseau est plus avantageux
```

```

        SELF_volume_add_on_country = 0;
        SELF_choice_country(t)=0;
    end

    // Attention à ne pas dépasser le potentiel maximal
    if SELF_volume_add_on_country>SELF_volume_potential_country
        SELF_volume_add_on_country=SELF_volume_potential_country;
    end
    SELF_volume_country(t+1) = max(0,SELF_volume_country(t) + SELF_volume_add_on_country);

```

```

    // Catégorie des agents de type urbain
    if SELF_volume_growth_city(t) > 0
        SELF_volume_add_on_city =
        SELF_volume_growth_city(t)*SELF_volume_potential_city*data_matrix(SELF_choice_city(t),3);
    else // Cas où le soutirage réseau est plus avantageux
        SELF_volume_add_on_city = 0;
        SELF_choice_city(t)=0;
    End

    // Attention à ne pas dépasser le potentiel maximal
    if SELF_volume_add_on_city>SELF_volume_potential_city
        SELF_volume_add_on_city=SELF_volume_potential_city;
    end
    SELF_volume_city(t+1) = max(0,SELF_volume_city(t) + SELF_volume_add_on_city);

```

```

    // Catégorie des agents de type industriel
    if SELF_volume_growth_industrial(t) > 0
        SELF_volume_add_on_industrial =
        SELF_volume_growth_industrial(t)*SELF_volume_potential_industrial*data_matrix(SELF_choice_industrial(t),3);
    else // Cas où le soutirage réseau est plus avantageux
        SELF_volume_add_on_industrial = 0;
        SELF_choice_industrial(t)=0;
    end

    // Attention à ne pas dépasser le potentiel maximal
    if SELF_volume_add_on_industrial>SELF_volume_potential_industrial
        SELF_volume_add_on_industrial=SELF_volume_potential_industrial;
    end
    SELF_volume_industrial(t+1) = max(0,SELF_volume_industrial(t) + SELF_volume_add_on_industrial);

```

Après cette étape, les volumes de production autoconsommés, stockés, et réinjectés sont également mis à jour. Reprenant les résultats décrits dans (De Oliveira e Silva & Heindrick, 2017), le stockage n'apparaît que pour des degrés d'autosuffisance supérieure à 40%.

```

    // Catégorie des agents de type extra-urbain
    if SELF_choice_country(t) < 4 // Pas de stockage en dessous de 40%
        SELF_volume_auto_prop_country(t+1) = 1/3;
        SELF_volume_stored_prop_country(t+1) = 0;
        SELF_volume_sold_prop_country(t+1)= 2/3;
    end

```

```

else // Stockage au delà de 40%
  SELF_volume_auto_prop_country(t+1) = 1/3;
  SELF_volume_stored_prop_country(t+1) = 1/3;
  SELF_volume_sold_prop_country(t+1) = 1/3;
End

// Catégorie des agents de type urbain
if SELF_choice_city(t) < 4 // Pas de stockage en dessous de 40%
  SELF_volume_auto_prop_city(t+1) = 1/2;
  SELF_volume_stored_prop_city(t+1) = 0;
  SELF_volume_sold_prop_city(t+1) = 1/2;
else // Stockage au delà de 40%
  SELF_volume_auto_prop_city(t+1) = 1/3;
  SELF_volume_stored_prop_city(t+1) = 1/3;
  SELF_volume_sold_prop_city(t+1) = 1/3;
End

// Catégorie des agents de type industriel
if SELF_choice_industrial(t) < 4 // Pas de stockage en dessous de 40%
  SELF_volume_auto_prop_industrial(t+1) = 1/3;
  SELF_volume_stored_prop_industrial(t+1) = 0;
  SELF_volume_sold_prop_industrial(t+1) = 2/3;
else // Stockage au delà de 40%
  SELF_volume_auto_prop_industrial(t+1) = 1/3;
  SELF_volume_stored_prop_industrial(t+1) = 1/3;
  SELF_volume_sold_prop_industrial(t+1) = 1/3;
end

```

- Mécanisme de calcul des contributions à l'énergie verte

Tout d'abord, à chaque année t, on calcule la somme des subsides accordés, qui seront répercutés sur les coûts à l'année t+1 (ceci explique le décalage entre les indices temporels).

```

TOTAL_CENTR_cost_green_contribution_Qualiwatt_subsidies(t+1) =
SELF_cost_subsidies_city(t)*SELF_volume_city(t) +
SELF_cost_subsidies_country(t)*SELF_volume_country(t) +
SELF_cost_subsidies_industrial(t)*SELF_volume_industrial(t); // < 0

```

On répercute à l'année t+1 de manière uniforme sur l'ensemble des volumes soutirés du réseau.

```

CENTR_cost_green_contribution_Qualiwatt(t+1) =
TOTAL_CENTR_cost_green_contribution_Qualiwatt_subsidies(t+1)*RATIO_S_P/(Demand(t+1) -
SELF_volume_auto(t+1) - SELF_volume_stored(t+1));

CENTR_cost_green_contribution_Qualiwatt_country(t+1) =
CENTR_cost_green_contribution_Qualiwatt(t+1);

CENTR_cost_green_contribution_Qualiwatt_city(t+1) =
CENTR_cost_green_contribution_Qualiwatt(t+1);

```

```
CENTR_cost_green_contribution_Qualiwatt_industrial(t+1) =  
CENTR_cost_green_contribution_Qualiwatt(t+1);
```

- Mécanismes d'importation et d'exportation.

La demande étant un paramètre exogène dans nos simulations, différents cas de figure peuvent se présenter : soit la production intérieure à la Wallonie est excédentaire, et dans ce cas, le modèle s'autorise l'exportation vers les régions voisines. Soit la production est insuffisante, et, dans un tel cas, l'équilibre est obtenu par le biais des importations (aux frontières de la Wallonie).

On calcule un éventuel excédant de production.

```
CENTR_volume_exports(t) = max(CENTR_volume_total(t) + SELF_volume_total(t) - Demand(t),0);
```

Dans le cas où il n'y a pas d'exportation nette, on calcule alors les importations nettes.

```
if CENTR_volume_exports(t)==0  
CENTR_volume_imports(t) = max(0,Demand(t)-(CENTR_volume_total(t)+SELF_volume_total(t)));  
end
```

## 9.7. Données de paramétrage du modèle

- Données liées au temps

Il s'agit de l'ensemble des données liées au temps, aux différents horizons temporels considérés dans le modèle, aux dates de phase-out du nucléaire actuellement en service et de mise en production de nouvelles technologies centralisées telles que le nucléaire de génération IV, où les technologies avec captation et stockage des émissions de gaz à effet de serre.

```
Beginning_time=2015;  
End_time=2050;  
T_calc=End_time-Beginning_time;  
Phase_out_process_beginning=2022;  
Phase_out_year = 2025;  
Nuclear_phase_out = Phase_out_year - Beginning_time;  
Centralized_breakthrough_start = 2030;
```

- Répartition de la demande entre les différentes catégories d'agents : on fait ainsi l'hypothèse que la demande associée aux consommateurs résidentiels extra-urbains et urbain représente 1/3 de la demande totale (et répartie uniformément entre consommateurs urbains et extra-urbains). On fait également l'hypothèse que la partie restante est entièrement consommée par

les consommateurs de type industriel.

```
Demand_country(t) = 1/6*Demand(t);  
Demand_city(t) = 1/6*Demand(t);  
Demand_industrial(t) = 2/3*Demand(t);
```

- Données liées aux coûts de génération selon les différentes technologies de production centralisée (AIE, 2015a).

```
CENTR_cost_g_nuclear_beginning = 0.05; // Nucléaire (actuel)  
CENTR_cost_g_nuclear_end = 0.05; // Nucléaire (évolution)  
  
// Nouvelle technologie de production centralisée  
// (i.e., nuclear fusion, or carbon capture)  
CENTR_cost_g_centralized_break_beginning = 0.03;  
CENTR_cost_g_centralized_break_end = 0.03;  
  
// Renouvelable centralisé  
CENTR_cost_g_ren_beginning = 0.10; // Valeur finale function du scenario choisi  
  
// Hydraulique  
CENTR_cost_g_hydro_beginning = 0.025;  
CENTR_cost_g_hydro_end = 0.025;  
  
// Fossil - gaz  
CENTR_cost_g_TGV_beginning = 0.085;  
CENTR_cost_g_TGV_end = 0.085;  
  
// Fossil - Thermic  
CENTR_cost_g_thermic_beginning = 0.085;  
CENTR_cost_g_thermic_end = 0.085;
```

- Données liées aux coûts (LCOE) de l'électricité pour les clients bénéficiant d'une installation de production (et éventuellement de stockage) décentralisées.

La matrice suivante est tirée de la littérature scientifique (De Oliveira e Silva & Hendrick, 2017). Elle donne, selon différentes valeurs de niveau d'autosuffisance énergétique (première colonne, allant de 10% à 80%), le coût LCOE (deuxième colonne), la capacité PV installée (rapport entre la production PV annuelle et la consommation annuelle, troisième colonne), ainsi que la capacité installée en stockage (rapport entre la capacité utile installée et la charge quotidienne moyenne, quatrième colonne). L'ensemble des hypothèses ayant permis le calcul des différents LCOE est donné dans (De Oliveira e Silva & Hendrick, 2017).

```
SELF_LCOE_matrix_beginning = [0.10 0.22 0.11 0.00  
0.20 0.21 0.32 0.00  
0.30 0.23 0.76 0.00  
0.40 0.27 0.55 0.20
```

```
0.50 0.29 0.82 0.25
0.60 0.31 1.12 0.35
0.70 0.36 1.63 0.43
0.80 0.43 2.66 0.53 ];
```

Ces résultats ont été obtenus en considérant un panel de 25 utilisateurs, avec des profils de consommation différents. On utilise une extrapolation linéaire de cette matrice pour les valeurs 90% et 100% (voir notamment (François-Lavet *et al.*, 2016) pour le calcul de LCOE en autonomie complète).

```
SELF_LCOE_matrix_beginning_extrap = [0.10 0.22 0.11 0.00
0.20 0.21 0.32 0.00
0.30 0.23 0.76 0.00
0.40 0.27 0.55 0.20
0.50 0.29 0.82 0.25
0.60 0.31 1.12 0.35
0.70 0.36 1.63 0.43
0.80 0.43 2.66 0.53
0.90 0.50 3.69 0.63
1.00 0.57 4.72 0.73 ];
```

- Coût initial de gestion centralisée d'un kWh produit de manière intermittente afin que ce dernier soit contrôlable comme un kWh produit par une centrale permettant de faire du suivi de charge.

```
STO_FLEX_beginning = 0.20;
```

- Potentiel total de production décentralisée : ce potentiel est fonction du scénario choisi (voir section 9.8).

```
DECENTR_ren_volume_potential;
```

- Données liées à la répartition du potentiel de production décentralisée selon les trois catégories d'agents. On fait l'hypothèse que ce potentiel est réparti entre les trois catégories d'agents selon la règle suivante : 1/6 du potentiel pour les agents urbains, et le reste (5/6) se divisant en deux entre les agents extra-urbains et les agents industriels. Cette hypothèse de répartition a été choisie sur base de statistiques de répartition des surfaces de toitures selon les types d'agents (résidentiel, industriel) modifiées afin de prendre en compte la possibilité d'exploiter des surfaces autre que les toitures (données internes à l'ICEDD).

```
SELF_volume_max_country = 2.5*DECENTR_ren_volume_potential/6; // 42%
SELF_volume_max_city = DECENTR_ren_volume_potential/6; // 16%
```

```
SELF_volume_max_industrial = 2.5*DECENTR_ren_volume_potential/6; // 42%
```

Données liées à la décomposition de la facture d'électricité des consommateurs résidentiels (extra-urbains et urbains) issues du rapport de la CWAPE 'La facture d'électricité' (CWAPE, 2017).

```
Cost_dispatch_resid_beginning = [ 0.271 // 'Energie'  
0.279 // 'Distribution'  
0.052 // 'Transport'  
0.168 // 'Contribution énergie verte'  
0.045 // 'Contribution fédérale'  
0.015 // 'Contribution régionale'  
0.171 ]; // 'TVA'
```

- Données liées à la décomposition de la facture d'électricité des consommateurs industriels : on considère un consommateur industriel 'moyen', obtenu en faisant les moyennes des 6 classes d'industriels reprise du rapport de la CWAPE (CWAPE, 2016).

```
Cost_dispatch_indus_beginning = [0.4908 // 'Energie'  
0.1983 // 'Distribution'  
0.1767 // 'Transport'  
0.1117 // 'Contribution énergie verte'  
0.0225 ]; // 'Taxes'
```

- Données reprenant la décomposition des contributions à l'énergie verte pour les consommateurs résidentiels reprise du rapport de la CWAPE (CWAPE, 2017).

```
GE = [ 0.477 // 'Solwatt'  
0.013 // 'Qualiwatt'  
0.041 // 'Other solar'  
0.014 // 'Hydraulique'  
0.191 // 'Biomasse'  
0.015 // 'Cogen. Fossile'  
0.166 // 'Wind onshore'  
0.091 ]; // Wind offshore
```

- Données liées aux volumes des différentes sources de production au temps initial, normalisées par rapport au niveau de production total au temps initial (SPW DGO4, 2013).

```
// Production initiale (valeur absolue)  
Production_unnormalized_beginning = 31344; // GWh
```

```
// Valeurs initiales
```

```

Imports_beginning = 0;
Exports_beginning = 0.15;
Hydro_pump_volume_beginning = 0.043;
Nuclear_volume_beginning = 0.635/(1-Hydro_pump_volume_beginning);
Centralized_breakthrough_volume_beginning = 0;
TGV_volume_beginning = 0.156/(1-Hydro_pump_volume_beginning);
Thermic_volume_beginning = 0.012/(1-Hydro_pump_volume_beginning);
Ren_centr_volume_beginning = 0.039/(1-Hydro_pump_volume_beginning);
Cogen_volume_beginning = 0.068/(1-Hydro_pump_volume_beginning);
Hydro_volume_beginning = 0.012/(1-Hydro_pump_volume_beginning);
DECENTR_ren_volume_total_beginning = 0.02;
DECENTR_ren_volume_city_beginning = (DECENTR_ren_volume_total_beginning/3)/(1-
Hydro_pump_volume_beginning);
DECENTR_ren_volume_country_beginning = (DECENTR_ren_volume_total_beginning/3)/(1-
Hydro_pump_volume_beginning);
DECENTR_ren_volume_industrial_beginning = (DECENTR_ren_volume_total_beginning/3)/(1-
Hydro_pump_volume_beginning);
Other_volume_beginning=0.015/(1-Hydro_pump_volume_beginning);
DEMAND_beginning = 1 - Exports_beginning;

// Véhicules électriques
Nb_EV_beginning = 1000 ;
Nb_km_an_moy = 15000; // Utilisation moyenne : 15000 km/an
Conso_100_km = 17/100; // Consommation moyenne en kWh/100km
Conso_EV_beginning_unnormalized = (Nb_km_an_moy)*(Conso_100_km)*Nb_EV_beginning;
Conso_EV_beginning =
(Conso_EV_beginning_unnormalized/10^6)/(Production_unnormalized_beginning);

// CSS ou nucléaire de nouvelle génération
if centralized_breakthrough_or_not
    Centralized_breakthrough_volume_end = 2*0.635/(1-Hydro_pump_volume_beginning);
else
    Centralized_breakthrough_volume_end = 0;
end

```

- Valeurs finales (notes : certaines valeurs sont fonction de paramètres différenciés selon les scénarios – voir section 9.8).

```

// Hypothèse de croissance du volume pompé-turbiné annuel
Hydro_pump_volume_end = Hydro_pump_volume_beginning*2;

// Hypothèse de sortie du nucléaire
Nuclear_volume_end = 0;

// Hypothèse de sortie des capacités émettrices de gaz à effet de serre
TGV_volume_end = 0;
Thermic_volume_end = 0;

// Hypothèse d'un doublement des volumes issus de cogénération
Cogen_volume_end = 2*Cogen_volume_beginning;

// Hypothèse de production hydrolitique constante
Hydro_volume_end = Hydro_volume_beginning;

```

```

// Autres hypothèses
Other_volume_end = Other_volume_beginning;

// Hypothèse de croissance des volumes centralisés produits à partir de renouvelable // (fonction du
scenario)
Ren_centr_volume_end = CENTR_ren_factor*Ren_centr_volume_beginning;

// Hypothèse d'évolution du coût de génération de la production centralisée
// renouvelable (fonction du scenario)
CENTR_cost_g_ren_end = CENTR_cost_g_ren_beginning/tech_cost_division;

// Hypothèse d'évolution de la demande (fonction du scenario)
DEMAND_end = demand_evolution_factor*DEMAND_beginning;

// Hypothèse d'évolution de la charge liées aux véhicules électriques
Nb_EV_end = EV_factor*Nb_EV_beginning
Conso_EV_end = Nb_EV_end/Nb_EV_beginning*Conso_EV_beginning;

// Hypothèse liées au potentiel total en production décentralisée (fonction du
// scenario)
DECENTR_ren_volume_potential = DECENTR_ren_pot_factor*DECENTR_ren_volume_total_beginning;

```

## 9.8. Données initialisées différemment selon les scénarios

- Facteur d'évolution de la demande globale.

```

demand_evolution_factor = [ 2 // Hypothèse d'abondance énergétique
1.2 // Hypothèse de croissance de la demande type BAU
0.8 // Efficacité énergétique
0.5 // Sobriété et efficacité énergétique
];

```

- Coefficient de division des coûts des technologies de production décentralisée et stockage, de coûts de production renouvelable centralisée, et des coûts de gestion centralisée de la production intermittente.

```

tech_cost_division = [ 5 // Scenario modérément high-tech sur ce type de tech.
10 // Scenario high-tech
10 // Scenario high-tech
1.5 // Scenario Low-tech
];

```

- Potentiel total en production décentralisée, exprimé sous forme d'un facteur multiplicatif par rapport au volume produit annuellement au temps initial du modèle. Les valeurs proposées ci-

dessous correspondent à deux situations : la première (facteur 20) correspond à un potentiel standard, tandis que la deuxième valeur (facteur 40) correspond à un doublement du facteur de charge de la technologie (CLIMACT, 2011).

```
DECENTR_ren_pot_factor = [ 20// Potentiel standard
                          20// Potentiel standard
                          40// Potentiel standard + doublement facteur de charge
                          20// Potentiel standard
                          ];
```

- Evolution du volume renouvelable centralisé, exprimée sous forme d'un facteur multiplicatif par rapport au volume produit annuellement au temps initial du modèle.

```
CENTR_ren_factor = [ 10 // Potentiel maximum on-shore et off-shore
                    10 // Potentiel maximum on-shore et off-shore
                    5 // Potentiel exploité à 50%
                    5 // Potentiel exploité à 50%
                    ];
```

- Evolution du coût total d'opération du réseau de transport, exprimée sous forme d'un facteur multiplicatif par rapport au coût total au temps initial du modèle. Le deuxième scénario observe un doublement des coûts totaux du réseau de transport (e-Highway, 2015).

```
Total_trans_cost_factor = [ 1 // Coût total inchangé
                             2 // Coût total doublé
                             1 // Coût total inchangé
                             1 // Coût total inchangé
                             ];
```

- Evolution de la consommation électrique induite par les véhicules électriques, exprimée sous forme d'un facteur multiplicatif par rapport à la consommation de ces véhicules au temps initial du modèle.

```
EV_factor = [ 1000 // Environ 1 000 000 VE en Wallonie à l'horizon 2050
              1000 // Environ 1 000 000 VE en Wallonie à l'horizon 2050
              1500 // Environ 1 500 000 VE en Wallonie à l'horizon 2050
              100 // Environ 100 000 VE en Wallonie à l'horizon 2050
              ];
```

- Variable binaire activée dans cas du scénario 1, dans lequel on fait l'hypothèse qu'une technologie de production centralisée non émettrice de gaz à effet de serre fait son apparition dans le *mix* énergétique à partir de 2030.

```

centralized_breakthrough_or_not = [ 1 // Activation
0 // Pas d'activation
0 // Pas d'activation
0 // Pas d'activation
];

```

Concrètement, cette variable impacte le simulateur en activant, à partir du pas de temps correspondant à l'année 2030, une montée en puissance linéaire du volume produit de manière centralisée par cette nouvelle technologie, jusqu'à atteindre un niveau de l'ordre de deux fois le volume annuellement produit actuellement par les réacteurs de Tihange.

- Variable de politique de subventionnement : dans le cadre de l'interaction qualitative – quantitative, nous avons convenu d'implémenter le subside sous la forme d'un coût observé par le consommateur une fois le subside accordé. Le mécanisme est le suivant : si le calcul du LCOE associé à une installation décentralisée est  $x$ , alors, on compare avec la valeur correspondante  $y$  (étant donné le type d'agent et le scénario) dans le tableau ci-dessous. Si  $x < y$ , aucun subside n'est accordé. Si  $x > y$ , alors un subside est accordé de telle sorte que le coût  $x'$  obtenu après obtention du subside est ramené à  $y$  (voir notamment le mécanisme de calcul des coûts des installations décentralisées en Section 9.7).

```

Qualiwatt_equivalent_price = [ +∞ +∞ +∞ // Pas de subside
+∞ +∞ +∞ // Pas de subside
0.15 0.15 0.10
0.15 0.15 0.10
];

```

- Enfin, dans le cas des scénarios où un tarif capacitaire est associé à la production photovoltaïque, on considère une valeur de 105 euros pour une installation permettant de générer 3500 kWh par an, ce qui se traduit dans notre modèle par le vecteur suivant.

```

injection_cost_c_c_i_scenarii = [0.03, 0.03, 0.03];

```

Dans le cas où cette contribution capacitaire n'existe pas, le vecteur précédent est mis à zéro.

## 9.9. Résultats

### 9.9.1. Paramètres de sensibilité

Parmi l'ensemble des paramètres du modèle, les 3 paramètres de sensibilité jouent un rôle prépondérant dans la dynamique du modèle. D'une part, il est difficile d'estimer avec précision la valeur de ces paramètres au temps initial du modèle et, d'autre part, il est également difficile d'évaluer comment ces paramètres évoluent dans le temps.

Les résultats présentés ci-dessous proposent de réaliser 100 simulations pour différentes valeurs de ce paramètre. Ainsi, pour chaque type d'agent, on considère un panel de valeurs d'une amplitude de

100, allant de 0.001 à 0.1. Le choix de cet éventail de valeurs provient du fait que, étant donné l'historique récent du déploiement de la production décentralisée, on estime une valeur de l'ordre de 0.01 pour les agents de type résidentiel. Chaque simulation est ainsi réalisée en utilisant un unique paramètre de sensibilité, demeurant constant au fur et à mesure des pas de temps.

```
for i=1:Nb_runs
    sensibility = 0.001*i;
    for t=1:T_calc
        SELF_volume_sensibility_country(t) = sensibility;
        SELF_volume_sensibility_city(t) = sensibility;
        SELF_volume_sensibility_industrial(t) = sensibility;
    End
// [...]
end
```

### 9.9.2. Premier ensemble de résultats

Les 10 figures qui suivent montrent une série de graphiques générés à partir des données décrites dans la section précédente. Chaque figure comporte une série de 12 graphiques, répartis en quatre lignes et 3 colonnes : chaque ligne correspond à un même scénario, tandis que chaque colonne correspond à un même type d'agent. A noter également que les figures fonctionnent en binôme : dans le premier cas (figure 39, figure 41, figure 43, figure 45, figure 47), la répartition des coûts totaux des réseaux de distribution se fait sur base du volume soutiré par l'ensemble des agents, tandis que dans le deuxième cas (

figure 40, figure 42, figure 44, figure 46, figure 48), la répartition se fait à la fois sur les volumes soutirés et sur les capacités installées en production décentralisée.

En ce qui concerne la nomenclature utilisée pour les titres des graphiques, chaque graphique possède un titre résultant de la combinaison de termes dont la signification est donnée dans la table ci-dessous.

Terme	Signification
CNM	Centralisé Non Marchand
CM	Centralisé Marchand
DM	Décentralisé Marchand
DNM	Décentralisé Non Marchand
ex.urb.	Cas des agents ' extra-urbain '
urb.	Cas des agents ' urbains '
ind.	Cas des agents ' industriels '
dist.	Graphique relatif au coût d'utilisation des réseaux de distribution
trans.	Graphique relatif au coût d'utilisation du réseau de transport
kWh	Graphique relatif au coût d'1 kWh soutiré du réseau
fact.	Graphique relatif à la facture énergétique des agents

Les 24 premiers graphiques montrent l'évolution des coûts d'utilisation des réseaux de distribution, normalisés par rapport aux valeurs au temps initial.

Les 24 graphiques suivants montrent l'évolution des coûts d'utilisation du réseau de transport, normalisés par rapport aux valeurs au temps initial.

Les 24 graphiques suivants donnent l'évolution des coûts du kWh soutiré du réseau, normalisés par rapport aux valeurs au temps initial.

Les 24 graphiques suivants donnent l'évolution des variables ' facture ', normalisées par rapport aux valeurs au temps initial.

Les 24 graphiques suivants donnent l'évolution des volumes annuels produits de manière décentralisée, normalisés par rapport au potentiel maximal selon la catégorie d'agents.

- Evolution des coûts d'utilisation des réseaux de distribution.

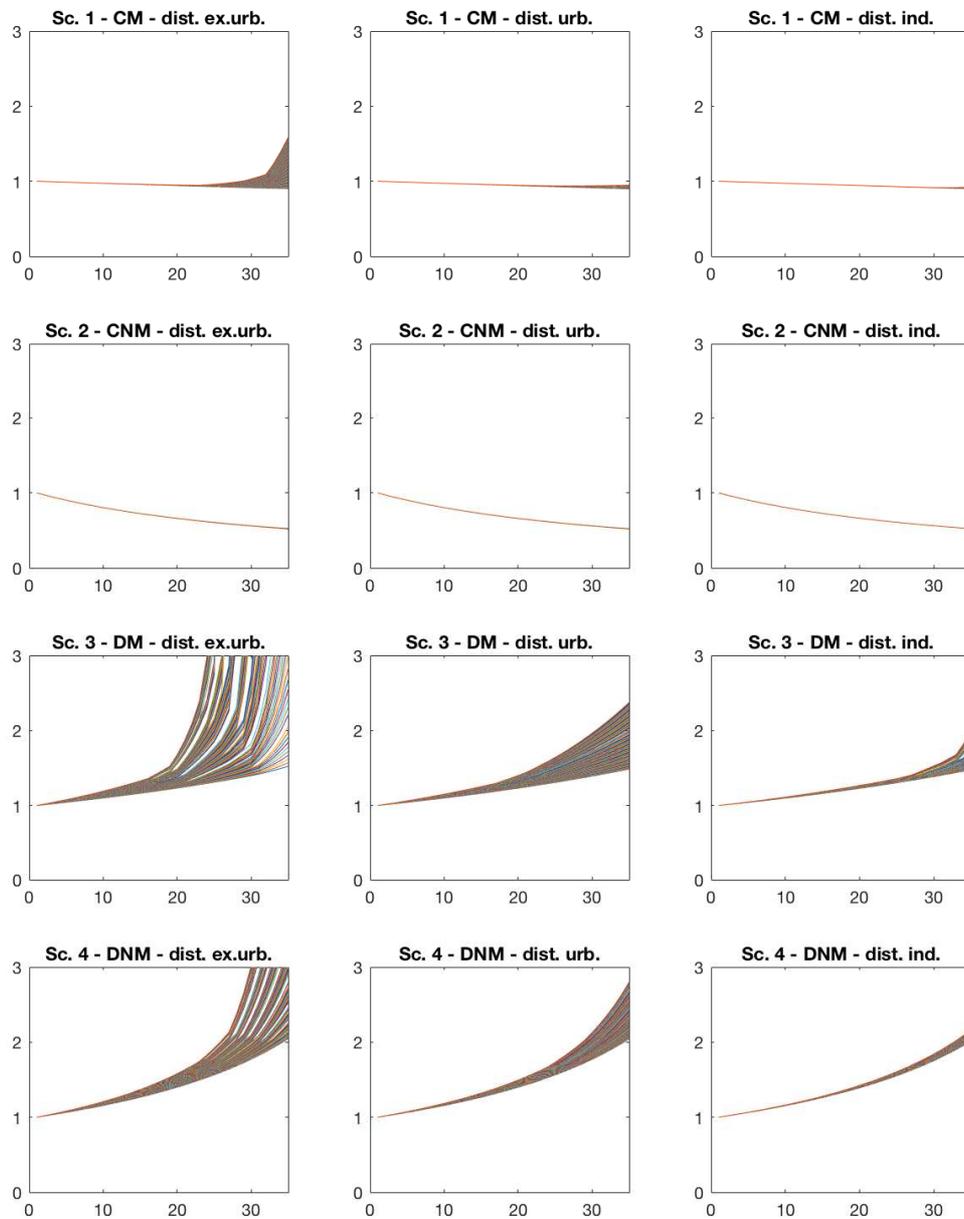


Figure 39. Evolution des coûts d'utilisation des 3 réseaux de distribution, normalisés par rapport aux valeurs initiales

- Evolution des coûts d'utilisation des réseaux de distribution (avec contribution capacitaire des prosommateurs).

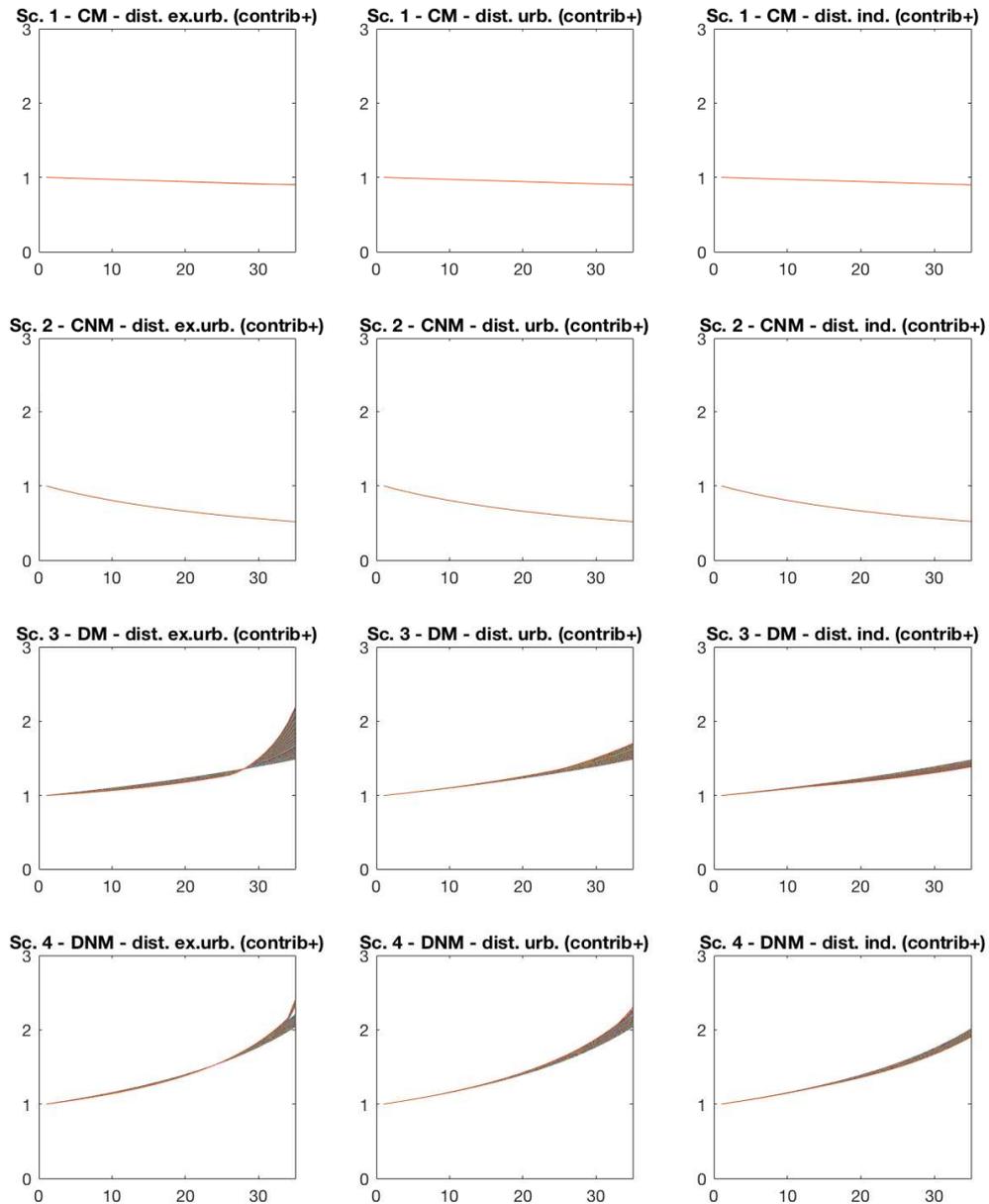


Figure 40. Evolution des coûts d'utilisation des 3 réseaux de distribution (avec contribution capacitaire des prosommateurs), normalisés par rapport aux valeurs initiales

- **Commentaires sur l'évolution des coûts d'utilisation des réseaux de distribution.**

- On observe une hausse du tarif de distribution dans les deux scénarios décentralisés (sc. 3 et 4), tandis que les deux scénarios centralisés montrent une stabilité (à l'exception du graphique Sc.1 – CM – dist ex.urb.). Plusieurs raisons sont à l'origine de ces tendances. D'une part, l'évolution de la demande, qui tend à augmenter dans les deux premiers scénarios (1 et 2) et à baisser dans les deux derniers scénarios (3 et 4), engendrant ainsi une modification de l'assiette sur laquelle les coûts sont répartis.
- D'autre part, la politique de subventionnement encourage l'augmentation de la production décentralisée (voir également la figure 47), dont une partie, autoconsommée (et éventuellement stockée), engendre une réduction de l'assiette sur laquelle les coûts du réseau sont répartis.
- Les graphiques Sc.3 – DM – dist. ex.urb. et Sc.4 – DNM – dist. ex.urb. montrent un ensemble de courbes qui sortent du cadre. Cela correspond à la situation (extrême) dans laquelle les niveaux d'autoconsommation et de stockage de la production décentralisée tendent à se rapprocher de la demande agrégée de la catégorie d'agents de type extra-urbain, faisant ainsi tendre l'assiette de répartition des coûts vers 0.
- En ce qui concerne le graphique Sc.1 – CM – dist ex.urb., on observe une augmentation tardive du tarif de distribution, qui n'est pas observée dans le cas du graphique Sc.2 – CNM – dist. ex.urb. Cela est dû à l'hypothèse de diminution des coûts de la technologie de production et de stockage décentralisé : division par 10 dans le scénario 1, à comparer avec une division par 5 dans le scénario 2. Cela engendre une attractivité économique pour la décentralisation, qui induit à nouveau une réduction de l'assiette de répartition des coûts (voir figure 47).
- Au sein des scénarios décentralisés, la hausse est moins marquée pour la catégorie d'agents de type industriel. Cela provient essentiellement du fait que le potentiel de production reste bien en deçà de la demande, évitant ainsi une trop grande diminution de l'assiette de répartition des coûts.
- L'ajout d'un mécanisme de contribution au réseau de distribution par le biais des capacités installées en production décentralisée permet, en particulier dans le cas des scénarios décentralisés, de fortement mitiger les hausses des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution. On note également que cela fait disparaître les phénomènes de divergence des coûts liés à la disparition de l'assiette de répartition des coûts d'utilisation des réseaux. Comme on le verra en figure 47 et figure 48 cela provient également d'une moindre mise en production du potentiel de production décentralisée.

- Evolution des coûts d'utilisation du réseau de transport.

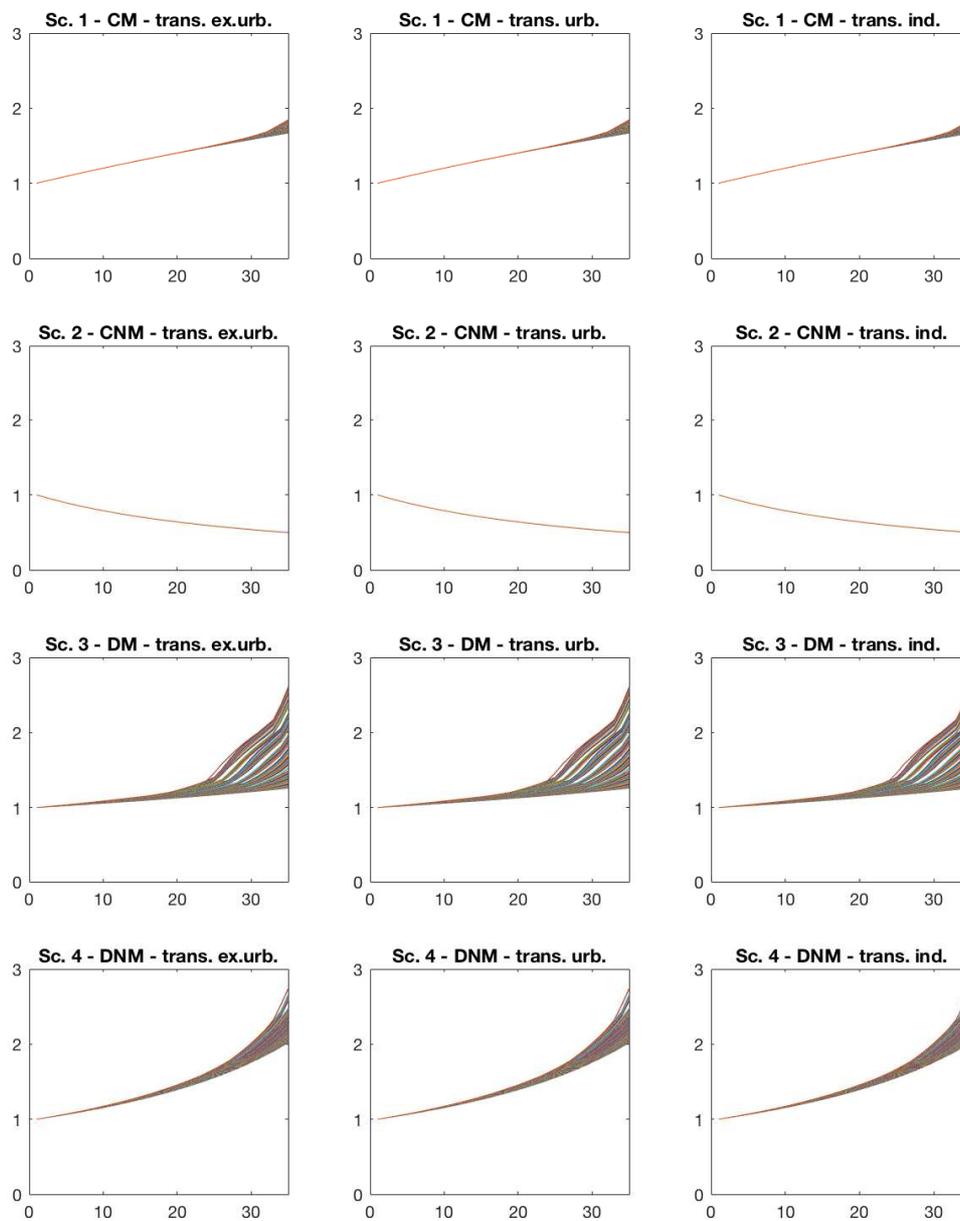


Figure 41. Evolution des coûts d'utilisation du réseau de transport, normalisés par rapport aux valeurs initiales.

- Evolution des coûts d'utilisation du réseau de transport (avec contribution capacitaire des prosommateurs).

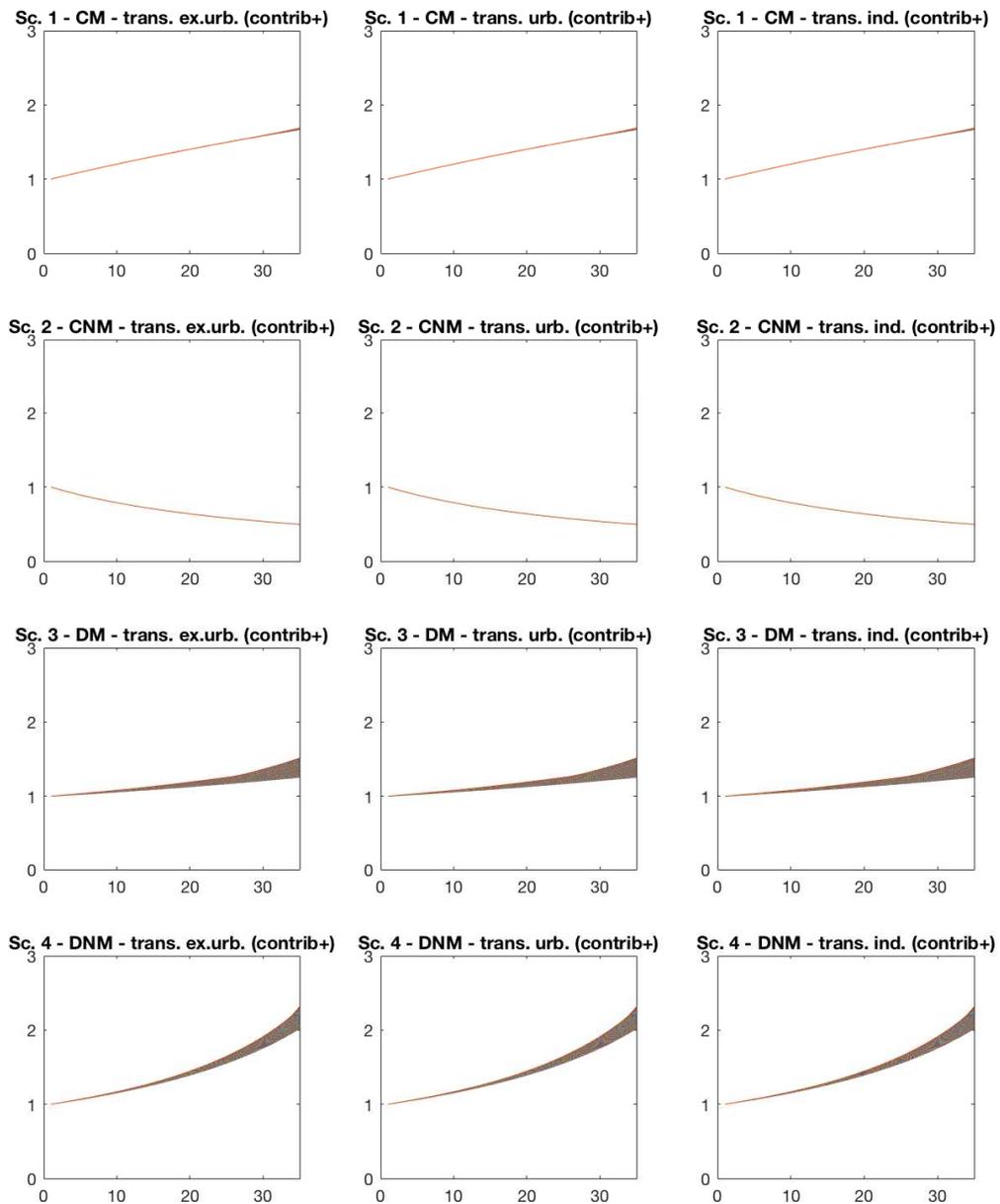


Figure 42. Evolution des coûts d'utilisation du réseau de transport (avec contribution capacitaire des prosommateurs), normalisés par rapport aux valeurs initiales.

- **Commentaires sur l'évolution des coûts d'utilisation des réseaux de transports**

- Le deuxième scénario se distingue des autres du fait qu'il montre un coût d'utilisation du réseau de transport à la baisse. Cet effet de baisse est mécaniquement induit par le double effet (i) hausse de la demande électrique globale de ce scénario et (ii) production restant fortement centralisée jusqu'à l'horizon d'optimisation. Cela engendre une augmentation de l'assiette de répartition des coûts totaux du réseau de transport, dans un contexte où ces coûts totaux demeurent constants.
- Les autres scénarios montrent une hausse du coût d'utilisation du réseau de transport, mais pour des raisons différentes. Dans le cas du premier scénario, la hausse est induite par (i) une hypothèse de hausse du coût total du réseau de transport couplée à une moindre augmentation de la demande (multiplication par 1.2). Cette hausse est également renforcée, en fin de simulation, par la mise en production de gisements de production décentralisés, du fait de leur attractivité économique (hypothèse de forte baisse de coûts technologiques).
- Le scénario 3 montre également une hausse des coûts d'utilisation du réseau de transport qui est due à la réduction de l'assiette de répartition des coûts du fait de la montée en puissance de la production décentralisée. A noter qu'ici, on n'observe pas de phénomènes de divergence des coûts d'utilisation : cela provient du fait que le réseau de transport, unique, peut répartir ses coûts sur l'ensemble des agents, contrairement aux réseaux de distribution qui ne peuvent les répartir que sur leur propre catégorie d'agents.
- Le scénario 4 montre une augmentation plus forte que le scénario 3. Ici, c'est l'hypothèse de contraction de la demande (division par 2) qui induit cette hausse.

Enfin, on remarque quelques différences entre les figure 41 : les tendances haussières sont plus faibles (la contribution capacitaire engendrant un plus faible déploiement de la production décentralisée, voir figure 47 et figure 48).

- Evolution du coût du kWh soutiré du réseau.

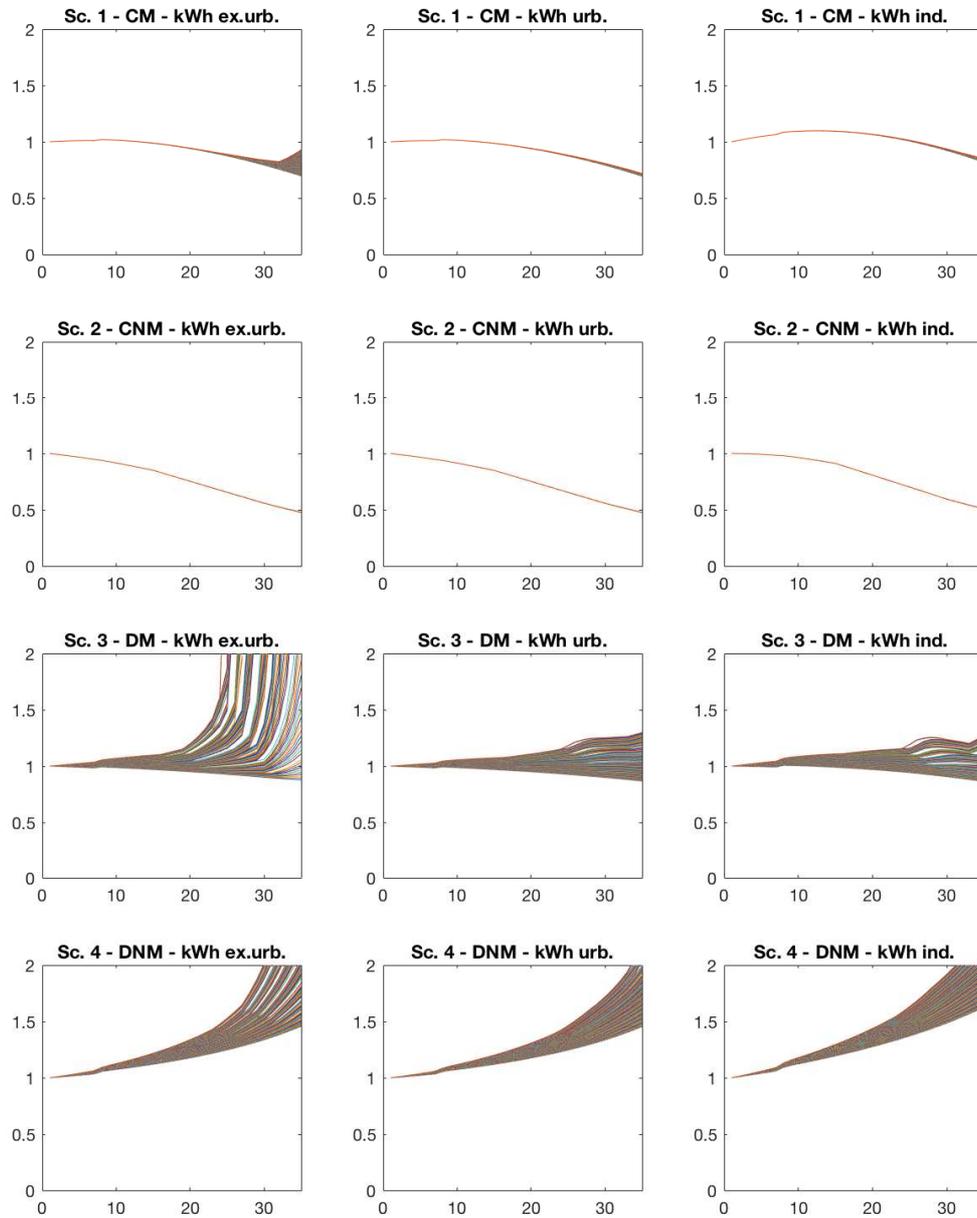


Figure 43. Evolution des coûts du kWh soutiré du réseau, normalisés par rapport aux valeurs initiales

- Evolution du coût du kWh soutiré du réseau (avec contribution capacitaire des prosommateurs).

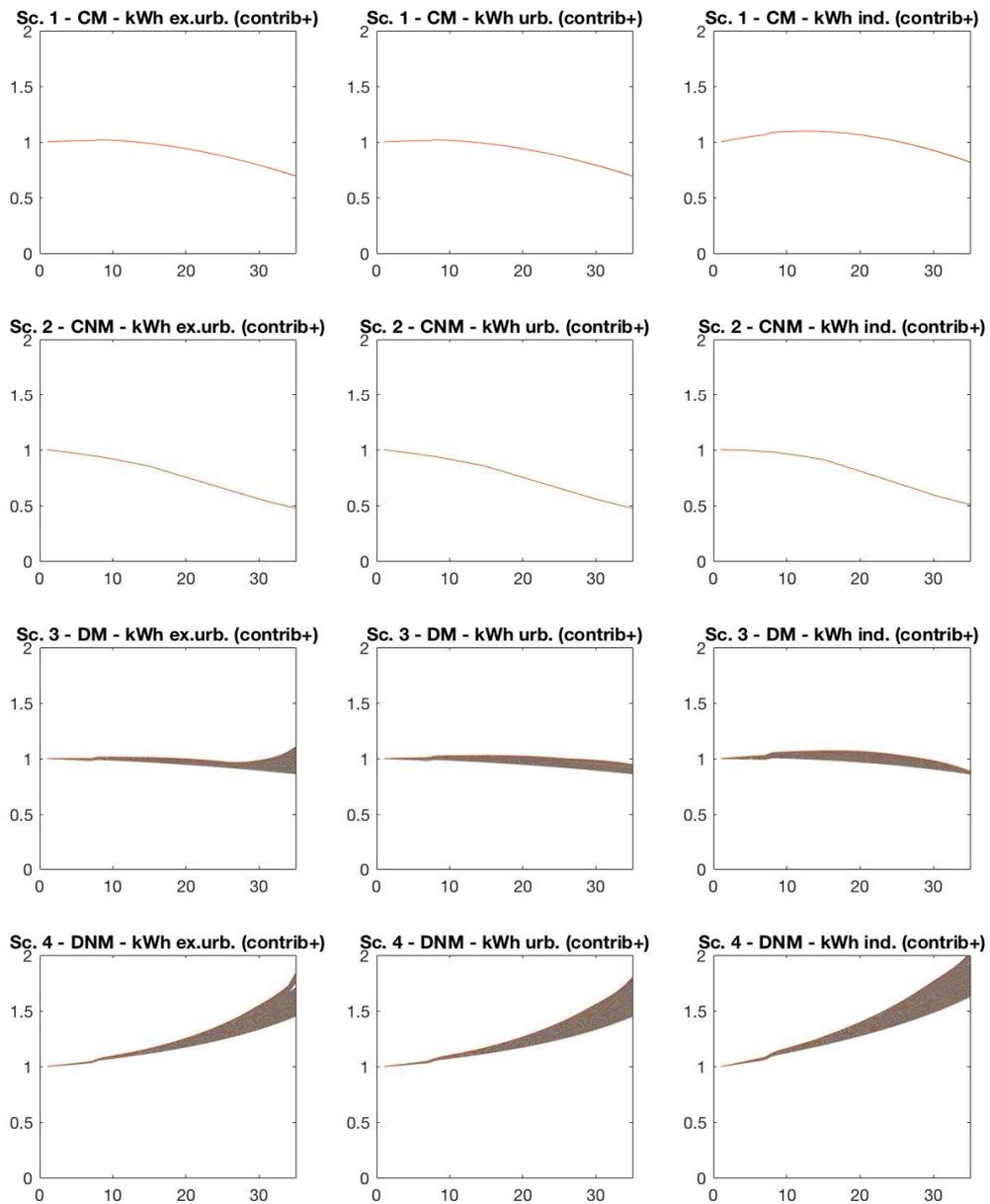


Figure 44. Evolution des coûts du kWh soutiré du réseau (avec contribution capacitaire des prosommateurs), normalisés par rapport aux valeurs initiales.

- **Commentaires sur l'évolution du coût du kWh**

Le coût du kWh soutiré du réseau reprend un ensemble d'éléments : le coût de l'énergie, les coûts d'utilisation des réseaux de transport et distribution, les surcoûts de gestion centralisée du stockage et de la flexibilité, les contributions régionales, fédérales et à l'énergie verte, ainsi que la TVA pour les résidentiels. Ainsi, les tendances observées ici ont des origines multiples.

- Le premier scénario montre une tendance globalement baissière, même si quelques nuances sont à apporter : d'une part, bien que la valeur finale soit inférieure à la valeur initiale, on observe, en particulier pour le graphique Sc1 – CM – kWh ind., un passage par un maximum. Ce maximum provient en partie des surcoûts associés à la gestion des fluctuations de la production intermittente. Le maximum est plus marqué pour les agents industriels : cela provient du fait que la proportion de ce surcoût dans le coût d'un kWh est plus grande pour les agents de type industriels. Enfin, la mise en production (tardive) de gisements décentralisés vient également annihiler l'effet de baisse dans le cas extra-urbains.
- Le deuxième scénario montre une tendance baissière, pour les trois catégories d'agents.
- En ce qui concerne le scénario 3, on observe des résultats plus contrastés. Dans le cas des agents extra-urbains, pour lesquels on observait des risques de divergence des coûts d'utilisation des réseaux de distribution (cf. figure 39 ), on constate une répercussion de ces phénomènes de divergence sur les coûts du kWh soutiré du réseau. Pour les deux autres catégories d'agents, on observe à la fois des tendances haussières et baissières, selon les valeurs du paramètre de sensibilité.
- Le scénario 4 montre une tendance haussière quelle que soit la catégorie d'agents, conséquence d'une réduction de l'assiette de répartition des coûts fixes de réseaux d'une part, et renforcée par la moindre baisse des coûts des technologies.

- Evolution des 'factures'.

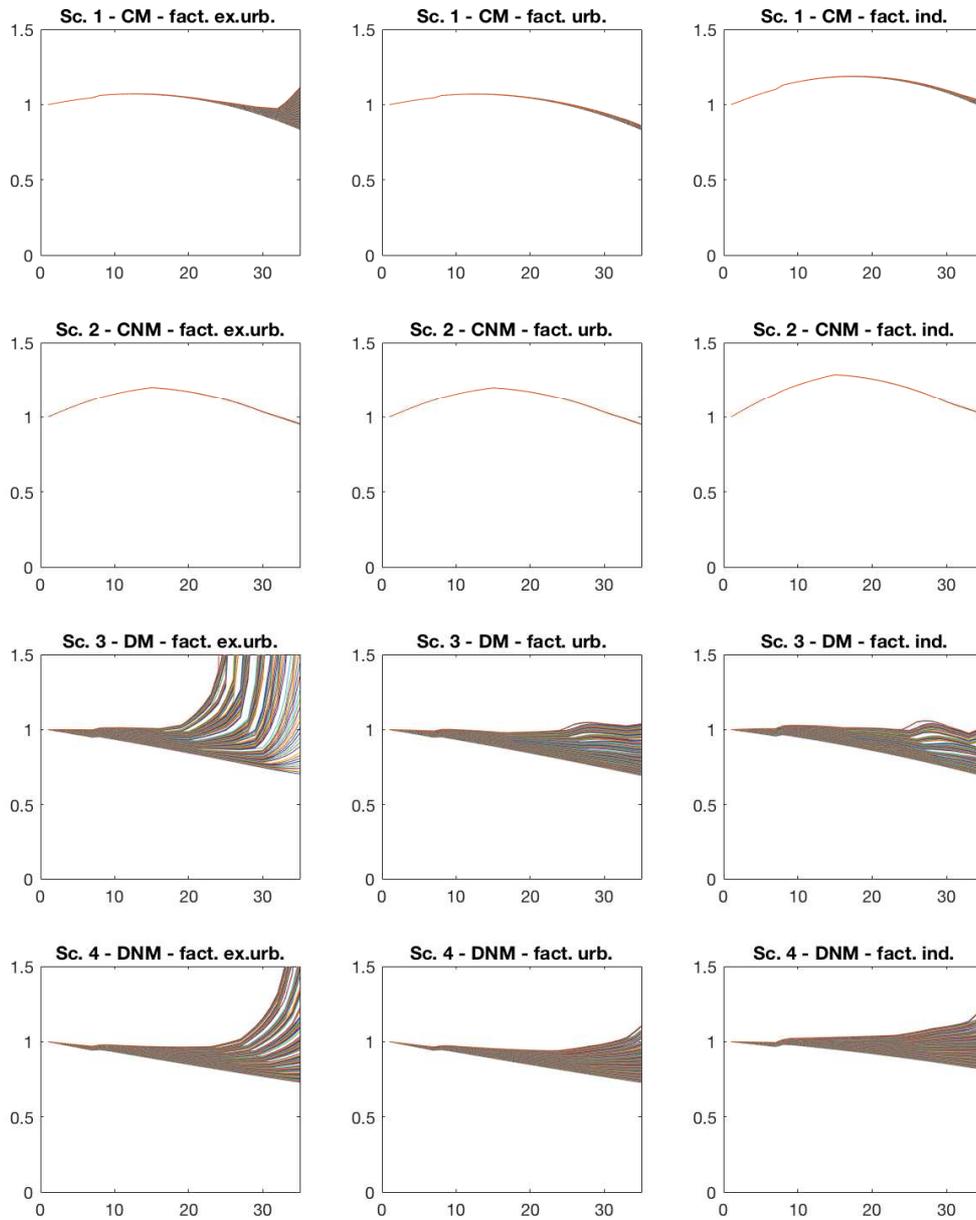


Figure 45. Evolution des variables de 'facture électrique', normalisées par rapport aux valeurs initiales

- Evolution des 'factures' (avec contribution capacitaire des prosommateurs).

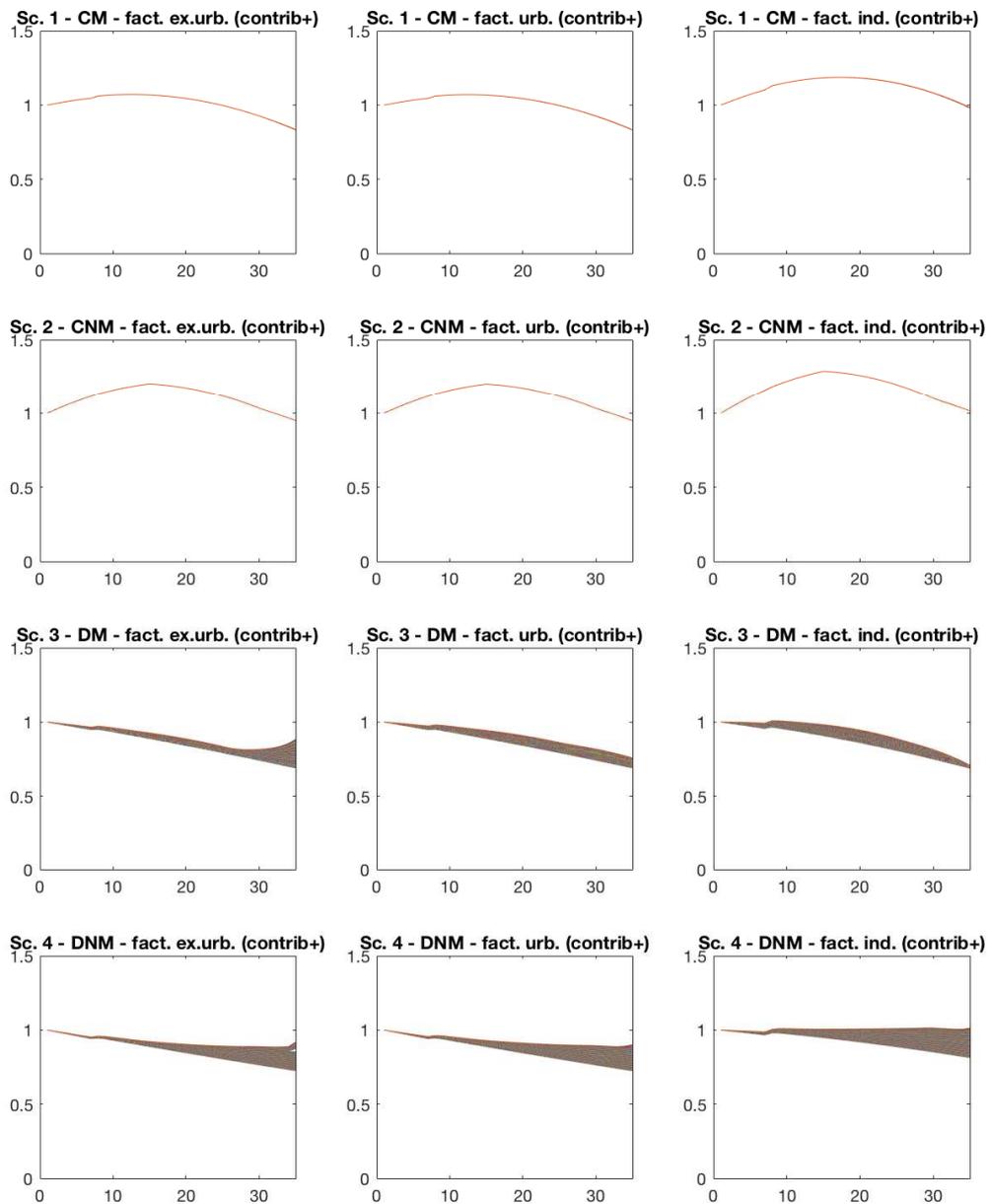


Figure 46. Evolution des variables de 'facture électrique' (avec contribution capacitaire des prosommateurs), normalisées par rapport aux valeurs initiales

- **Commentaires sur l'évolution de la variable 'facture électrique'.**

Nous avons défini la variable 'facture électrique' comme étant le produit de coût du kWh soutiré du réseau par la demande. Cette variable a pour rôle de capturer le mécanisme selon lequel, si le coût du kWh augmente, mais que la demande baisse dans une même proportion, alors cela se traduit par une évolution neutre de la 'facture électrique'.

- On constate ainsi que, dans le cas des deux premiers scénarios, la baisse du coût d'un kWh se traduit ici par une courbe de facture électrique en 'cloche aplatie'. En effet, la hausse de la demande dans ces deux scénarios se montre, au moins dans une première phase temporelle, plus puissante que la baisse des coûts de l'électricité soutirée du réseau, induisant le passage par un maximum.
- En ce qui concerne les deux scénarios décentralisés, mis à part le cas 'extra-urbain' du scénario 3, on observe à la fois des tendances haussières et baissières, selon les valeurs du paramètre de sensibilité.
- Dans le cas Sc3 – DM – budg. ex.urb., les phénomènes de divergence des coûts d'utilisation du réseau de distribution sont mécaniquement répercutés dans la variable 'facture électrique'.
- Enfin, on peut observer à la figure 46 que le mécanisme de répartition capacitaire des coûts des réseaux de distribution sur la production décentralisée engendre un moindre étalement des courbes pour les deux scénarios décentralisés, avec une tendance d'évolution clairement plus baissière que dans les simulations données à la figure 45.

- Evolution de la production décentralisée.

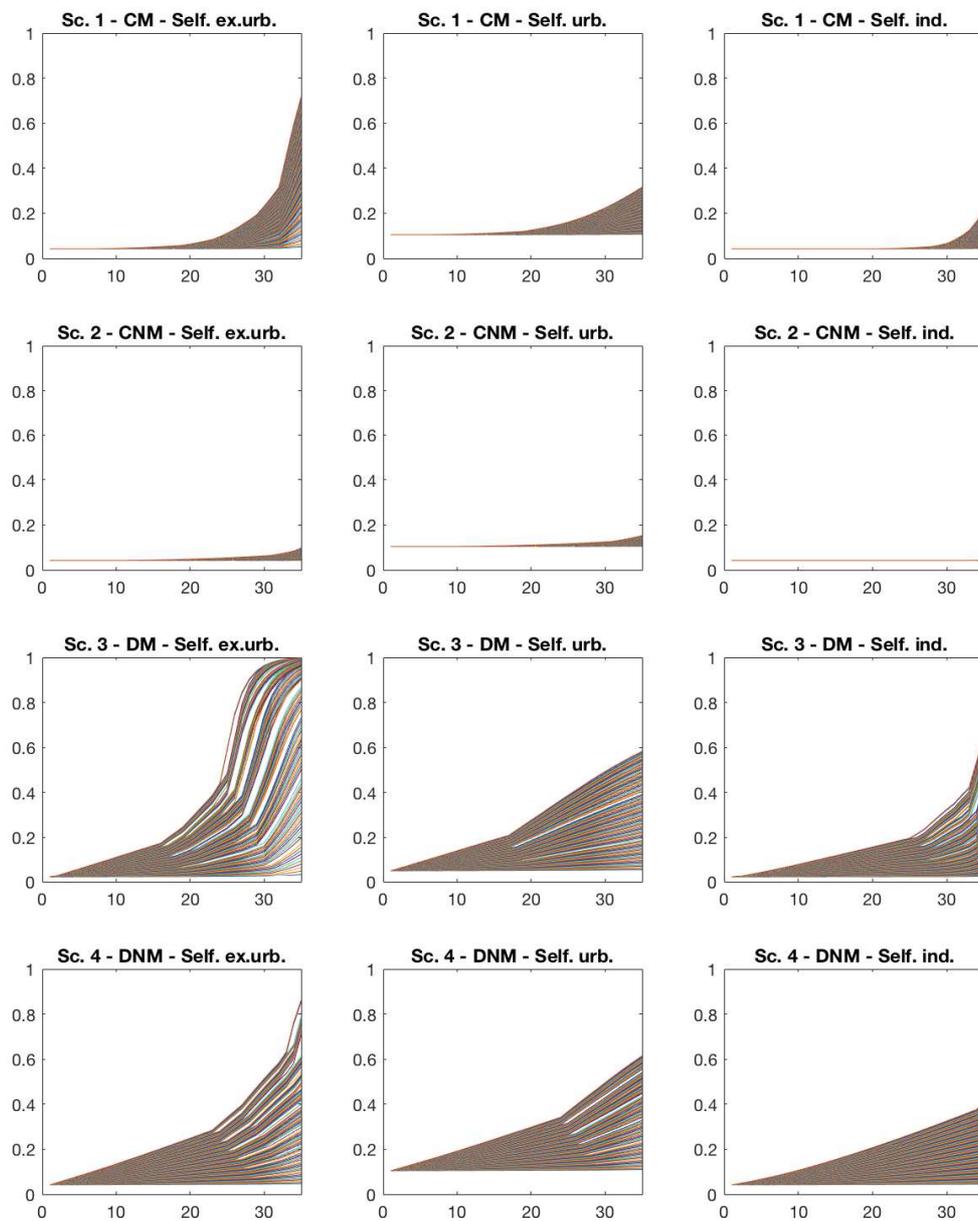


Figure 47. Evolution des productions décentralisées, normalisées par rapport aux potentiels respectifs

- Evolution de la production décentralisée (avec contribution capacitaire des prosommateurs).

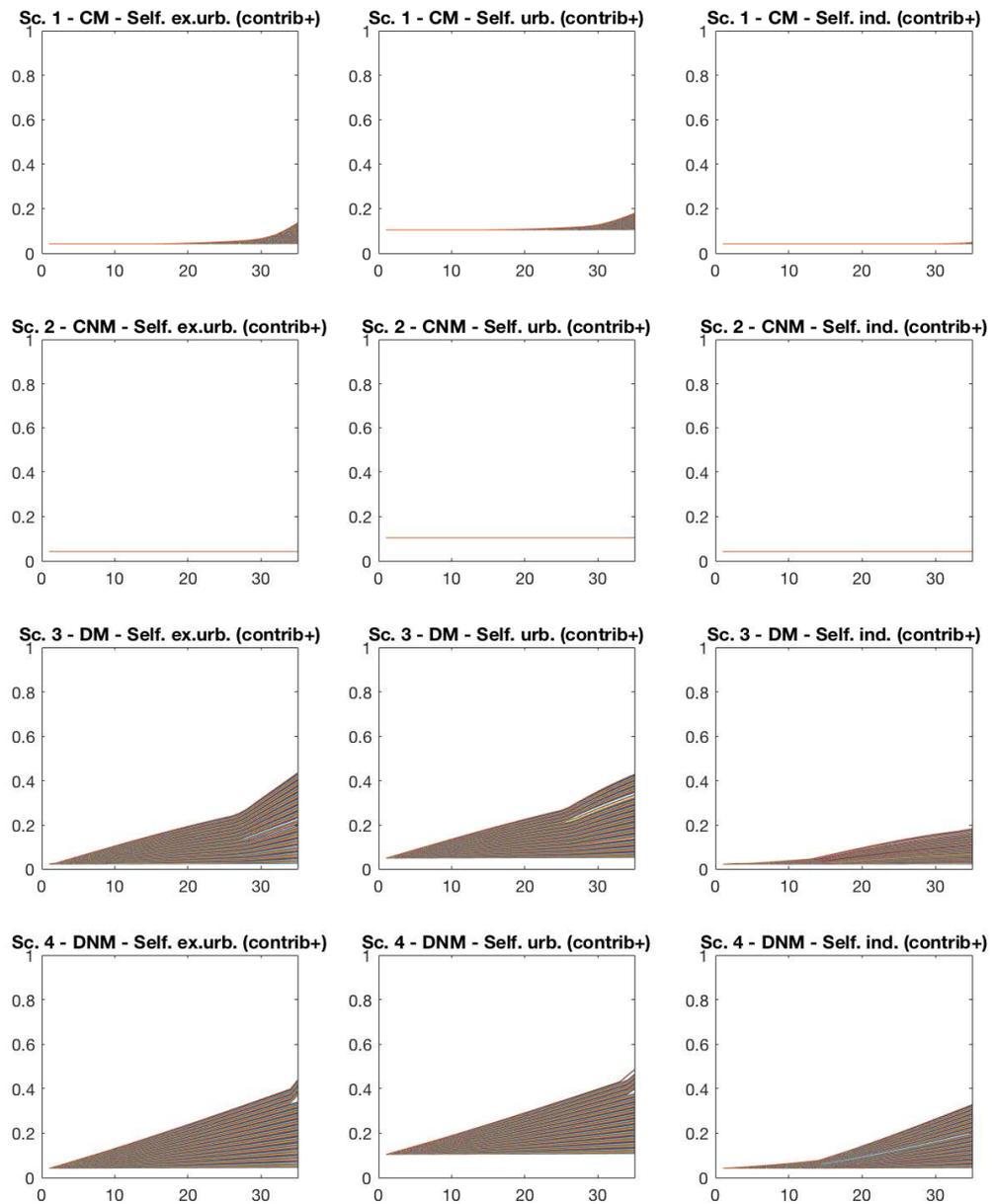


Figure 48. Evolution des productions décentralisées (avec contribution des prosommateurs), normalisées par rapport aux potentiels respectifs

- **Commentaires sur l'évolution de la production décentralisée.**

- Une première observation assez intéressante à constater est que, à l'exception du scénario 2 dans le cas d'une contribution capacitaire de la production décentralisée, tous les scénarios voient la production décentralisée se développer pour les agents résidentiels (extra-urbains et urbains), selon des degrés différents. Les niveaux de production décentralisée atteints dans le contexte du premier scénario demeurent très faibles. Les raisons de ces déploiements de capacités de production décentralisée diffèrent d'un scénario à l'autre.
- Pour le deuxième scénario (centralisé non-marchand), la baisse des coûts des technologies, bien que modérée par rapport au premier scénario (centralisé marchand), permet tout de même d'atteindre un niveau d'attractivité économique suffisant.
- Pour le premier scénario, la forte baisse des coûts des technologies de production et stockage décentralisés mène à une adoption de ces technologies plus précoce que dans le premier scénario.
- Les scénarios 3 et 4 montrent une croissance de la production décentralisée, quel que soit le mécanisme de répartition des coûts des réseaux de distribution. Cette croissance est néanmoins plus faible dans le cas d'une contribution capacitaire sur la production décentralisée. Cela est logique, puisque le modèle optimise le degré d'autosuffisance en tenant compte également de ce mécanisme de contribution.
- Dans le cas du troisième scénario, dans le cas des agents extra-urbains, et dans le cas où il n'y a pas de contribution capacitaire, certaines simulations permettent d'atteindre une mise en production de la totalité du gisement de production décentralisée. C'est d'ailleurs pour ces situations qu'un phénomène de divergence des coûts d'utilisation du réseau de distribution peut se produire.

### 9.9.3. Deuxième ensemble de résultats : en l'absence de mécanismes de subventionnement

On propose dans la suite de ce document une nouvelle série de 10 figures, générées selon les mêmes paramètres que les 10 précédentes, à l'exception de la politique de subventionnement, qui est absente de tous les scénarios. Cela se traduit, au niveau de la matrice définissant les seuils de coûts au-delà desquels un subside est accordé, par des seuils placés à un niveau infini (aucun subside n'est accordé, quel que soit le coût):

```
Qualiwatt_equivalent_price = [ +∞    +∞    +∞           // Pas de subside
                               +∞    +∞    +∞
                               +∞    +∞    +∞
                               +∞    +∞    +∞
                               ];
```

Mécaniquement, l'absence de politique de subventionnement de la production décentralisée entraîne un développement moins rapide de cette dernière, ce qui se traduit par une minimisation de l'effet de réduction de l'assiette de répartition des coûts des réseaux. On observe néanmoins des tendances haussières ou baissières, selon les hypothèses relatives aux évolutions de la demande.

On observe en figure 57 que l'absence de politique de subventionnement n'empêche pas systématiquement le déploiement de la production décentralisée. En particulier, les deux scénarios pour lesquels l'hypothèse de réduction des coûts des technologies de production et stockage décentralisés est la plus forte (scénario 2 et 3) montrent, dans le cas où il n'y a pas de contribution capacitaire sur base de la production décentralisée, un déploiement pour toutes les catégories d'agents.

Dans le cas d'une combinaison de l'absence de politique de subventionnement et d'un mécanisme de contribution capacitaire sur la production, le déploiement de la production décentralisée est assez faible, et ne concerne que les résidentiels (figure 58).

- Evolution des coûts d'utilisation des réseaux de distribution (sans politique de subventionnement).

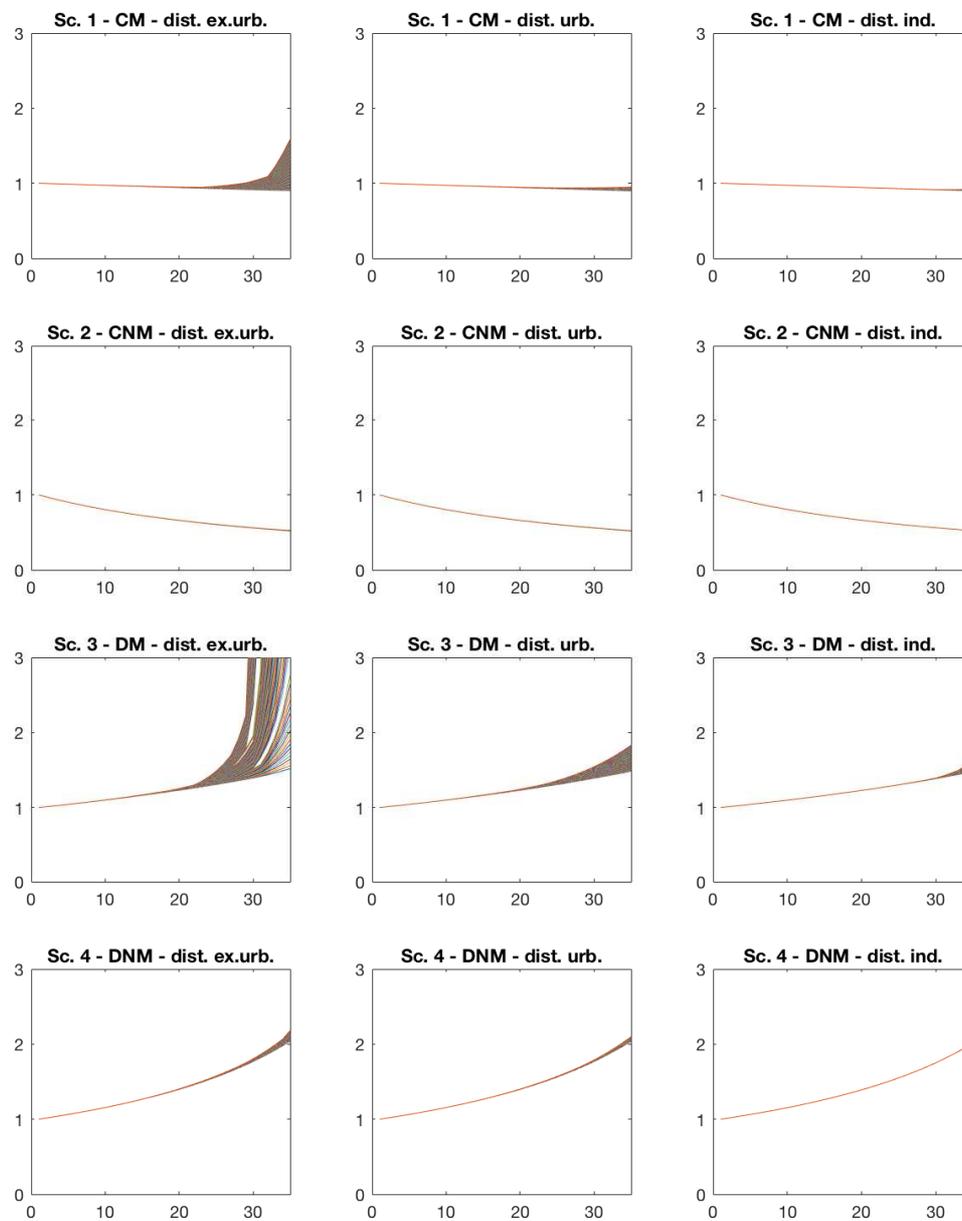


Figure 49. Evolution des coûts d'utilisation des 3 réseaux de distribution (sans subventionnement), normalisés par rapport aux valeurs initiales

- Evolution des coûts d'utilisation des réseaux de distribution (avec contribution capacitaire des prosommateurs, mais sans politique de subventionnement).

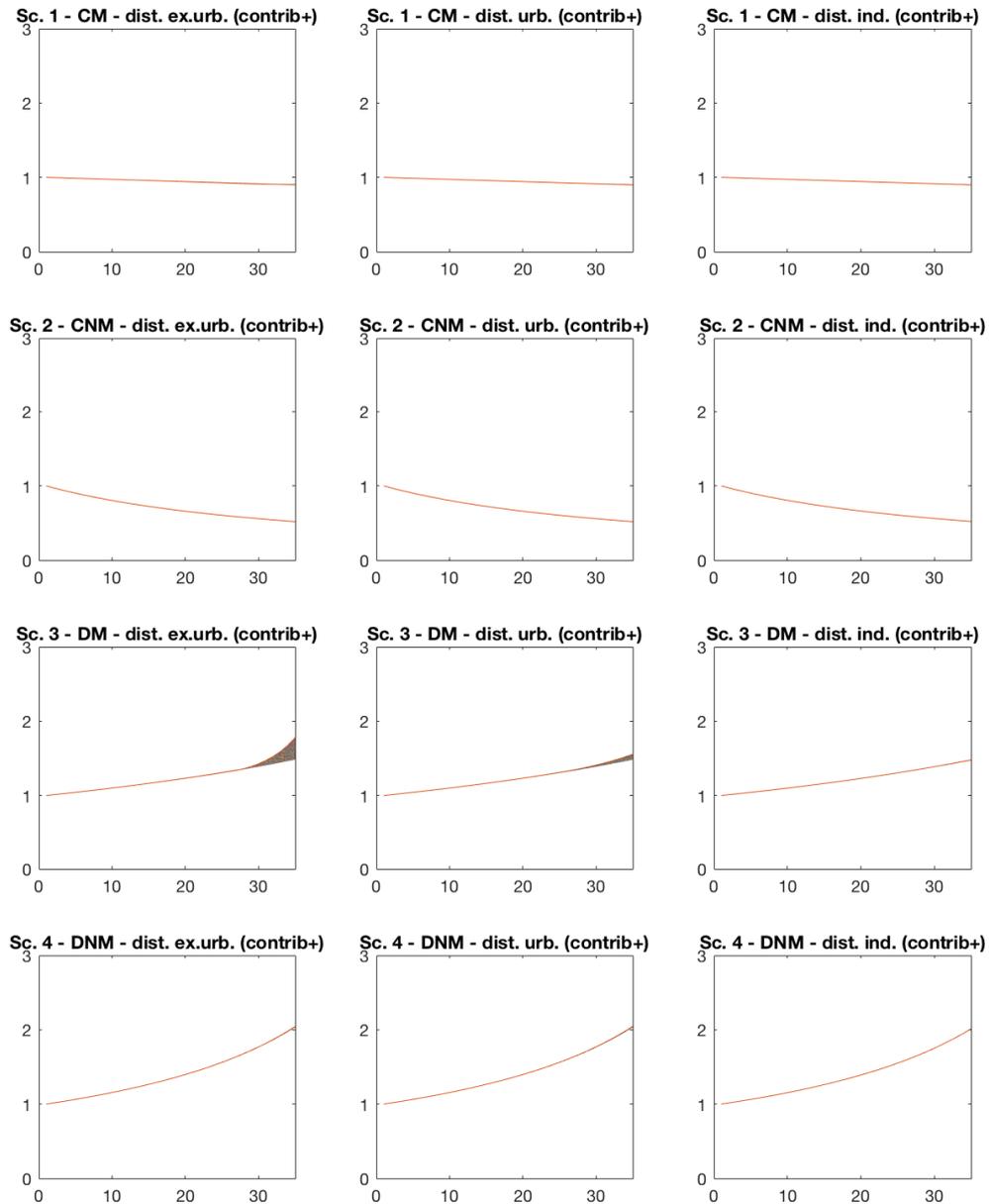


Figure 50. Evolution des coûts d'utilisation des 3 réseaux de distribution (avec contribution capacitaire des prosommateurs, sans subventionnement), normalisés par rapport aux valeurs initiales

- Evolution des coûts d'utilisation du réseau de transport (sans politique de subventionnement).

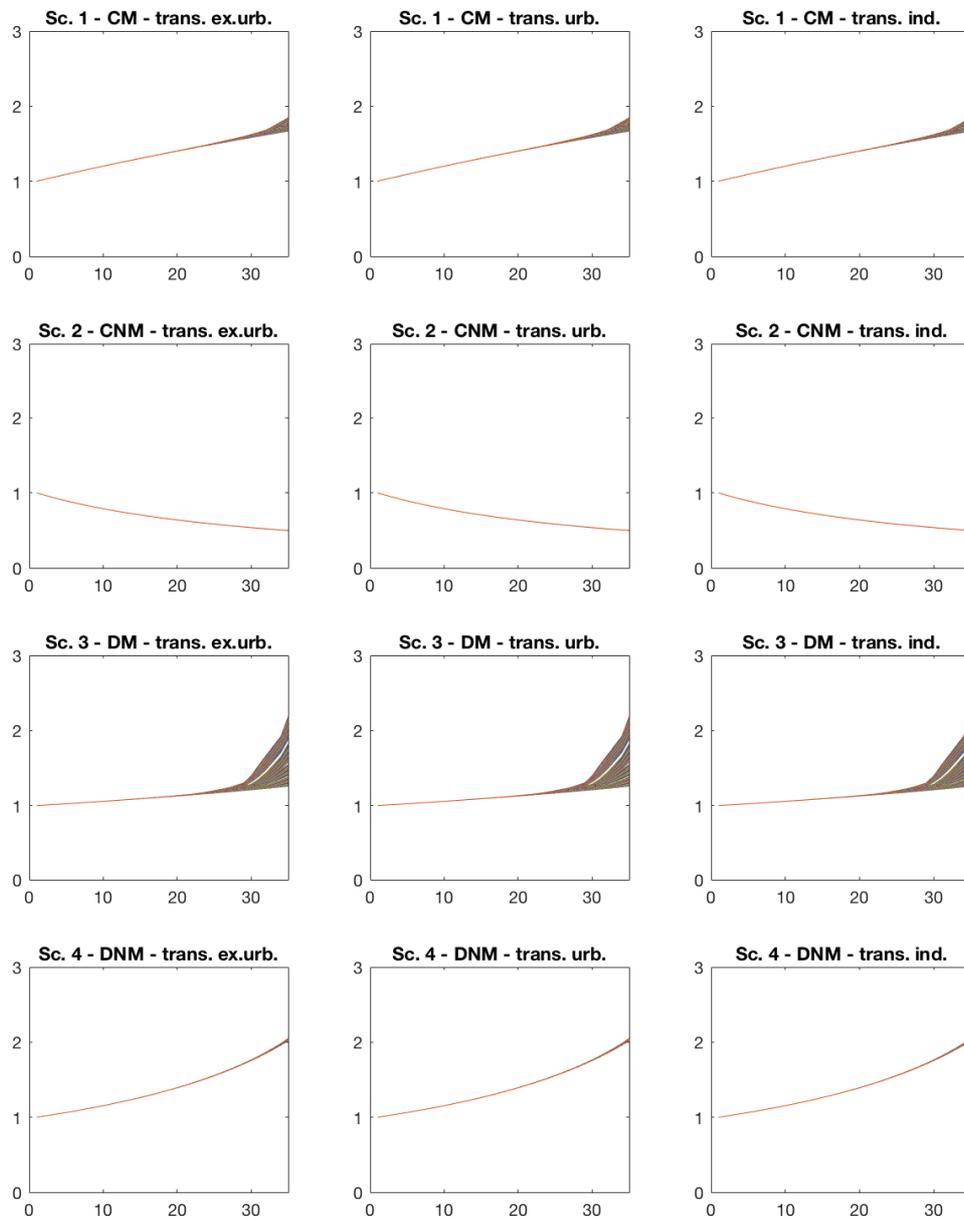


Figure 51. Evolution des coûts d'utilisation du réseau de transport (sans subventionnement), normalisés par rapport aux valeurs initiales

- Evolution des coûts d'utilisation du réseau de transport (avec contribution capacitaire des prosommateurs, mais sans politique de subventionnement).

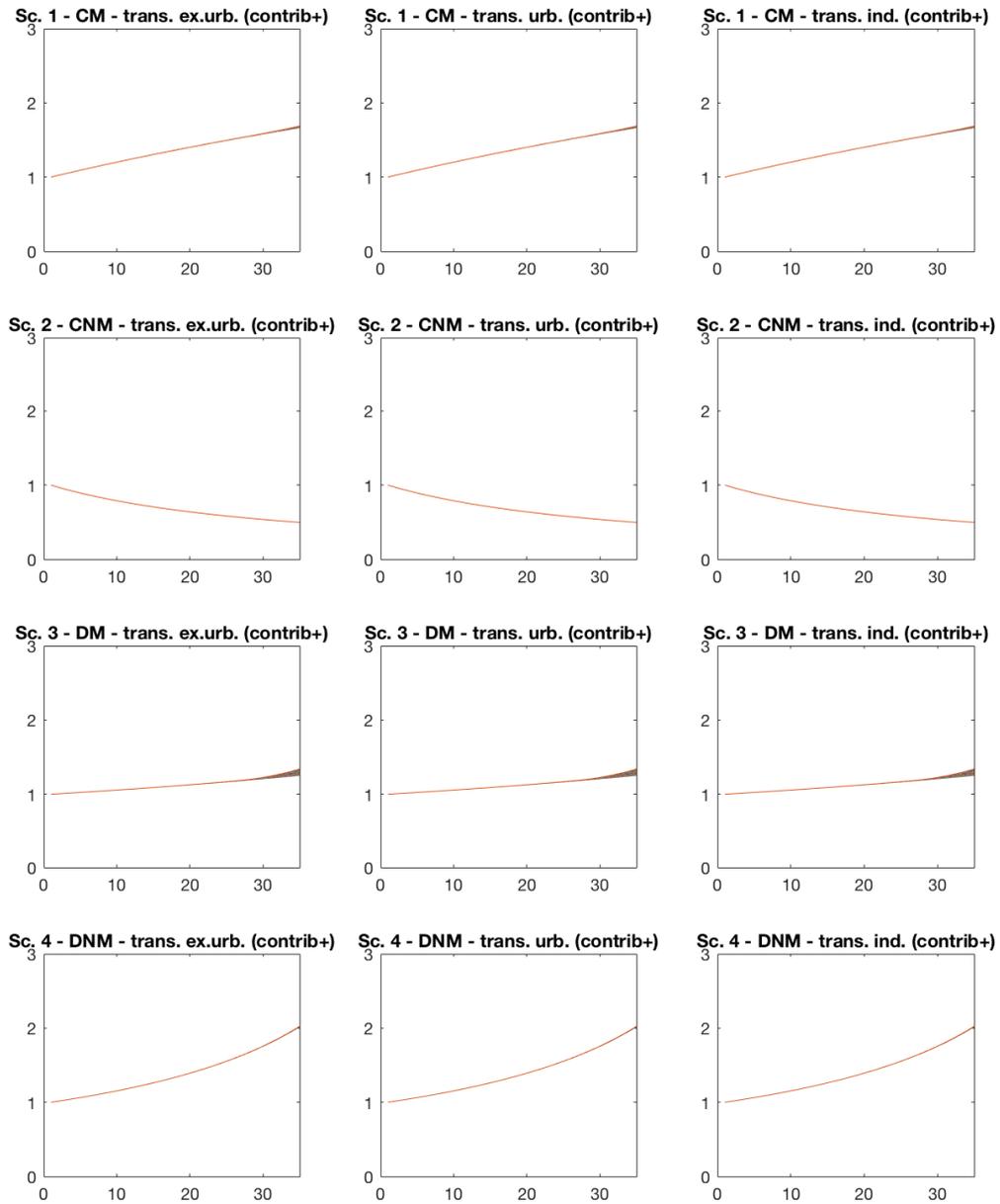


Figure 52. Evolution des coûts d'utilisation du réseau de transport (avec contribution capacitaire des prosommateurs, sans subventionnement), normalisés par rapport aux valeurs initiales

- Evolution du coût du kWh soutiré du réseau (sans politique de subventionnement).

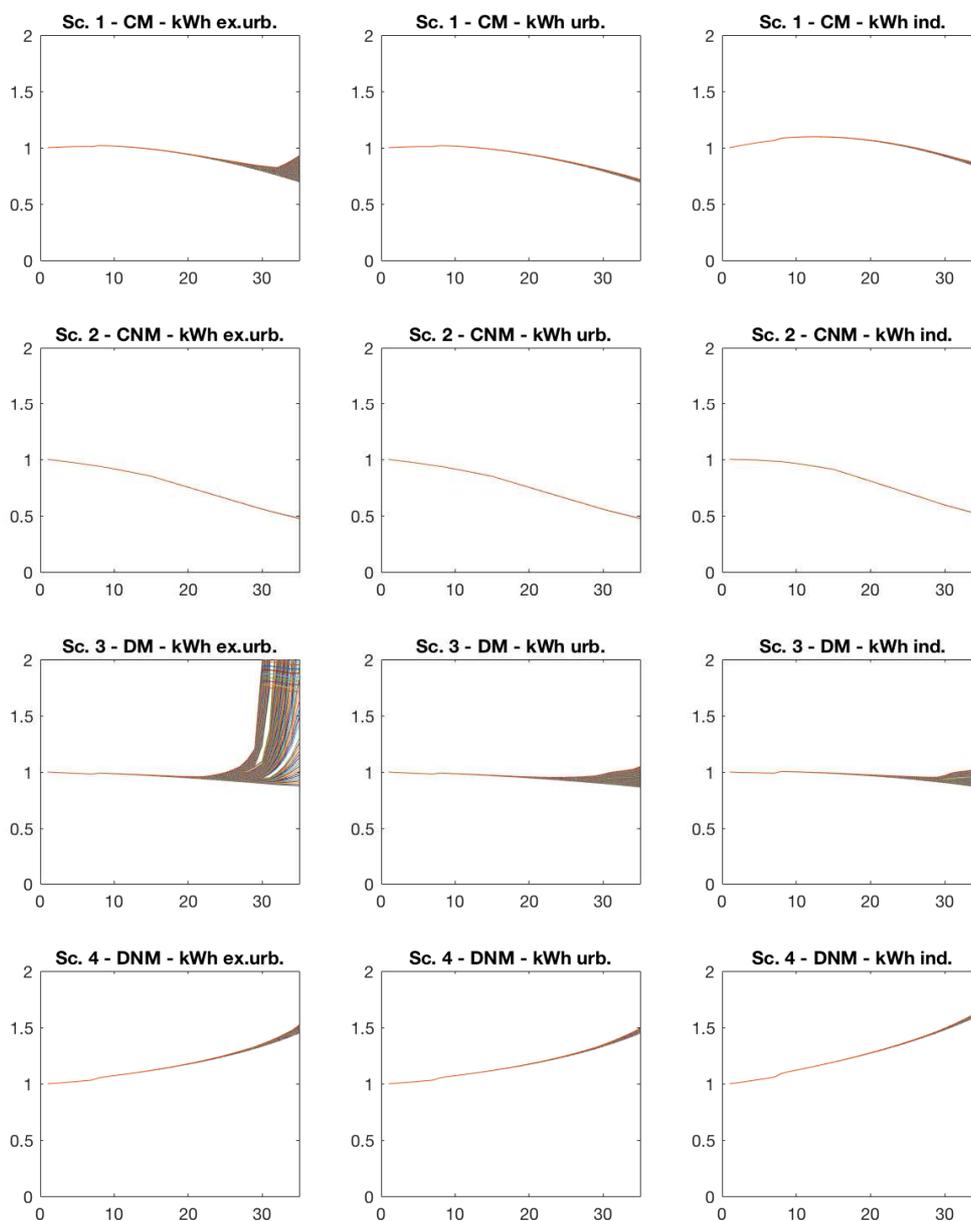


Figure 53. Evolution des coûts du kWh soutiré du réseau (sans subventionnement), normalisés par rapports aux valeurs initiales

Note concernant le graphique Sc3 – DM – kWh ex.urb. : les plateaux finaux correspondent à des phénomènes de divergence, l’assiette de répartition des coûts ayant disparue, la valeur est maintenue à sa dernière valeur calculable.

- Evolution du coût du kWh soutiré du réseau (avec contribution capacitaire des prosommateurs, mais sans politique de subventionnement).

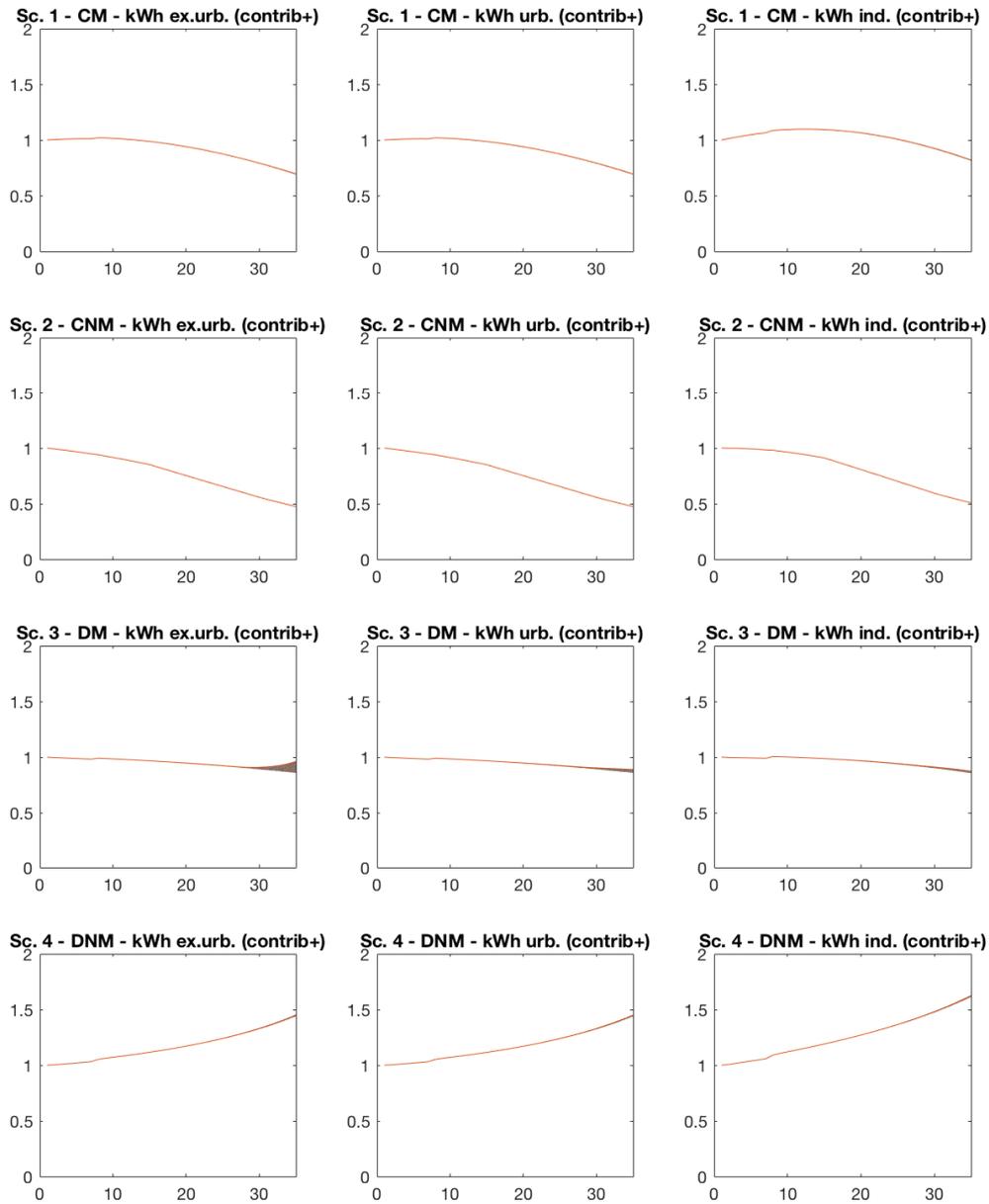


Figure 54. Evolution des coûts du kWh soutiré du réseau (avec contribution capacitaire des prosommateurs, sans subventionnement), normalisés par rapport aux valeurs initiales

- Evolution de la variable 'facture électrique' (sans politique de subventionnement).

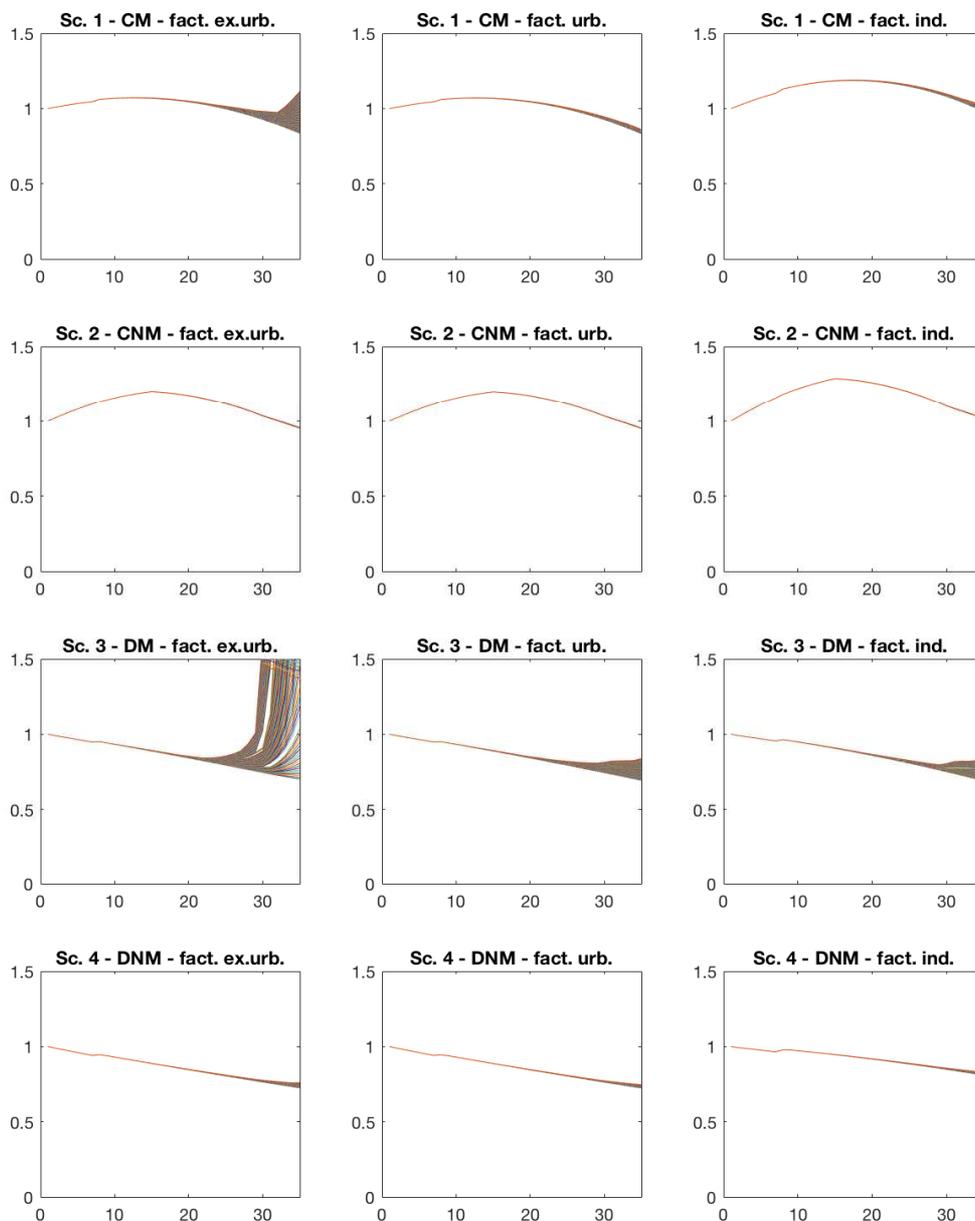


Figure 55. Evolution des variables de 'facture électrique' (sans subventionnement), normalisées par rapports aux valeurs initiales

Note concernant le graphique Sc3 – DM – kWh ex.urb. : les plateaux finaux correspondent à des phénomènes de divergence, l'assiette de répartition des coûts du réseau de distribution ayant disparue, la valeur est maintenue à sa dernière valeur calculable.

- Evolution de la variable 'facture électrique' (avec contribution capacitive des prosommateurs, mais sans politique de subventionnement).

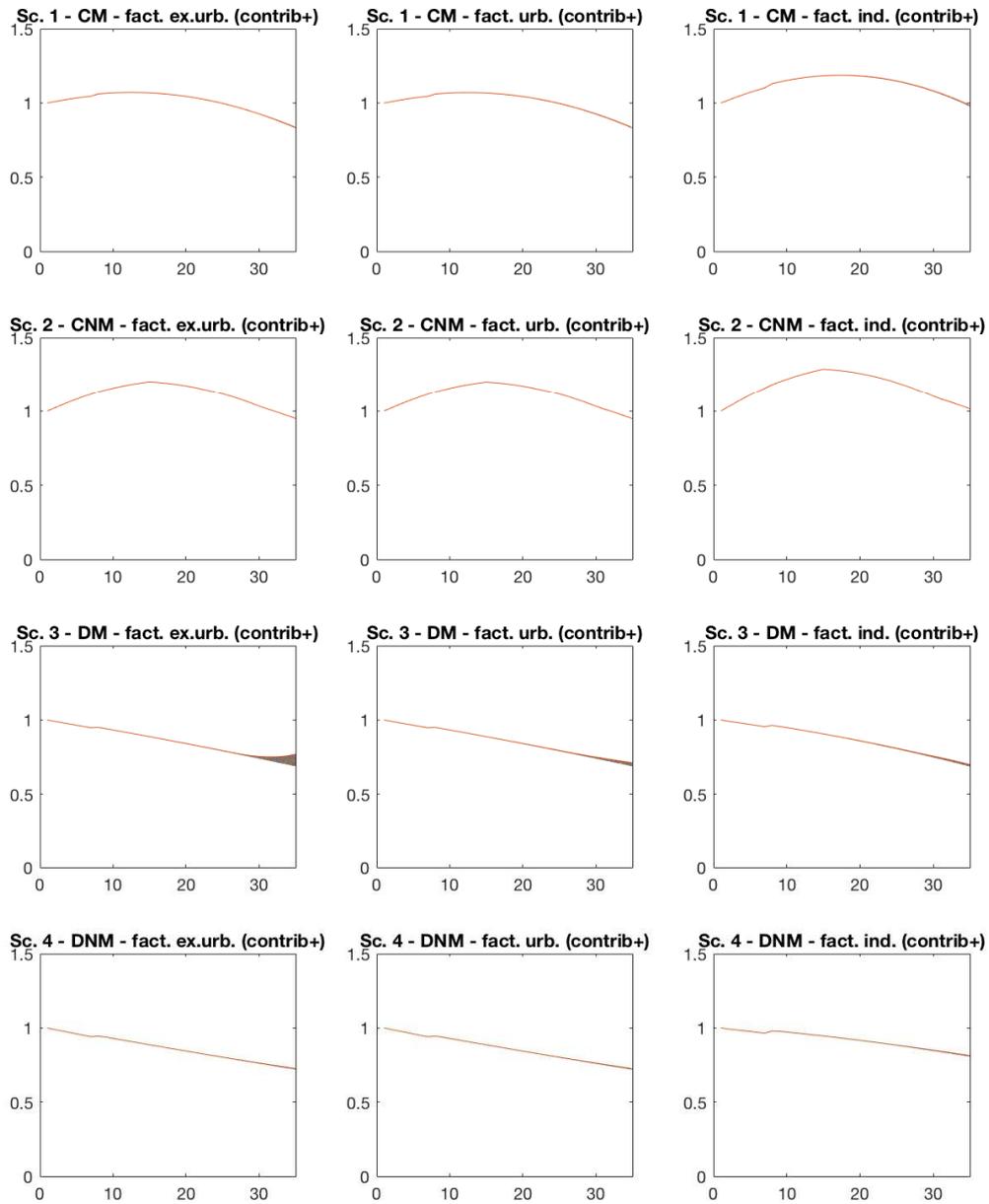


Figure 56. Evolution des variables de 'facture électrique' (avec contribution capacitive des prosommateurs, sans subventionnement), normalisées par rapport aux valeurs initiales

- Evolution de la production décentralisée (sans politique de subventionnement).

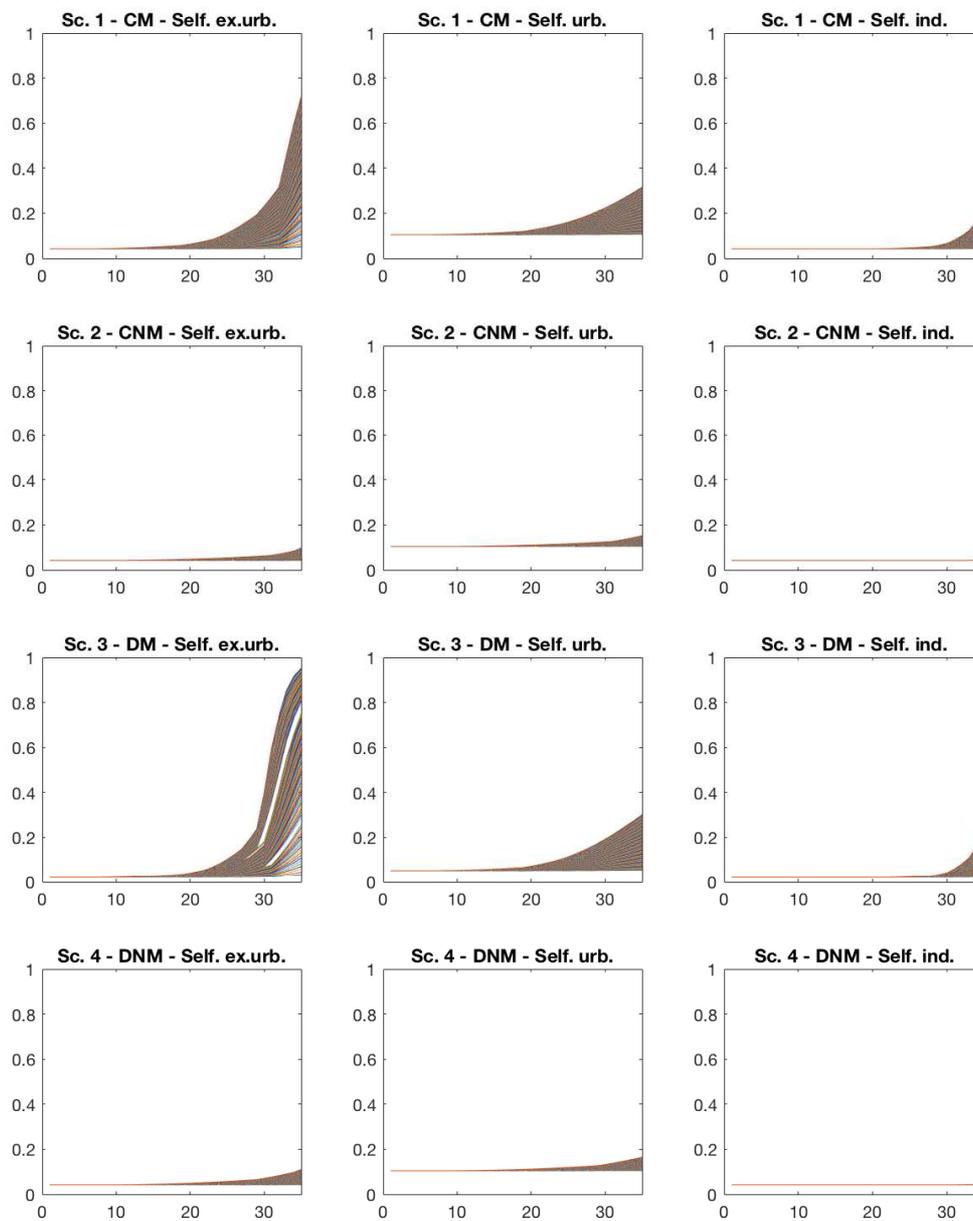


Figure 57. Evolution des productions décentralisées (sans subventionnement), normalisées par rapports aux potentiels respectifs

- Evolution de la production décentralisée (avec contribution capacitaire des prosommateurs, mais sans politique de subventionnement).

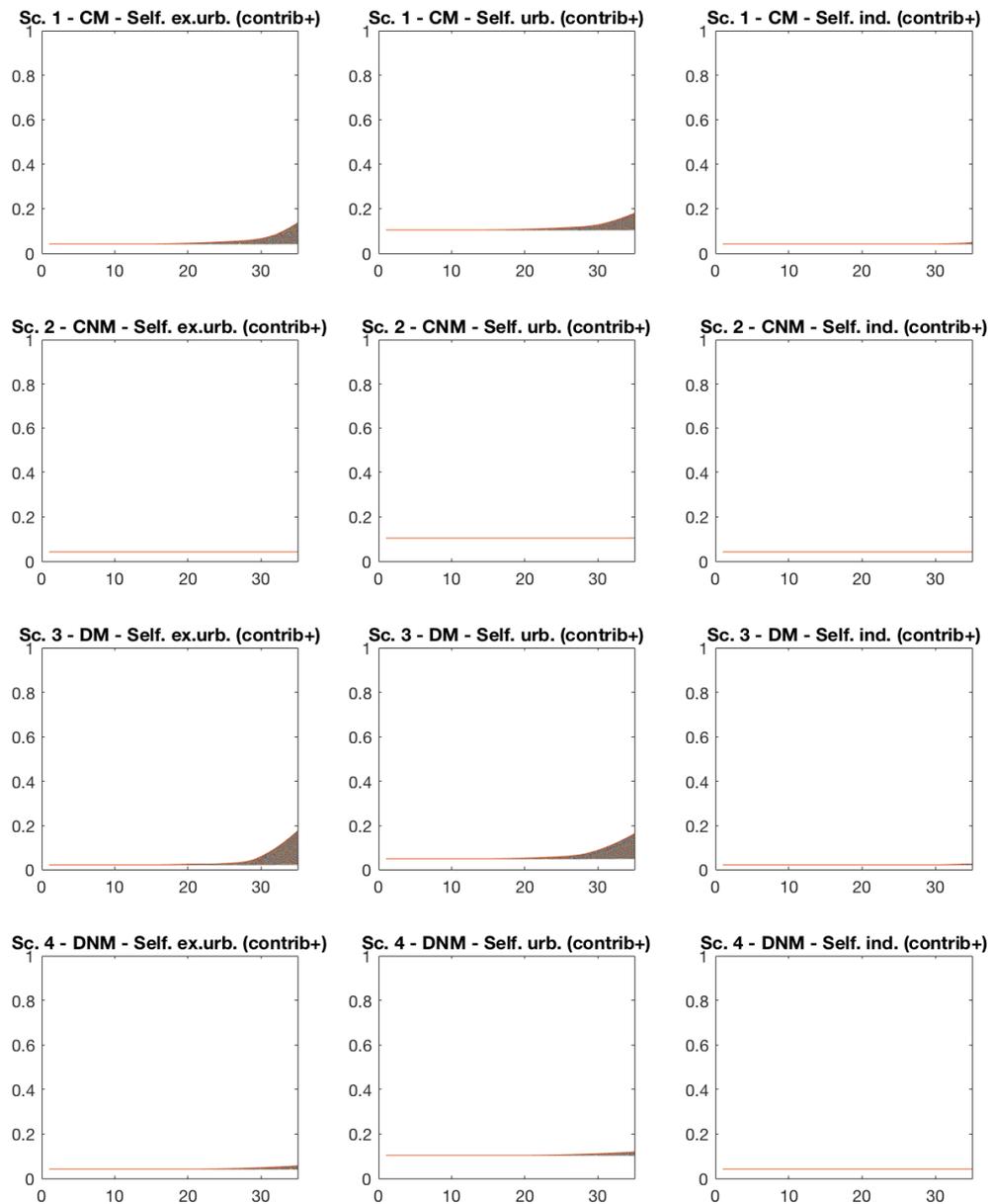


Figure 58. Evolution des productions décentralisées (avec contribution capacitaire des prosommateurs, sans subventionnement), normalisées par rapport aux potentiels respectifs

#### 9.9.4. Troisième ensemble de résultats : allures typiques des évolutions du *mix* électrique.

A titre illustratif, on donne ci-dessous un ensemble de graphique décrivant l'évolution de la production, des importations (et éventuellement des exportations) d'électricité en Wallonie.

- Scénario 1 – Centralisé, Marchand

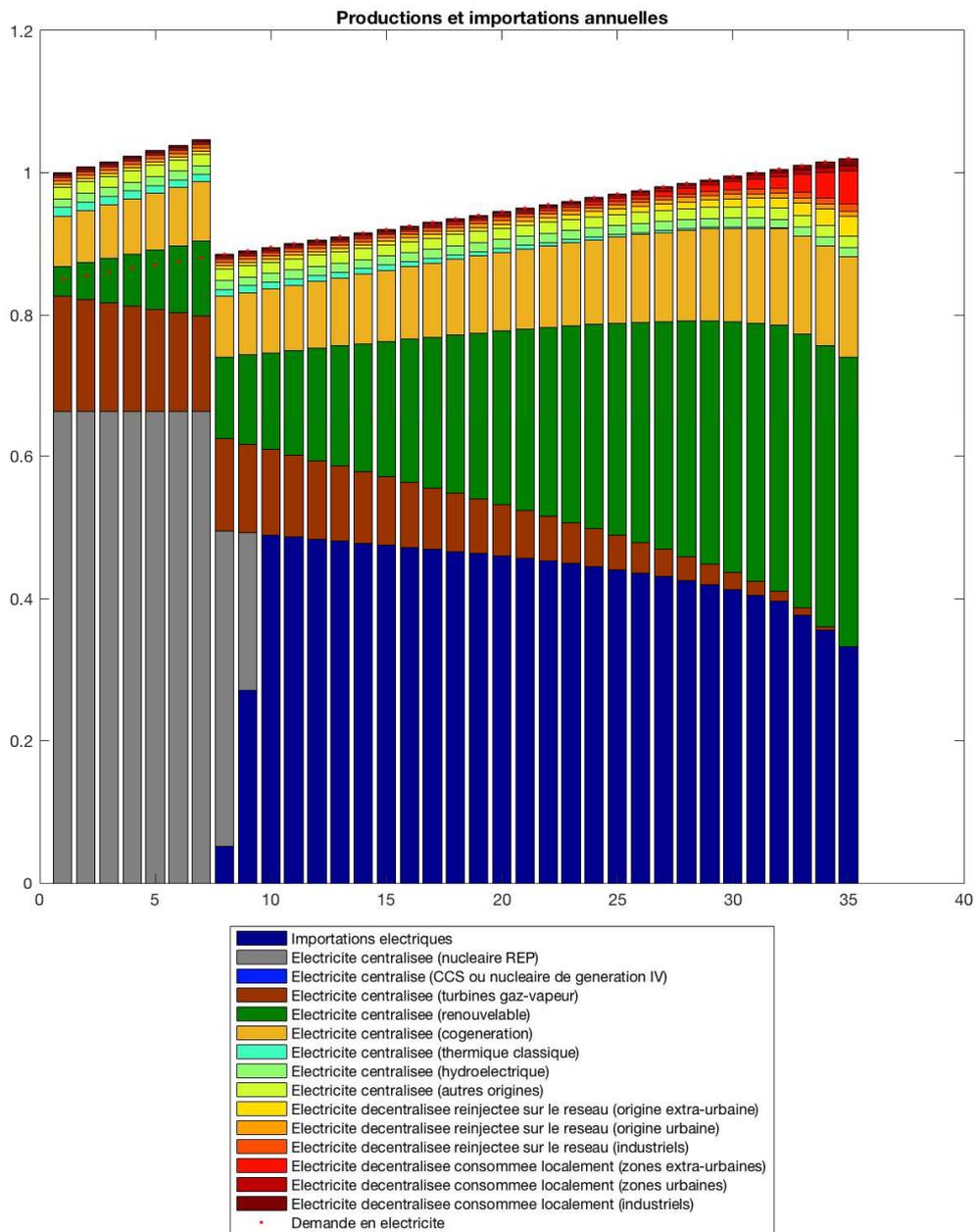


Figure 59: Un exemple d'évolution du mix électrique pour le scénario 1 (Centralisé Marchand)

- Scénario 2 – Centralisé, Non-Marchand.

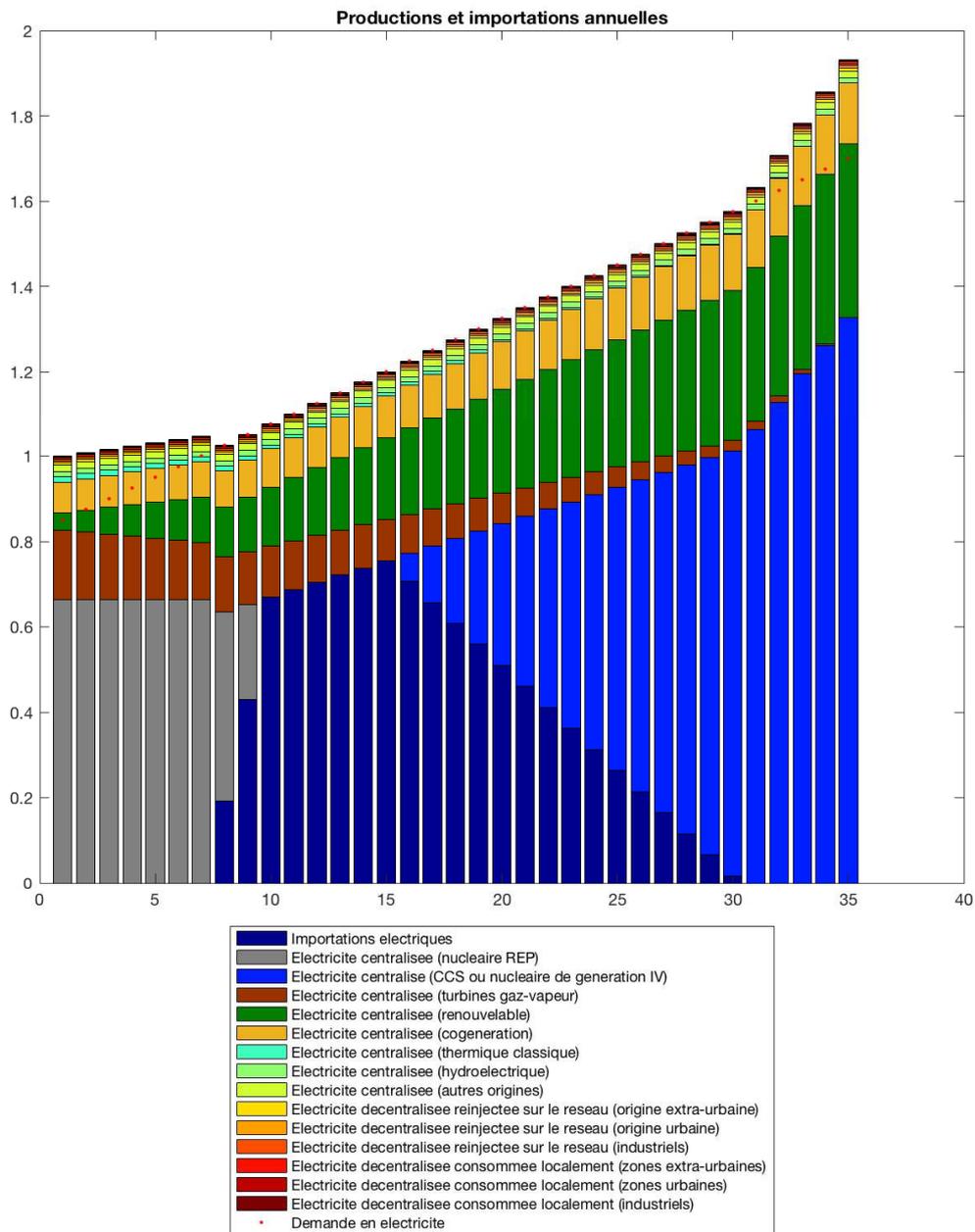


Figure 60. Un exemple d'évolution du *mix* électrique pour le scénario 2 (Centralisé Non-Marchand)

- Scénario 3 – Décentralisé, Marchand.

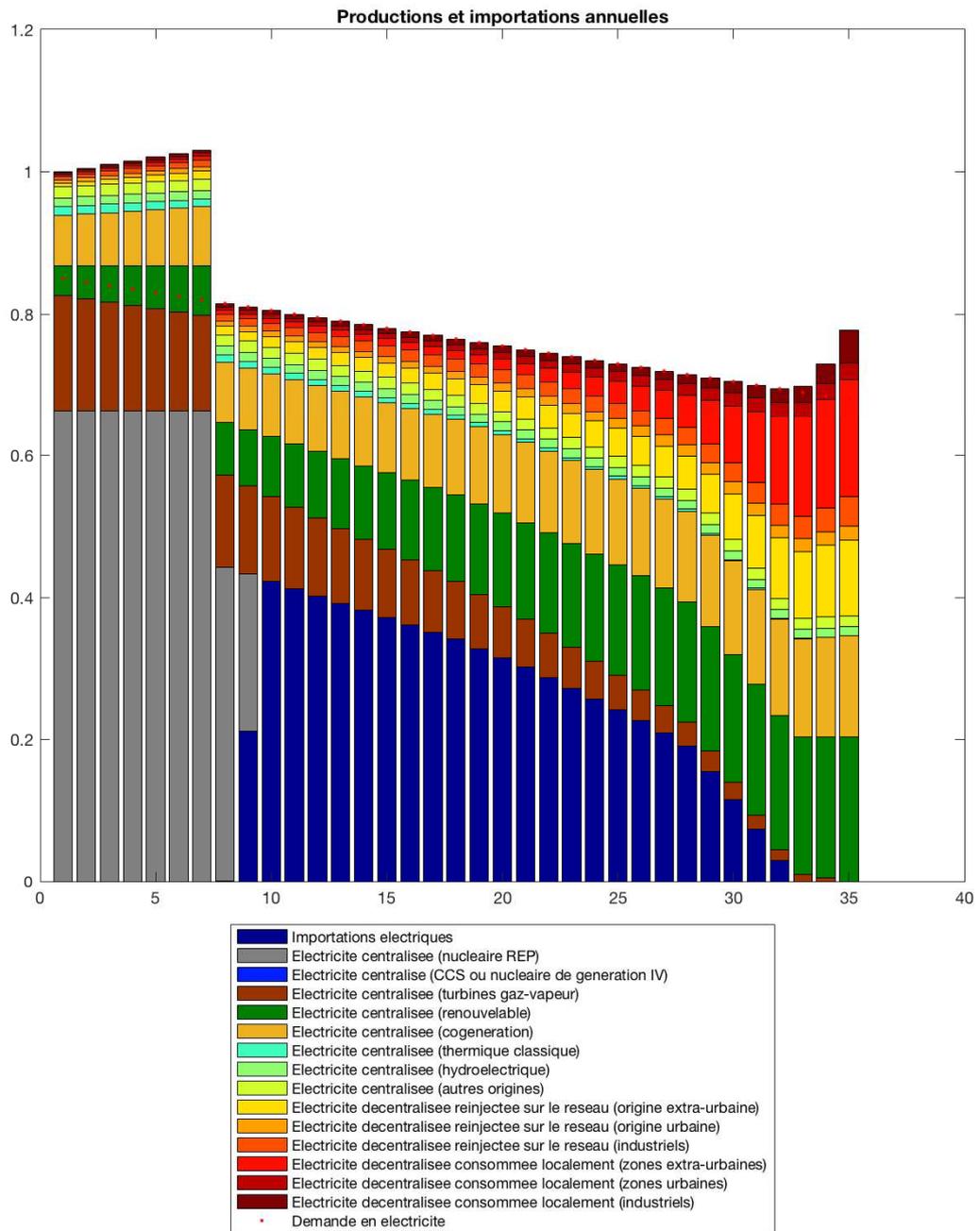


Figure 61. Un exemple d'évolution du *mix* électrique pour le scénario 3 (Décentralisé Marchand)

- Scénario 4 – Décentralisé, Non-Marchand.

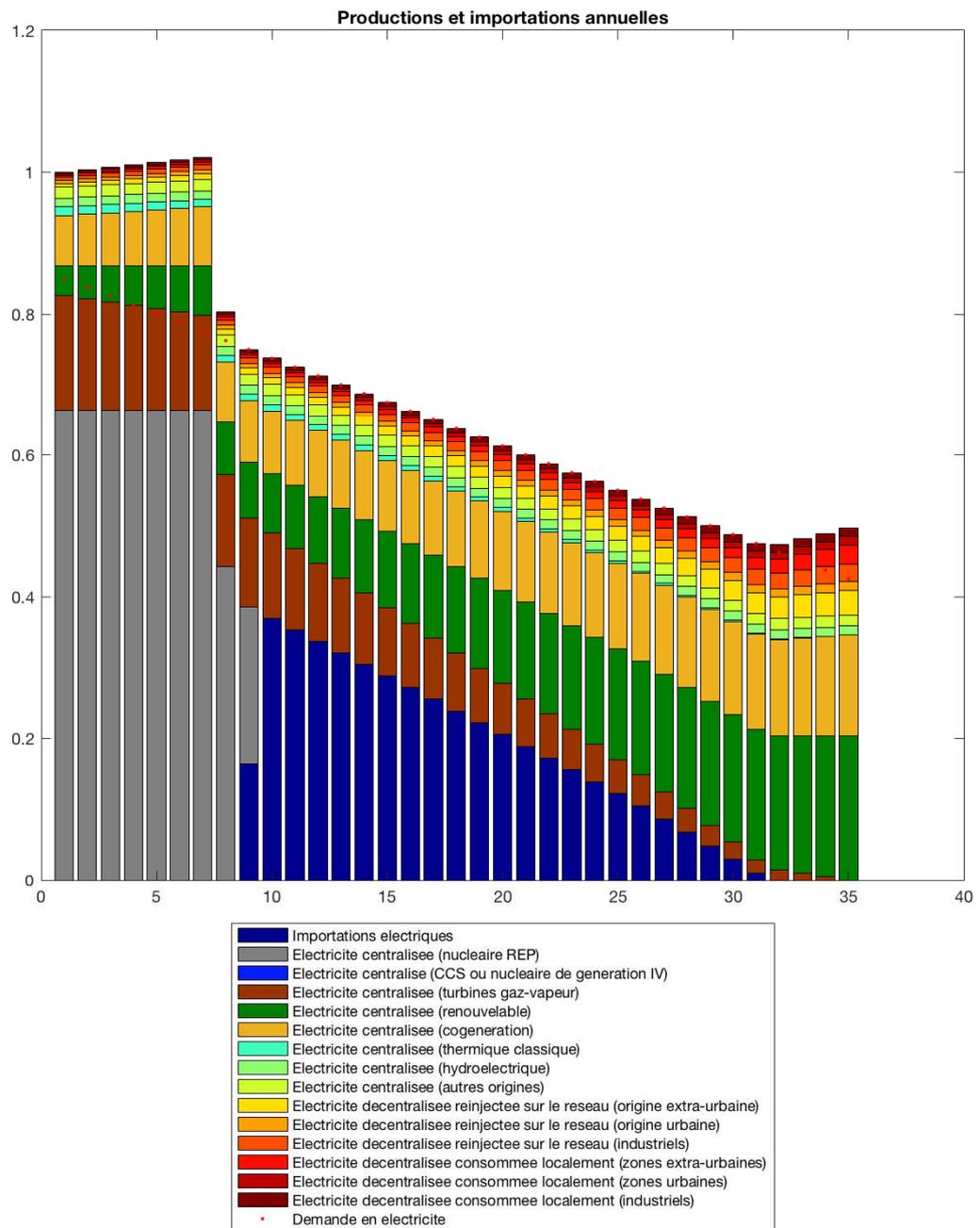


Figure 62. Un exemple d'évolution du *mix* électrique pour le scénario 4 (Décentralisé Non Marchand)

- **Commentaires**

- Toutes les figures illustrent la sortie du nucléaire autour de 2025, avec un phase-out à partir de 2023, conformément à la loi de sortie du nucléaire. Cela engendre, pour tous les scénarios, un déficit de production, qui se traduit mécaniquement par une forte hausse des importations. En pratique, et pour diverses raisons (capacités d'interconnexions, excédents de production à l'extérieur de la Wallonie), ce déficit de production ne serait probablement pas intégralement comblé via les importations, mais cette question sort du cadre de cette étude (à ce sujet, voir notamment la dernière étude d'Elia (Elia 2017)).
- La figure 60 montre à la fois la hausse de la demande électrique, qui double entre le pas de temps initial et le pas de temps final, et la montée en puissance d'une nouvelle technologie de production centralisée à partir du 15ème pas de temps. Entre temps, un recours massif aux importations aux frontières de la Wallonie est mis en place afin de compenser à la fois la hausse de la demande, et la fermeture des réacteurs nucléaires de Tihange. On note également un développement du renouvelable centralisé à son potentiel maximum.
- La figure 59 montre également une hausse de la demande, plus modeste que dans le scénario 2. Le développement du renouvelable centralisé est également porté à son maximum. Les importations aux frontières de la Wallonie s'installent durablement, mais diminuent légèrement en bout de course en raison de la mise en production de gisements décentralisés, devenus attractifs étant donnée la forte baisse des coûts de ces technologies.
- La figure 61 montre une légère baisse de la demande électrique, et un fort déploiement de la production décentralisée. Ce déploiement a tendance à s'accélérer avec le temps. Les importations aux frontières de la Wallonie sont également importantes, mais disparaissent en bout de course, laissant place à une légère capacité d'exportation.
- La figure 62 montre une baisse marquée de la demande électrique, avec un déploiement de la production décentralisée moins marqué qu'à la figure 23. Les importations aux frontières de la Wallonie sont également présentes, et disparaissent également en bout de course, laissant également place à une légère capacité d'exportation.

## 9.10. Conclusions et limites de l'exercice d'illustration quantitative

Les résultats proposés ici n'ont nullement vocation à classer les quatre scénarios, ni par ordre de performance (si tant est qu'on puisse définir un critère de performance), ni par ordre de degré de plausibilité. En effet, la démarche prospective vise à générer des scénarios contrastés, permettant d'appréhender un ensemble de futurs possibles, entre lesquels la réalité a de bonne chance de se trouver.

Ainsi, ce travail d'illustration quantitative s'est attaché à mettre en place un jeu d'hypothèses visant, notamment, à obtenir des résultats contrastés. C'est notamment le cas de l'hypothèse d'uniformité des consommateurs partageant le même réseau de distribution. Cette hypothèse permet de visualiser les effets de '*utility death spiral*', effets qui peuvent néanmoins être mitigés (parfois en altérant le déploiement de la production décentralisée) par une évolution du mécanisme de répartition des coûts d'utilisation des réseaux de distribution. C'est également le cas des différentes hypothèses concernant l'évolution de la demande, qui permettent d'illustrer l'impact de l'évolution de l'assiette de répartition des coûts totaux sur les coûts d'utilisation des

réseaux. Enfin, les hypothèses contrastées concernant la baisse des coûts des différentes technologies en jeu permettent également d'illustrer leur impact sur la dynamique de déploiement de la production décentralisée.

De manière transversale d'un scénario à l'autre, on remarque une grande influence de deux variables : d'une part, la demande, et d'autre part, la variable de diminution des coûts des technologies de production et stockage décentralisés. Ces variables jouent un rôle crucial : en influençant directement l'assiette de répartition des coûts des réseaux en ce qui concerne la demande, et en rendant attractive la production et le stockage décentralisés en ce qui concerne la variable de baisse des coûts technologiques.

On retient également la difficulté à faire ressortir du modèle l'évolution de critères sociaux et environnementaux, ou même certaines notions de coûts ayant été externalisées. Ceci concerne notamment le scénario 1, pour lequel les coûts de développement d'une nouvelle technologie de production centralisée ne sont pas repris dans le coût de l'électricité. Aussi, les scénarios décentralisés laissent entrevoir des changements sociétaux difficiles (voire impossibles) à capter par le biais d'un modèle comme celui que nous avons construit. Cela est probablement une bonne nouvelle, car, en renvoyant ces questions fondamentales en dehors du modèle quantitatif, cette difficulté nous replace au cœur de la démarche prospective, que les résultats quantitatifs ne peuvent que modestement illustrer.



## 10. Références

- ADEME. n.d. "Contribution de l'ADEME à l'élaboration de Visions Énergétiques 2030-2050." ADEME. Accessed December 6, 2017. <http://www.ademe.fr/contribution-lademe-a-lelaboration-visions-energetiques-2030-2050>.
- AIE. 2013. "Global EV Outlook."  
———. 2015a. "Projected Costs of Generating Electricity."  
———. 2015b. "Technology Roadmap. Hydrogen and Fuel Cells."  
———. 2015c. "World Energy Outlook."  
———. 2017. "World Energy Outlook." 2017. <https://www.iea.org/weo2017/>.
- Air Liquide. n.d. "Ses Utilisations Pour l'industrie > Planète Hydrogène." Accessed June 13, 2017. <http://www.planete-hydrogene.com/fr/air-liquide-et-lhydrogene/lhydrogene-pour-lindustrie/ses-utilisations-pour-lindustrie.html>.
- Alizadeh, O. 2012. "Investigation of the Blackouts Complexity Regarding Spinning Reserve and Frequency Control in Interconnected Power Systems," 2012. <https://infoscience.epfl.ch/record/183288/files/238.pdf>.
- AWAC. n.d. "Inventaire d'émission de Gaz à Effet de Serre."
- BFM BUSINESS. 2016. "Le lithium, un métal rare qui fait saliver beaucoup de monde." BFM BUSINESS. May 15, 2016. <http://bfmbusiness.bfmtv.com/entreprise/le-lithium-un-metal-rare-qui-fait-saliver-beaucoup-de-monde-973141.html>.
- Bihouix, P. 2014. *L'âGe Des Low Tech*. Seuil.
- Borchardt, K. 2014. "Benchmarking Smart Metering Deployment in EU."
- Bouton, S., Stefan M. Knupfer, Ivan Mihov, and Steven Swartz. 2017. "Urban Mobility at a Tipping Point | McKinsey & Company." 2017. <http://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability-and-resource-productivity/our-insights/urban-mobility-at-a-tipping-point>.
- British Petroleum. 2016. "BP Statistical Review of World Energy."
- Bureau de Recherches Géologiques et Minières. 2013. "Ressources Minérales : Un Enjeu Stratégique."
- Castaneda, M., M. Jimenez, S. Zapata, C. Franco, and I. Dyner. 2017. "Myths and Facts of the Utility Death Spiral." *Energy Policy*, Energy Policy, 110 (July): 105–16.
- Chatzivasileiadis, S., D. Ernst, and G. Andersson. 2013. "The Global Grid." *Renewable Energy : An International Journal*, 57, Pp 372-383.
- Chatzivasileiadis, S., D. Ernst, G. Andersson, and L. Jones. 2014. "Global Power Grids for Harnessing World Renewable Energy." *Renewable Energy Integration: Practical Management of Variability, Uncertainty and Flexibility in Power Grids*, Pp 175-188.
- Chenais, J. 2016. "Les Réacteurs Électrogènes de Faible Puissance Ou Small Modular Reactors (SMR)."
- CLIMACT. 2011. "Vers Une Wallonie Bas-Carbone En 2050."
- CLIMACT, UCL Core, Bureau Fédéral du Plan, ICEDD, IDD, ULg Lentic, and Pierre Vanderstraeten. 2015. "Etude de Prospective 'Transition Énergétique' Rapport Final." IWEPS.
- CLIMACT, and VITO. 2013. "Scenarios for a Low Carbon Belgium by 2050."
- Commission européenne. 1999. "SDEC - Schéma de Développement de l'Espace Communautaire - Vers Un Développement Spatial Équilibré et Durable Du Territoire de l'Union Européenne." [http://ec.europa.eu/regional\\_policy/sources/docoffic/official/reports/pdf/sum\\_fr.pdf](http://ec.europa.eu/regional_policy/sources/docoffic/official/reports/pdf/sum_fr.pdf).  
———. 2011a. "Analysis Associated with the Roadmap to a Resource Efficient Europe."  
———. 2011b. "Energy Roadmap 2050."  
———. 2011c. "Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency."  
———. 2014. "Sécurité Énergétique: La Commission Propose Une Stratégie Globale Pour Renforcer La Sécurité de l'approvisionnement." [file:///C:/Users/YM/Downloads/IP-14-606\\_FR.pdf](file:///C:/Users/YM/Downloads/IP-14-606_FR.pdf).

- . 2015. “Identification of Appropriate Generation and System Adequacy Standards for the Internal Electricity Market, Final Report.”
- . 2016a. “Commission Staff Working Document: Country Report Belgium 2016 Including an In-Depth Review on the Prevention and Correction of Macroeconomic Imbalances.”
- . 2016b. *Directive Relative à La Protection Des Personnes Physiques à l’égard Du Traitement Des Données à Caractère Personnel*.
- . 2016c. *Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms*.
- . 2016d. *Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council Concerning Measures to Safeguard the Security of Gas Supply and Repealing Regulation*.
- . 2016e. *Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the Governance of the Energy Union*.
- . 2016f. *Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the Internal Market for Electricity*.
- . 2016g. “Quarterly Reports on European Gas Markets, Market Observatory for Energy.”
- . 2016h. “EU Reference Scenario 2016 – Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050.”
- . n.d. “Technology Information Sheet : Heat Pumps.”
- CRE. n.d. “L’intégration Des EnR / L’agrégateur : Un Nouveau Métier Pour Le Marché Électrique.” Accessed December 6, 2017. <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=integrationenr-nouveau-metier>.
- Cuvelier, A. 2016. “Plan Air-Climat-Energie 2016-2022, Dans ECO-CIR : Vers Une Vision Intégrée de La Protection de l’air et Du Climat En Wallonie.”
- CWAPE. 2016. “RAPPORT CD-16j19-CWaPE-0015 Concernant ‘l’Analyse Des Prix de l’électricité et Du Gaz Naturel En Wallonie (Clients Professionnels) Sur La Période de Janvier 2009 à Décembre 2015’ En Application de l’article 43, §2, 13° Du Décret Du 12 Avril 2001 Relatif à l’organisation Du Marché Régional de l’électricité et de l’article 36, §1, 11° Du Décret Du 19 Décembre 2002 Relatif à l’organisation Du Marché Régional Du Gaz. Commission Wallonne Pour l’Energie.”
- . 2017. “ETUDE CD-17c09-CWaPE-0022 Sur ‘La Facture d’Électricité’ Rendue En Application de l’article 43bis, § 1er Du Décret Du 12 Avril 2001 Relatif à l’organisation Du Marché Régional de l’électricité. Commission Wallonne Pour l’Energie.”
- De Oliveira e Silva, G., and P. Heindrick. 2017. “Photovoltaic Self-Sufficiency of Belgian Households Using Lithium-Ion Batteries, and Its Impact on the Grid,” 2017, *Applied Energy* 195 edition.
- Desarnaud, G. 2017. “Cyberattaques et Systèmes Énergétiques. Faire Face Au Risque.” *Études de l’Ifri*, January. [https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/desarnaud\\_cybersecurite\\_2017\\_sl\\_0.pdf](https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/desarnaud_cybersecurite_2017_sl_0.pdf)
- Desbrosses, N. 2012. “Understanding the Electrification of Industrial Energy Consumption in Europe,” 2012. <http://www.leonardo-energy.org/blog/understanding-electrification-industrial-energy-consumption-europe>
- Devogelaer, D. 2014. “Belgische Black-Outs Berekend, Een Kwantitatieve Evaluatie van Stroompannes in België, Bureau Fédéral Du Plan, Working Paper 3-14.,” 2014.
- Devogelaer, D., J. Duerinck, D. Gusbin, Y. Marenne, W. Nijs, M. Orsini, and M. Pairon. 2012. “Towards 100% Renewable Energy in Belgium by 2050.”
- Devogelaer, D., and D. Gusbin. 2015. “2030 Climate and Energy Framework for Belgium, Impact Assessment of a Selection of Policy Scenarios up to 2050.”
- Dorr, A. 2017. “Common Errors in Reasoning about the Future: Three Informal Fallacies.” *Technological Forecasting and Social Change* 116 (March): 322–30. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2016.06.018>.
- E3MLab, and IIASA. 2016. “Technical Report on Member State Results of the EU CO Policy Scenarios,” [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20170125\\_-\\_technical\\_report\\_on\\_euco\\_scenarios\\_primes\\_corrected.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20170125_-_technical_report_on_euco_scenarios_primes_corrected.pdf).

- ECOFYS. 2015. "Identifying Energy Efficiency Improvements and Savings Potential in Energy Networks, Including Analysis of the Value of Demand Response."
- e-Highway. 2015. "Europe's Future Secure and Sustainable Electricity Infrastructure e-Highway2050 Project Results."
- Elia. 2013. "Facts and Figures."
- . 2017. "Electricity Scenarios for Belgium towards 2050. Elia's Quantified Study on the Energy Transition in 2030 and 2040."
- . n.d. "Alegro - Aachen Liège Electric Grid Overlay - Elia." Accessed December 6, 2017a. <http://www.elia.be/fr/projets/projets-reseau/alegro/alegro-content>.
- . n.d. "Capacité de Transport Aux Frontières - Elia." Accessed December 6, 2017b. <http://www.elia.be/fr/produits-et-services/mecanismes-transfrontaliers/capacite-de-transport-aux-frontieres>.
- . n.d. "Nemo - Elia." Accessed December 6, 2017c. <http://www.elia.be/fr/projets/projets-reseau/Nemo>.
- . n.d. "Réserve Stratégique." Accessed December 5, 2017d. <http://www.elia.be/fr/grid-data/Reserve-strategique>.
- Enea Consulting. 2013. "L'exergie, Concept, Enjeux et Usages Pour l'industrie."
- ENGIE. 2015. "Coo : Une Expertise Reconnue En Matière de Stockage d'énergie." 2015. <http://corporate.engie-electrabel.be/fr/actualite/coo-une-expertise-reconnue-en-matiere-de-stockage-denergie/>.
- . 2017. "Le Numérique, Un Allié de La Transition Énergétique." <https://www.engie.com/brevés/numerique-et-transition-energetique/>.
- ENTSO-E. 2015. "Scenario Outlook & Adequacy Forecast."
- ENTSO-G. 2017. "Ten-Year Network Development Plan."
- Ernst, D. 2017. "Uber-like Models for the Electrical Industry," 2017. <https://orbi.ulg.ac.be/bitstream/2268/205035/5/ernst-UBER-electricity.pdf>.
- Farhangi, H. 2010. "The Path of the Smart Grid." *IEEE Power and Energy Magazine*, 8(1).
- FEBEG. n.d. "Statistiques Gaz." Accessed January 24, 2018. <https://febeg.be/fr/statistiques-gaz-0>.
- Ferguson, R, W Wilkinson, and R. Hill. 2000. "Electricity Use and Economic Development.," 2000.
- Fluxys. n.d. "Transport et ZTP Services de Négoce." Accessed December 6, 2017. <http://www.fluxys.com/belgium/fr-BE/Services/Transmission/Transmission>.
- Fonteneau, R., and D. Ernst. 2017. "On the Dynamics of the Deployment of Renewable Energy Production Capacities." *Mathematical Advances Towards Sustainable Environmental Systems Furze, James N., Swing, Kelly, Gupta, Anil K., McClatchey, Richard H., Reynolds, Darren M. Springer*, 2017.
- Forum Nucléaire. n.d. "Débat Sur La Politique Énergie Européenne." Forum Nucleaire. Accessed September 1, 2017. <https://www.forumnucleaire.be/actus/nouvelle/debat-sur-la-politique-energie-europeenne>.
- France Culture. 2012. "Les terres rares en cartes et dans la presse : un marché stratégique." France Culture. February 1, 2012. <https://www.franceculture.fr/sciences/les-terres-rares-en-cartes-et-dans-la-presse-un-marche-strategique>.
- François-Lavet, V., Q. Gemine, D. Ernst, and R. Fonteneau. 2016. "Towards the Minimization of the Levelized Energy Costs of Microgrids Using Both Long-Term and Short-Term Storage Devices." *Smart Grid: Networking, Data Management, and Business Models*, 2016.
- François-Lavet, V., D. Taralla, D. Ernst, and R. Fonteneau. 2016. "Deep Reinforcement Learning Solutions for Energy Microgrids Management." *European Workshop on Reinforcement Learning (EWRL)*.
- Frogneux, N., C. Luyckx, and F. Bartiaux. 2014. "Liberté Individuelle et Contraintes Matérielles : Une Approche Conceptuelle de La Pauvreté Énergétique En Belgique," 2014. <https://vertigo.revues.org/15617>.
- Gahleitner, G. 2013. "Hydrogen from Renewable Electricity: An International Review of Power-to-Gas Pilot Plants for Stationary Applications," 2013.

- GEMIX. 2012. "Quel Mix Énergétique Pour La Belgique Aux Horizons 2020 et 2030." [http://economie.fgov.be/fr/binaries/Gemix2\\_fr\\_tcm326-201917.pdf](http://economie.fgov.be/fr/binaries/Gemix2_fr_tcm326-201917.pdf).
- Generation IV International Forum. 2014. "Technology Roadmap Update for Generation IV Nuclear Energy Systems." <https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2014-03/gif-tru2014.pdf>.
- Georgescu Roegen, N. 1979. *La Décroissance. Entropie - Ecologie - Economie*.
- Gutiérrez-Martín, F., and L. M. Rodríguez-Antón. 2016. "Power-to-SNG Technology for Energy Storage at Large Scales." *International Journal of Hydrogen Energy* 41 (42): 19290–303. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.07.097>.
- Hamelin, Stéphane. n.d. "Territoire Énergétique." Accessed September 1, 2017. [http://geoessm.com/index.php?option=com\\_content&view=article&id=66&Itemid=59](http://geoessm.com/index.php?option=com_content&view=article&id=66&Itemid=59).
- IGEAT. 1995. "Avant-Projet de Plan Régional d'aménagement Du Territoire."
- Infos du nain. 2012. "Comprendre Le Peak Everything." November 8, 2012. <http://auxinfosdunain.blogspot.com/2012/11/comprendre-le-peak-everything.html>.
- International Electrotechnical Commission (IEC). 2011. "Electrical Energy Storage. White Paper." <http://www.iec.ch/whitepaper/pdf/iecWP-energystorage-LR-en.pdf>.
- IPCC. 2006. "IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 2 Energy." ———. 2014. "Intergovernmental Panel on Climate Change, Fifth Assessment Report." <https://www.ipcc.ch/report/ar5/syr/>.
- Ippersiel, B. 2016. "De La Mort Annoncé Du Projet Territorial à l'urbanisme Transactionnel." In *Cinquante Ans d'action Territoriale. Un Socle, Des Pistes Pour Le Futur*, Presses universitaires de Louvain. sous la direction d'Yves Hanin. <https://pul.uclouvain.be/book/?gcoi=29303100506510#>.
- IWEPS. 2017. "Evolution de La Consommation Finale d'énergie Par Secteur et Par Vecteur En Wallonie."
- Jackson, T. 2016. *Prosperity without Growth, Economics for a Finite Planet, Second Edition*.
- Journal officiel des Communautés européennes. 2000. *Charte Des Droits Fondamentaux de l'Union Européenne*. [http://www.europarl.europa.eu/charter/pdf/text\\_fr.pdf](http://www.europarl.europa.eu/charter/pdf/text_fr.pdf).
- Jouvenel, Hugues de. 2002. "La démarche prospective."
- La Libre.be. 2015. "Electrabel Songe à Doper La Capacité de Sa Centrale de Coö de 50%." 2015. <http://www.lalibre.be/economie/libre-entreprise/electrabel-songe-a-doper-la-capacite-de-sa-centrale-de-coo-de-50-555abddf3570fde9b34e0188>.
- Laconte, P. 2012. "La Loi Du 29 Mars 1962 Sur l'urbanisme et Ses Effets: Quelques Réflexions," *Les cahiers nouveaux*, , no. 82 (August). [file:///G:/ECO/MAR%20R%C3%A9s.%20Enrg.%20IWEPS/DATA/A.2.%20Revue%20litt%C3%A9rature/Am%C3%A9nagement%20du%20territoire/LOI%201962%20sur%20l'urbanisme%20et%20ses%20effets\\_Quelques%20r%C3%A9flexions.pdf](file:///G:/ECO/MAR%20R%C3%A9s.%20Enrg.%20IWEPS/DATA/A.2.%20Revue%20litt%C3%A9rature/Am%C3%A9nagement%20du%20territoire/LOI%201962%20sur%20l'urbanisme%20et%20ses%20effets_Quelques%20r%C3%A9flexions.pdf).
- Lallemand, A. 2007. "Énergie, Exergie, Économie, Thermo-Économie.," 2007.
- Le Monde. 2015. "Stockage de l'énergie Solaire. VOSS Une Solution En Béton !" 2015. [http://www.lemonde.fr/progres-innovation/article/2015/08/06/stockage-de-l-energie-solaire-voss-une-solution-en-beton\\_4714226\\_4647173.html](http://www.lemonde.fr/progres-innovation/article/2015/08/06/stockage-de-l-energie-solaire-voss-une-solution-en-beton_4714226_4647173.html).
- L'Echo. 2017. "Interview de J-P Hansen et de J. Percebois: Dans l'énergie, Il Faut Revenir Aux Choix Publics.," August 26, 2017.
- LeCun, Y., Y. Bengio, and G. Hinton. 2015. "Deep Learning." *Nature*, 521(7553), 436-444., 2015.
- Lehner, M., R. Tichler, H. Steinmuller, and M. Koppe. 2014. "The Power-to-Gas Concept. Power-to-Gas." *Technology and Business Models. Part of the Series SpringerBriefs in Energy Pp 7-17*.
- Lescarts, R. 1975. *Dictionnaire Des Métaux Non Ferreux*. Marabout Université.
- Lloyd, S. 2000. "Ultimate Physical Limits to Computation." *Nature* 406 (6799): 1047–54. <https://doi.org/10.1038/35023282>.
- Lloyds, and University of Cambridge. 2015. "Business Blackout – The Insurance Implications of a Cyber-Attack on the US Power Grid."
- Lynas corporation. 2013. "Annual Report."

- Mac Kinsey Company. 2017. "A Revolutionary Tool for Cutting Emissions, Ten Years On." April 21, 2017. <https://www.mckinsey.com/about-us/new-at-mckinsey-blog/a-revolutionary-tool-for-cutting-emissions-ten-years-on>.
- McDaniel, P., and S. McLaughlin. 2009. "Security and Privacy Challenges in the Smart Grid." *IEEE Security & Privacy*, 7(3).
- Moore, G. 1965. "Cramming More Components onto Integrated Circuits." *Electronics*.
- . 1975. "Progress in Digital Integrated Electronics." *IEEE Text Speech Intel Coropration*. [http://www.eng.auburn.edu/~agrawvd/COURSE/E7770\\_Spr07/READ/Gordon\\_Moore\\_1975\\_Speech.pdf](http://www.eng.auburn.edu/~agrawvd/COURSE/E7770_Spr07/READ/Gordon_Moore_1975_Speech.pdf).
- Mureddu, M. 2016. "Islanding the Power Grid on the Transmission Level : Less Connections for More Security," 2016. <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC5054509/>.
- National Climate Commission, Belgium. 2017. "Reporting on Projections – BELGIUM, under Article 14 of Regulation (EU) N° 525/2013 of the European Parliament and of the Council of 21 May 2013 on a Mechanism for Monitoring and Reporting Greenhouse Gas Emissions and for Reporting Other Information at National and Union Level Relevant to Climate Change,." [http://cdr.eionet.europa.eu/be/eu/mmr/art04-13-14\\_lcds\\_pams\\_projections/projections/envwlmwrg/Report\\_projections\\_Belgium\\_2017.pdf](http://cdr.eionet.europa.eu/be/eu/mmr/art04-13-14_lcds_pams_projections/projections/envwlmwrg/Report_projections_Belgium_2017.pdf).
- Niu, S., J. Yanqin, W. Wendie, H. Renefi, H. Lili, and L. Yan. 2013. "Electricity Consumption and Human Development Level: A Comparative Analysis Based on Panel Data for 50 Countries,." 2013.
- NREL. n.d. "Vehicle-to-Grid Integration | Energy Systems Integration Facility | NREL." Accessed December 6, 2017. <https://www.nrel.gov/esif/vehicle-grid-integration.html>.
- Nykvist, B., and M. Nilsson. 2015. "Rapidly Falling Costs of Battery Packs for Electric Vehicles," 2015, Nature Climate Change edition. <https://www.nature.com/nclimate/journal/v5/n4/pdf/nclimate2564.pdf>.
- Observatoire de l'industrie électrique. 2017. "La Blockchain et l'énergie."
- Office of technology assessment at the German Bundestag. n.d. "What Happens during a Black- Out, Technology Assessment Studies Series." [www.tab-beim-bundestag.de](http://www.tab-beim-bundestag.de).
- Parlement européen. 2010. *RÈGLEMENT (UE) No 994/2010 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL Du 20 Octobre 2010 Concernant Des Mesures Visant à Garantir La Sécurité de l'approvisionnement En Gaz Naturel et Abrogeant La Directive 2004/67/CE Du Conseil*. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32010R0994&from=FR>.
- . 2016. *Règlement (UE) 2016/679 Du Parlement Européen et Du Conseil Du 27 Avril 2016 Relatif à La Protection Des Personnes Physiques à l'égard Du Traitement Des Données à Caractère Personnel et à La Libre Circulation de Ces Données, et Abrogeant La Directive 95/46/CE*.
- Piatek, J.M., and R Béhin. 2012. "Actualités-Effacement Électrique En Fonderie, Une Nouvelle Manière de Consommer l'énergie." *Fonderie Magazine* (29) 11.
- Poncelet, J.-P. 2017. "L'Europe à Tous Vents. Chronique d'une Ambition Énergétique Manquée." Académie Éditions. 2017. <http://academie-editions.be/accueil/298-leurope-a-tous-vents.html>.
- Portail de Wallonie. 1999. "Schéma de Développement de l'espace Régional." <http://developpement-territorial.wallonie.be/Dwnld/SDER%2Bcartes.PDF>.
- . 2017. "Aménagement Du Territoire et Urbanisme | Portail de La Wallonie." 2017. <http://www.wallonie.be/fr/competences/amenagement-du-territoire-et-urbanisme>.
- Reuters. 2014. "Popular Electricity Smart Meters in Spain Can Be Hacked, Researchers Say," 2014.
- Rifkin, J. 2012. *La Troisième Révolution Industrielle. Comment Le Pouvoir Latéral va Transformer l'énergie, l'économie et Le Monde*. Les Liens qui libèrent.
- Roques, F., D. Perekhodtsev, and C. Verhaeghe. 2015. "Towards the Target Model 2.0: Policy Recommendations for a Sustainable EU Power Market Design,." 2015.
- Rosenberg, N. 1998. "The Role of Electricity in Industrial Development." *The Energy Journal*, 1998. [http://www.jstor.org/stable/41322772?seq=1#page\\_scan\\_tab\\_contents](http://www.jstor.org/stable/41322772?seq=1#page_scan_tab_contents).

- Rousseaux, V., A. Sinzot, and Y. Hanin. 2010. "Les Aventures Du Plan Régional. De l'avant-Projet de PRAT Au SDER." <http://cpdt.wallonie.be/sites/default/files/pdf/3prat-sder.pdf>.
- Scheer, H. 2007. *Autonomie Énergétique*. Actes Sud. <http://www.actes-sud.fr/catalogue/ecologie-developpement-durable/autonomie-energetique>.
- Sen, A. 1999. *Development as Freedom*. Oxford University Press.
- Shah, Vishal, and Jerimiah Booreman-Phelps. 2015. "Solar Grid Parity in a Low Oil Price. Deutsche Bank Markets Research." <https://www.db.com/cr/en/concrete-deutsche-bank-report-solar-grid-parity-in-a-low-oil-price-era.htm>.
- Sierzchula, W., S. Bakker, K. Maat, and B. Van Wee. 2012. "The Competitive Environment of Electric Vehicles: An Analysis of Prototype and Production Models." *ResearchGate*. [https://www.researchgate.net/publication/257739457\\_The\\_Competitive\\_Environment\\_of\\_Electric\\_Vehicles\\_An\\_Analysis\\_of\\_Prototype\\_and\\_Production\\_Models](https://www.researchgate.net/publication/257739457_The_Competitive_Environment_of_Electric_Vehicles_An_Analysis_of_Prototype_and_Production_Models).
- . 2014. "The Influence of Financial Incentives and Other Socio-Economic Factors on Electric Vehicle Adoption." *ResearchGate*, 2014. [https://www.researchgate.net/publication/260609038\\_The\\_influence\\_of\\_financial\\_incentives\\_and\\_other\\_socio-economic\\_factors\\_on\\_electric\\_vehicle\\_adoption](https://www.researchgate.net/publication/260609038_The_influence_of_financial_incentives_and_other_socio-economic_factors_on_electric_vehicle_adoption).
- Sinitsyn, N. 2017. "Is There a Quantum Limit on Speed of Computation?" *Theoretical Division, Los Alamos National Laboratory*.
- Société de développement régional pour la Wallonie. 1981. "Proposition d'un Maillage Urbain En Wallonie. Une Première Approche." [http://developpement-territorial.wallonie.be/Dwnld/Oeuvres/maillage\\_urbain.pdf](http://developpement-territorial.wallonie.be/Dwnld/Oeuvres/maillage_urbain.pdf).
- SOFICO. n.d. "Description de La Centrale de La Plate Taille." <http://www.sofico.org/sites/default/files/contribue/pdf/SOF%2013%20Plate%20Taille%20ANNEXES%20I%20C3%A0%20V.pdf>.
- Speneberg, R., Brüggemann, and H. Schwartke. 2016. "PLC-Blaster: A Worm Living Solely in the PLC." [www.blackhat.com](http://www.blackhat.com).
- SPF Economie (DG Energie), and Bureau fédéral du Plan. 2016. "Etude Prospective Concernant La Sécurité d'approvisionnement En Gaz Naturel à l'horizon 2025-2030."
- SPW. 2013. "Projet de SDER Approuvé Par Le Gouvernement Wallon."
- . n.d. "Les Indicateurs > Production > Production d'électricité." Accessed December 5, 2017. <http://environnement.wallonie.be/enviroentreprises/pages/etatenviindustrie.asp?doc=syn-ele-pro>.
- SPW DGO3. n.d. "Les Indicateurs > Production > Production d'électricité." Accessed January 24, 2018. <http://environnement.wallonie.be/enviroentreprises/pages/etatenviindustrie.asp?doc=syn-ele-pro>.
- SPW DGO4. 2013. "Les Indicateurs > Production > Production d'électricité." 2013. <http://environnement.wallonie.be/enviroentreprises/pages/etatenviindustrie.asp?doc=syn-ele-pro>.
- . 2016a. "Bilan Énergétique de La Wallonie 2014."
- . 2016b. "Bilan Énergétique de La Wallonie, 2014, Bilan de Transformation."
- Taleb, N. 2010. *Le Cygne Noir. La Puissance de l'imprévisible*. Les Belles Lettres.
- Techniques de l'ingénieur. 2014. "Le Coût de l'électricité Photovoltaïque Dans Le Monde Est de l'ordre de 5 Centimes d'euros Le KWh Produit." <https://www.techniques-ingenieur.fr/>.
- UIT. 2008. "Présentation Générale de La Cybersécurité. SÉRIE X: RÉSEAUX DE DONNÉES, COMMUNICATION ENTRE SYSTÈMES OUVERTS ET SÉCURITÉ. Sécurité Du Cyberespace – Cybersécurité Recommandation UIT-T X.1205."
- ULiège. 2013. "Modélisation et Analyse Des Systèmes. Notes de Cours." Université de Liège Faculté des Sciences Appliquées Département d'Électricité, Électronique, et Informatique. Année académique 2013-2014.
- UNEP. 2013. "Environmental Risks and Challenges of Anthropogenic Metals Flows and Cycles."
- United States Geological Survey. 2016. "Mineral Commodity Summaries."

- US Department of Homeland Security. 2014. "Year in Review. Industrial Control Systems Cyber Emergency Response Team."
- Villon de Benveniste, G. 2014. "Innovation et Progrès : Est-Ce La Même Chose?" *The Innovation and Strategy Blog* (blog). July 9, 2014.  
<http://theinnovationandstrategyblog.com/2014/07/09/linnovation-et-le-progres-est-ce-la-meme-chose/>.
- Weiss, M., M. Patel, M. Junginger, A. Perujo, P. Bonnel, and G. Van Grootveld. 2012. "On the Electrification of Road Transport - Learning Rates and Price Forecasts for Hybrid-Electric and Battery-Electric Vehicles." *Science Direct*, 2012.  
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421512004508>.
- Williams, J., A. De Benedictis, R. Ghanadan, A. Mahone, J. Moore, W. Morrow, S. Price, and M. Torn. 2012. "The Technology Path to Deep Greenhouse Gas Emissions Cuts by 2050: The Pivotal Role of Electricity," 2012.



---

## LISTE DES ANNEXES

Annexe 1 : Liste des acronymes .....	II
Annexe 2 : Liste des abréviations utilisées pour définir les variables du système.....	IV
Annexe 3 : Liste des personnes invitées à participer à la consultation en ligne .....	VI
Annexe 4 : Questionnaire adressé aux témoins privilégiés.....	X
Annexe 5 : Compte-rendu de la réunion présentielle du 14 décembre 2016.....	XII





## Annexe 1 : Liste des acronymes

ACER : Agency for the Cooperation of Energy Regulators

AIE : Agence Internationale de l'Énergie

ARP : Acces Responsible Party (responsable d'équilibre)

BRP : Balance Responsible Party

BT : Basse tension

CCS : Carbon Capture and Storage

CoDT : Code du Développement Territorial

CWaPE : Commission Wallonne pour l'Énergie

CWATUP : Code Wallon de l'Aménagement du Territoire, de l'Urbanisme et du Patrimoine

DSM : Demand Side Management (gestion de la demande (d'électricité))

DSO : Distribution System Operator (= GRD)

ENTSO-E: European Network of Transmission System Operator for Electricity

ENTSO-G : European Network of Transmission System Operator for Gas

EPR : Evolutionary Power Reactor

ESCO : Energy Service Company

ETS : Emission trading system

GES : Gaz à effet de serre

GIEC : Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'évolution du Climat

GNL : Gaz naturel liquéfié

GRD : Gestionnaire de Réseaux de Distribution

GRT : Gestionnaire de Réseaux de Transport

GW : Gigawatt (unité de puissance)

HT : Haute tension

LOLE : Loss of Load Expectation

MicMac : Matrice d'Impacts Croisés Multiplication Appliqués à un Classement

Mt : Mégatonnes

Mtep : Millions de tonnes d'équivalent pétrole

MW: Mégawatt (unité de puissance)

NECP : National Energy Climate Plan

NIMBY : Not In My Backyard (syndrome du NIMBY)

NW : Négawatt (en référence à l'énergie qui n'est pas consommée)

OSP : Obligation de services publics

PRAT : Plan Régional d'Aménagement du Territoire

R&D : Recherche et Développement

SDT : Schéma de Développement du Territoire

SDER : Schéma de Développement de l'Espace Régional

SER : Source d'énergie renouvelable

SMR : Small Modular Reactor

SNG : Synthetic Natural Gas

SPW : Service Public de Wallonie

STEP : Station de Transfert d'Energie par Pompage

SWOT : Strengths (forces), Weaknesses (faiblesses), Opportunities (opportunités), Threats (menaces)

TGV : Turbine Gaz Vapeur

TP : Témoin privilégié

TSO : Transmission System Operator (= GRT)

TWh : TéraWattheure (unité d'énergie)

UNEP : United Nations Environment Program

## Annexe 2 : Liste des abréviations utilisées pour définir les variables du système

Innovations technologiques : Innov.Tech

Cadre européen : CadreEurop

Mix électrique : MixElectri

Rentabilité de la mobilité électrique : RentaMobEI

Rentabilité des gaz de synthèse et des biogaz : RentaGazSy

Marché mondial des énergies : MarchéEner

Structure de l'économie wallonne : StrucEcoWa

Niveau d'interconnexions : NivInterco

Degré d'intelligence des réseaux : IntelResea

Cadre législatif et réglementaire : CadreLetR

Market design : MarketDesi

Niveau d'éducation : NivEducati

Rôle des gestionnaires de réseaux :RôleGestio

Gouvernance : Gouvernanc

Interactions entre réseaux :InterRésea

Rôle des acteurs du marché :RôleActeur

Accessibilité aux énergies de réseaux :AccesRésea

Flexibilité (demande et production) : Flexibilit

Capacité de stockage d'énergie : CapaStocka

Fiabilité des réseaux : FiabilitéR

Mutualisation, solidarité, cohésion sociale : Mutualisat

Sécurité d'approvisionnement : SécuApprov

Compétitivité des entreprises : CompétEntr

Précarité énergétique : PrécaritéE

Transparence du fonctionnement : Transparen

Niveau d'emploi : NivEmploi

Contraintes environnementales locales : ContEnvLoc

Normes techniques : NormesTech

Politique d'aménagement du territoire : PolitqAdT

Développement des transports en commun : DévelopTEC

Acceptation sociale des infrastructures : AccSocInfr

Vie privée et libertés individuelles : ViePrivée

Cybersécurité : CyberSecur

Politique wallonne fiscale et tarifaire : PoFiscTarW

Ressources minérales mondiales : ResMinéral

### Annexe 3 : Liste des personnes invitées à participer à la consultation en ligne

Catégorie	Sous-Catégorie	Institution	Témoign privilégié	Profil
Académique et R&D	Académiques	UCLouvain	Jean-Pierre Raskin	Ingénierie électricité
Académique et R&D	Académiques	ULB	Jean-Claude Maun	Ingénierie réseaux électriques
Académique et R&D	Académiques	ULB	Grégoire Walleborn	Philosophe, physicien
Académique et R&D	Académiques	UCLouvain	Thierry Brechet	Economiste
Académique et R&D	Académiques	orcadia asset management	Etienne de Callatay	Economiste
Académique et R&D	Académiques	Georgia Tech	Miroslav Begovic	Ingénierie réseaux électriques
Académique et R&D	Académiques	Virginia Tech	Lamine Mili	Ingénierie réseaux électriques
Académique et R&D	Académiques	ULB	Samuel Furfari	Economiste
Académique et R&D	Autres experts	3E	Grace Nunez	Consultant
Académique et R&D	Autres experts	DECC	Jan Ole Kiso	Consultant
Académique et R&D	Autres experts	ECF	Dries Acke	Histoire et relations internationales
Académique et R&D	Autres experts	Greenwatch	J Kervin	Technologies électricité
Académique et R&D	Autres experts	EDORA	Yvan Hella	Renouvelable
Académique et R&D	Autres experts	PWC	Luc Vercruyssen	Consultant
Académique et R&D	Autres experts	SIA partners	Benoit Aubard	Consultant
Académique et R&D	Technologies	Cluster Tweed	Cédric Brüll	Consultant
Académique et R&D	Technologies	FEDELEC	Kris Vandingenen	Installateurs
Académique et R&D	Technologies	TESLA	Marc van Impe	Technologies électricité (batteries)
Académique et R&D	Technologies	ENGIE - Lab	Daniel Marenne	Technologies électricité (véhicules)
Acteurs des réseaux	Agrégateurs	Actility	Arnaud Latiers	Agrégateurs
Acteurs des réseaux	Agrégateurs	Energy Pool	Alain Vandevenne	Agrégateurs
Acteurs des réseaux	Agrégateurs	REstore	Peter Schell	Agrégateurs
Acteurs des réseaux	Fournisseurs	COCITER	Fabienne Marchal	Coopératives citoyennes
Acteurs des réseaux	Fournisseurs	Energie 2030	Patrick Kelleter	Coopératives citoyennes
Acteurs des réseaux	GRD	EANDIS	Peter Depauw	Transporteurs/distributeurs
Acteurs des réseaux	GRD	EDSO for Smart Grid		Transporteurs/distributeurs

Acteurs des réseaux	GRD	ORES	Nicolas De Coster	Transporteurs/distributeurs
Acteurs des réseaux	GRD	Régie de Wavre	Roger Le Bussy	Transporteurs/distributeurs
Acteurs des réseaux	GRD	RESA	Luc Warichet	Transporteurs/distributeurs
Acteurs des réseaux	GRT	ELIA	Alexandre Torreele	Transporteurs/distributeurs ELEC
Acteurs des réseaux	GRT	Fluxys	Linus Lapidare	Transporteurs/distributeurs GAZ
Acteurs des réseaux	GRT/D	Synergrid	Bérénice Crabs	Transporteurs/distributeurs
Acteurs des réseaux	Producteurs énergie	ENGIE - ELECTRABEL	Geert FOSTIER	Producteurs
Acteurs des réseaux	Producteurs énergie	EDF Luminus	Frank Schoonmaker	Producteurs
Acteurs des réseaux	Producteurs et fournisseurs	FEPEG	Vincent Deblocq	Producteurs
Acteurs des réseaux	SER	APERe - Association pour la Promotion des Energies Renouvelables	Michel Huart	Renouvelable
Acteurs des réseaux	SER	Edora	Franck Gérard	Renouvelable
Acteurs des réseaux	SER	Perpetum	Jérôme Flament	Renouvelable
Autorités	Régulateur	Brugel	Farid Fodil Pacha	Régulateurs
Autorités	Régulateur	CREG	Bart De Waele	Régulateurs
Autorités	Régulateur	VREG	Thierry Vanraenenbroeck	Régulateurs
Fédérations	Entreprises	FEBELOOP	Stéphane Boulanger	Coopératives citoyennes
Fédérations	Entreprises	UWE	André Lebrun	Consommateurs professionnels
Fédérations	Entreprises	Union des classes moyennes	Silvia Doga	Consommateurs professionnels
Fédérations	Grande distribution	COMEOS	Géraldine Verwilghen	Consommateurs professionnels
Fédérations	Industries	Febeliec	Grégoire Dallemagne	Consommateurs professionnels
Fédérations	Monde agricole	FWA	Christian Hick	Agriculture
Fédérations	Services financiers	FEBELFIN	Ivo Van Bulck	Finances
ONGs	Associations environnementales	BBL	Van Dyck Sara	ONG Environnementales
ONGs	Associations environnementales	IEW - Inter-Environnement Wallonie asbl	Gaëlle Warnant	ONG Environnementales
Société civile et consommateurs	Associations de consommateurs	RWADE	Aurélie Ciuti	Social
Société civile et consommateurs	Associations de consommateurs	Service de médiation de l'énergie	Philippe Devuyst	Social

Société civile et consommateurs	Associations de consommateurs	Touche pas à mes certificats verts	Régis François	Consommateurs résidentiels
Société civile et consommateurs	Associations de consommateurs	Test-Achat	Olivier Lesage	Consommateurs résidentiels
Société civile et consommateurs	Formation/Sensibilisation	CEPAG	Lydie Gaudier	Formation
Société civile et consommateurs	Formation/Sensibilisation	Infor Gaz-élec	Nicolas Poncin	Consommateurs résidentiels
Société civile et consommateurs	Syndicat	ACV-CSC	De Wel Bert	Syndicat
Société civile et consommateurs	Syndicat	FGTB	Storme Sébastien	Syndicat
Fédérations	Santé-Hôpitaux	SANTHEA	Denis Herbaux	Santé
Académique et R&D	Académiques	KULeuven / WEC - Belgium	William D'Haeseleer	Académiques
Académique et R&D	Autres experts	BNB	Luc Dufresne	Economiste
Acteurs des réseaux	Gaz naturel	PRONJNL	Jean-Louis Pairon	Technologies gaz naturel
Fédérations	Consommateurs précarisés?	Fédération des CPAS	Sabine Wernerus	Social
Fédérations	Autres experts	Union des Villes et Communes de Wallonie	Marianne Duquesne	Syndicat
Académique et R&D	Autres experts	Greenskill	Olivier Squilbin	Ingénieur réseaux électriques



## Annexe 4 : Questionnaire adressé aux témoins privilégiés

### Texte d'introduction au questionnaire

Les réseaux d'électricité et de gaz naturel sont des éléments centraux de nos économies. En mettant en relation producteurs et consommateurs, ils permettent à nos économies de fonctionner et de se développer. Ils sont comme les artères de nos sociétés qui acheminent l'énergie là où elle doit être consommée, quand elle doit être consommée. Sans réseaux, pas d'échange d'énergies. Les centrales électriques sont inutiles, les industries s'arrêtent, les trains s'immobilisent.

Depuis leur apparition, les réseaux ont fortement évolué. Leur capacité a progressé, ils se sont interconnectés, se sont étendus territorialement et ont dû s'adapter à la libéralisation des marchés de l'énergie. Aujourd'hui plusieurs forces agissantes continuent à transformer la structure des réseaux, leur rôle, leur fonctionnement,... On pense, par exemple, à la montée en puissance de productions renouvelables intermittentes et à la gestion intelligente des consommations d'électricité.

L'exercice auquel nous vous invitons à participer a pour ambition d'essayer, avec vous, de mieux comprendre et de mieux anticiper les futurs possibles des réseaux énergétiques.

### Questionnaire

- Q1. Pouvez-vous décrire brièvement votre rôle au sein de votre organisation ?
- Q2. Du point de vue des réseaux de gaz et d'électricité (transport et distribution), êtes-vous (ou représentez-vous) un : Producteur d'énergie, Transporteur, Distributeur d'énergie, Agrégateur, Fournisseur d'équipements, Consommateur, Autoprodacteur/Prosommateur, Régulateur, un Observateur /Consultant, Autre
- Q3. Pensez-vous que votre rôle (ou celui de votre institution) dans les réseaux de gaz et d'électricité est appelé à évoluer à l'avenir ? - Pouvez-vous commenter cette réponse ?
- Q4 : D'après vous, quels sont les éléments qui permettent de caractériser les réseaux de gaz et d'électricité (ex : leur fiabilité, la possibilité offerte à tous de s'y connecter, leur capacité, leur degré de centralisation, les interconnexions, le cadre réglementaire wallon,...) ?
- Q5 : Au cours des 2 dernières décennies, la libéralisation des marchés de l'énergie et la montée en puissance du renouvelable ont eu un impact majeur sur l'organisation et le fonctionnement des réseaux d'électricité et de gaz. Qu'en pensez-vous ? Voyez-vous d'autres éléments qui ont également été déterminant dans l'évolution des réseaux au cours des 30 dernières années ?
- Q6 : De nombreux experts s'accordent pour penser que la gestion intelligente de la demande d'électricité et l'apparition de nouveaux acteurs (ex : les prosommateurs qui sont à la fois des producteurs et des consommateurs) sont en train de modifier profondément le fonctionnement des réseaux. Qu'en pensez-vous ? Voyez-vous d'autres éléments qui agissent aujourd'hui pour transformer les réseaux ?
- Q7 : De même, des technologies émergentes de stockage d'énergie (hydrogène, gaz naturel de synthèse) ou encore la volonté européenne d'avancer vers un grand marché européen de l'énergie sont des éléments de nature à modifier profondément le fonctionnement et l'architecture des réseaux. Qu'en pensez-vous ? Voyez-vous d'autres éléments qui pourraient également transformer les réseaux électriques et de gaz dans les 30 prochaines années ?
- Q8. Pensez-vous que l'on pourrait assister à des changements radicaux, à des ruptures dans l'évolution et le développement des réseaux de gaz et d'électricité dans les 30 prochaines années (une percée technologique majeure, un changement législatif radical,...)?



## Annexe 5 : Compte-rendu de la réunion présentielle du 14 décembre 2016

### Préambule

Cette note a pour objectif de synthétiser les échanges qui ont eu lieu au cours de la réunion du 14 décembre 2016 rassemblant un ensemble de témoins privilégiés de l'évolution des réseaux énergétiques wallons. Comme il a été convenu que les échanges entre les participants resteraient confidentiels, le compte-rendu des différentes prises de parole ne reprend pas les noms des personnes qui sont intervenues ni d'ailleurs le nom des personnes présentes dans chaque sous-groupe de travail. Précisons que ces comptes rendus n'ont pas la prétention d'être exhaustifs, mais ils essaient, malgré tout et modestement, de garder la mémoire de ce qui a été dit lors de cette réunion d'échanges très riches.

La réunion s'est déroulée en deux phases. Après un rappel des objectifs du projet et de la méthodologie prospective suivie, la liste des variables pré-identifiées grâce à la consultation en ligne a été présentée et discutée. Dans un second temps, les participants à la matinée se sont répartis en 4 sous-groupes pour approfondir certaines questions clés en partant d'une série de propositions/affirmations volontairement caricaturales qui avaient pour objectif d'aider les participants à se positionner par rapport aux questions traitées.

Il faut encore préciser que les échanges qui ont eu lieu dans chaque sous-groupe ont suivi des évolutions différentes. Ceci explique que la structure des différents comptes rendus n'est pas homogène.

### Compte-rendu de la réunion en plénière

Pour rappel, la liste de variables présentées en début de séance est la suivante :

Accessibilité aux énergies de réseaux
Cadre européen (politique énergétique et climatique, y compris l'efficacité énergétique)
Cadre législatif et réglementaire
Capacité de stockage d'énergie
Compétitivité des entreprises
Complexité (y compris transparence du fonctionnement)
Degré d'intelligence des réseaux (smartification, big data, intelligence artificielle)
Fiabilité des réseaux
Flexibilité (demande et production)
Gouvernance (y compris le rôle du régulateur)
Innovations technologiques

Interactions entre réseaux (y compris le rôle des micro-réseaux)
Marché mondial des énergies
Market design
Mix électrique (y compris le ratio renouvelable/nucléaire et le rapport centralisé/décentralisé)
Mutualisation, solidarité, cohésion sociale
Niveau d'éducation (formation technique et professionnelle, informations)
Niveau d'interconnexions avec l'étranger
Précarité énergétique
Rentabilité (et pénétration) des gaz de synthèse (hydrogène, power-to-gas) et des biogaz
Rentabilité (et pénétration) de la mobilité électrique
Rôle des (nouveaux) acteurs du marché
Rôle des gestionnaires de réseaux
Sécurité d'approvisionnement
Structure de l'économie wallonne

Dans la suite de ce compte-rendu, seules les variables ayant fait l'objet de commentaires spécifiques sont évoquées.

### **Capacité de stockage d'énergie**

Il est rappelé que le stockage se définit par sa capacité mais aussi par sa granularité, sa flexibilité.

Il faut aussi garder à l'esprit l'importance du service rendu par le stockage (intermittent ou saisonnier).

Il est rappelé que l'aspect 'mobile / statique' des capacités de stockage est une dimension importante à prendre en compte.

Enfin, la question est posée de savoir si le stockage doit être vu de façon agrégée (station de pompage turbinage, batteries, *power-to-gas*, etc) ou pas.

### **Compétitivité des entreprises**

Pour cette variable, il faudrait distinguer l'industrie électrique et gazière des autres entreprises.

### **Degré d'intelligence des réseaux (*smartification*, *big data*, intelligence artificielle)**

Pour ce point en lien avec la complexité des réseaux, il est rappelé que l'intelligence des réseaux peut aussi permettre de simplifier les choses.

## **Rentabilité (et pénétration) de la mobilité électrique**

Ce concept semble trop réducteur pour certains. Il faudrait plutôt parler de de mobilité alternative.

## **Rôle des (nouveaux) acteurs du marché**

Il sera important de prendre en compte l'acteur 'Client'

## **Remarques générales sur les variables**

Un intervenant se demande si on peut vraiment considérer qu'on part 'de rien' dans la construction des scénarios. En effet, il existe un cadre dans lequel les réseaux s'inscrivent. Peut-on vraiment imaginer, par exemple, un scénario de type 'disparition de l'Europe' ? A cette question, le consortium répond que, dans le cadre de travaux prospectifs, il faut être exploratoire et s'autoriser de tels scénarios considérés aujourd'hui comme extrêmes.

Certaines variables déterminent l'évolution des réseaux alors que d'autres sont des conséquences de l'évolution des réseaux. Effectivement, il existe plusieurs grands types de variables : variables de contrôle, d'état, de contexte, des variables motrices et des variables dépendantes.

Un intervenant se déclare surpris de ne pas voir une variable 'emploi'. Il est répondu que cet aspect est repris dans la variable 'structure de l'économie wallonne'.

Un intervenant s'étonne du nombre de variables prises en considération. Effectivement, il sera nécessaire de les regrouper.

Il est rappelé l'importance de ce travail prospectif dans la perspective du nouveau '*Winter Package*' de la Commission européenne qui est en phase de consultation auprès des états membres. Le présent travail devrait permettre de mieux faire recadrer le discours politique avec la réalité de terrain.

Il est rappelé l'importance de s'accorder sur quelques définitions (ex : qu'est-ce qu'un réseau ?). De même il y a parfois une confusion entre variables et paramètres. Un travail de mise en cohérence de ces concepts pourrait être utile.

Il est rappelé l'importance des services que rendent les réseaux d'énergie à la collectivité (ex : éclairage public).

Il manque l'élément 'TEMPS' dans les variables pré-identifiées (notamment pour ce qui concerne l'amortissement des équipements).

Il manque une variable relative aux questions climatiques et environnementales.

Tout ce qui concerne les normes (fréquence, tension, pression) peut (et devrait) être amené à changer. Il s'agit donc d'une variable à prendre en compte.

Au niveau de la mobilité, Il y a un focus fort sur la mobilité électrique. Il importe de ne pas oublier les autres motorisations alternatives (hydrogène, CNG) ainsi que les transports publics ?

On ne voit pas apparaître de variables relatives à l'occupation des sols, il est sans doute nécessaire d'en tenir compte.

Le rapport étant à destination des parlementaires, ne devrait-il pas proposer des réponses à des questions assez simples : des réseaux pour qui et pour quoi ?

### **Compte rendu de l'atelier 'Enjeux sociétaux'**

Dans cet atelier, les discussions se sont structurées autour des prises de position de chacun autour des affirmations caricaturales qui avaient été proposées.

***'Le coût de développement des réseaux communicants créera un fossé grandissant entre réseaux communicants (chers et performants) et réseaux historiques (bon marché mais peu performants).'***

Lors d'un premier tour de table cette proposition récolte les votes suivants : NON : 5 OUI : 3  
NEUTRE : 0

Lors d'un second tour cette proposition récolte les votes suivants : NON : 6 OUI : 2 NEUTRE : 0

Arguments à l'appui du OUI :

- L'exploitation des possibilités du réseau communicant demande un investissement personnel que tous les consommateurs n'ont pas les capacités et/ou les motivations de réaliser (ex : Investissement dans la domotique pour profiter des variations de prix en fonction de la charge).
- Information à prendre en compte : une étude récente de la CWaPE sur les compteurs à budget montre que le public est très sensibilisé au coût de l'électricité (moins peut-être les consommateurs les plus fortunés qui n'ont pas besoin d'y faire attention).

Arguments à l'appui du NON

- Le réseau communicant ne devrait pas être plus cher mais au contraire moins cher que le réseau historique (car plus d'information permet plus de concurrence et donc en principe plus d'efficacité).
- En 2050 le réseau historique aura disparu.
- Il faudra, dans tous les cas, prévoir un accompagnement pour certaines couches de la population. (Remarque : la société ne semble pas aller dans ce sens mais s'accommoder d'inégalités croissantes).

Commentaires généraux

- Ne pas réduire la notion de réseau communicant à celle de compteur intelligent.
- Ne pas confondre prix et tarifs

La formulation de la première proposition fait débat et il est proposé de la modifier comme suit :

***'Pour lutter contre la fracture énergétique et numérique, l'Europe doit => va revenir sur la libéralisation des marchés de l'énergie pour le secteur résidentiel.'***

La proposition ayant été formulée sur le mode normatif ('doit'), il est décidé de la corriger pour la rendre factuelle et donc de remplacer 'doit' par 'va' dans la question.

Lors du tour de table cette proposition récolte les votes suivants: OUI : 2 NON : 3 NEUTRES : 3

#### Arguments en faveur du OUI

- La libéralisation s'est en fait opérée sur les marges (les capacités excédentaires)
- On constate que tout est régulé, davantage qu'avant la libéralisation
- La tendance naturelle est aux oligopoles.
- La libéralisation s'est fondée sur l'exemple des télécoms dont le produit n'est pas comparable à l'énergie : il y a des différences majeures, notamment physiques, entre ces deux secteurs. La raison en est, peut-être, que la consommation d'énergie n'apporte pas d'utilité en soi contrairement à la communication. L'énergie est une consommation intermédiaire, non une utilité finale contrairement à une grande partie de la communication ?
- Pour pouvoir libéraliser, on a rendu artificiellement commensurables ou équivalents des produits qui sont en fait différents (1 kWh nucléaire n'est pas 1 kWh éolien, aucun train ne fonctionne à l'énergie renouvelable).
- La libéralisation a créé le problème de la précarité énergétique que l'on est incapable de gérer.

#### Arguments en faveur du NON

- La libéralisation a procédé d'une démarche idéologique, le néo-libéralisme

#### Commentaire général

- Ce qui est dit ci-dessus vise uniquement le marché de l'électricité. Les réponses seraient différentes pour le gaz.

***'La complexité croissante des réseaux obligera les consommateurs à passer par des intermédiaires qui négocieront pour eux des contrats fragmentés de fourniture d'énergie.'***

Lors du tour de table cette proposition récolte les votes suivants : OUI : 4      NON : 0  
NEUTRES: 4

Peu de discussion à propos de cette question 2 par manque de temps. Le nombre important de réponses 'neutres' doit s'interpréter comme 'ne sait pas', la question étant considérée comme exigeant des compétences techniques (principalement sur les aspects économiques) que tout le monde ne possède pas.

#### Arguments à l'appui du OUI

- La complexité du système exigera l'intermédiation par des acteurs spécialisés.

#### Commentaire Général

- Pour certains la situation est différente dans le domaine du gaz où les facteurs géo-politiques jouent un rôle important.

***'L' ubérisation de la production et de la consommation de l'électricité (entre consommateurs) deviendra la norme des relations contractuelles (peer-to-peer).'***

Lors du tour de table cette proposition récolte les votes suivants 1<sup>er</sup> tour OUI : 2 NON :5  
NEUTRE : 1

Cette question n'a pas pu être discuté par manque de temps

### **Compte rendu de l'atelier 'Gouvernance'**

L'atelier a débuté par une discussion sur ce que couvre exactement le terme de 'gouvernance'. Si un consensus s'est rapidement dégagé pour y inclure le 'politique', le 'législatif' et le(s) régulateur(s), des divergences de vue ont émergé sur le rôle des gestionnaires de réseaux (GT) dans la gouvernance.

Le débat a débouché sur un autre angle de vue, communément accepté par les participants, qui consiste à réfléchir aux/définir les rôles respectifs des différents 'acteurs' potentiels dans la gouvernance. Quatre groupes ont été identifiés :

- Le gouvernement wallon,
- Le parlement wallon,
- Le(s) régulateur(s),
- Les collectivités locales, les citoyens, les acteurs de marché et les acteurs régulés (GT).

Un cinquième acteur intervient également en amont de la gouvernance wallonne : l'Union européenne qui définit le cadre général, les marges de manœuvre.

Quel(s) rôle(s) pour chaque 'acteur' ?

Le citoyen : son rôle est difficile à cerner en raison de la technicité de la problématique et du temps nécessaire pour jouer un rôle très actif.

Le régulateur : certainement celui de 'gendarme' (veiller au bon fonctionnement des marchés) et de remettre des avis à caractère technique ; par contre ce n'est pas son rôle de remettre des avis sur des choix sociétaux (vision énergétique, choix technologiques, etc.).

Le parlement wallon : rôle d'interpellation, de poseur de balises ; pour remplir ce rôle en toute indépendance et éviter l'influence des 'lobbies', plus de moyens devraient lui être octroyés.

La gouvernance devra tenir compte de l'émergence de nouveaux enjeux comme le respect de la vie privée, la confiance dans le traitement des 'big data', etc.

### **Compte rendu de l'atelier 'Rôle des acteurs'**

Dans cet atelier, les discussions se sont structurées autour des prises de position de chacun autour des affirmations caricaturales qui avaient été proposées. Les discussions se sont rapidement polarisées autour de la question suivante.

***‘Pour plus d’efficacité, le rôle des gestionnaires de réseaux comme acteurs centraux dans la gestion des réseaux doit être renforcé’.***

Après quelques précisions apportées sur les définitions des termes ‘réseaux’, ‘rôle’ et sur le terme ‘efficacité’, les idées suivantes ont été échangées :

- Le rôle des gestionnaire de réseaux doit être **réinventé plutôt que renforcé**,
- Comment le monopole physique des réseaux, notamment des réseaux de distribution, va-t-il évoluer d’ici 2050 ?
- Les réseaux sont de plus en plus ‘IT’, voir virtuels ? LE GRD doit-il opérer le réseau électrique et le réseau IT ?
- De nouvelles façons d’échanger l’électricité (*prosommateurs* communicants) ?
- Des réseaux mis en parallèle (analogie avec le secteur des télécommunications) ?
- Chacun deviendrait son propre GRD (cas des micro-réseaux) ?
- **Vers une disparition du monopole physique ? Ou pas** (scenario ‘ITER’ de recentralisation de la production électrique) ?
- Ne doit-on pas distinguer la notion de réseau en fonction des utilisateurs à qui ils s’adressent, en lien avec le principe de solidarité : des réseaux pour qui ?
- Le parallèle avec l’évolution récente du réseau de gaz est intéressant (notamment sur la possibilité de réinjecter du gaz dans le réseau), mais ce parallèle reste limité, car l’augmentation de l’efficacité énergétique pour le chauffage du bâti entraîne une baisse de la consommation de gaz, alors que la consommation d’électricité semble être appelée à augmenter dans le contexte d’un processus de dé-carbonisation ; cela pourrait néanmoins être invalidé dans le cas d’une évolution de la mobilité en faveur du gaz (CNG, biogaz, hydrogène, etc).
- D’après les intervenants, la voiture électrique représente une charge supplémentaire pour le réseau mais ne va pas entraîner une révolution dans la manière de distribuer l’électricité.

Il apparaît des échanges que l’évolution du rôle des gestionnaires de réseaux dépendra fortement de l’évolution des réseaux et pas l’inverse.

### **Rôles des (nouveaux) acteurs du marché**

Les idées suivantes ont été échangées :

- Le nouvel acteur dont le rôle sera amené à se développer est le consommateur qui aidera à atteindre l’optimum consommation-production de manière locale.
- Rôle des **communautés énergétiques** (incluant les micro-réseaux) : vers une disparition du métier de producteur / fournisseur (car appropriation par l’ensemble des consommateurs) ?

Une remarque concernant la question de la *base-load* et du stockage :

***‘Dans un mix énergétique très renouvelable et intermittent, de nouveaux acteurs du stockage de l’énergie de masse (gaz de synthèse) remplacent les centrales nucléaires dans la production d’une base-load électrique’***

Dans un futur où la charge sera plus flexible, la notion même de base-load deviendra désuète. Cette question devrait plutôt être posée en termes de stockage + flexibilité.

### **Compte rendu de l’atelier ‘Centralisation/décentralisation’**

Dans cet atelier, les discussions se sont structurées autour des prises de position de chacun autour des affirmations caricaturales qui avaient été proposées.

***'Les volumes d'électricité produite de façon 'décentralisée' vont croître jusqu'à atteindre des volumes du même ordre de grandeur que la production centralisée.'***

Commentaires relatifs à cette proposition :

Il y aura cohabitation. Il ne faut pas oublier les avantages du centralisé (coût d'utilisation par exemple), même si le centralisé est mis sous pression actuellement. Les règles du marché n'existent pas encore pour faire cohabiter les deux. On a un *base load* qui continue à être prolongé ; du centralisé 'gaz' qui est compétitif mais qui ne tourne pas suffisamment car le coût marginal du décentralisé est moins cher. L'acteur du stockage sera de plus en plus important. Le stockage (centralisé ou décentralisé) pourrait-il assurer ce base load ? Problème en Belgique : il n'y a pas de définition légale de ce qu'est une 'batterie de stockage'. Cela concerne tant le producteur (fournisseur) que le consommateur et ces deux flux sont taxés. Du coup, il est presque impossible d'être un consommateur. Beaucoup sont convaincus qu'on va vers une multiplication des acteurs dans le futur. A titre d'exemple : des gestionnaires de parking (photovoltaïque sur le toit). Qu'en sera-t-il de l'accès aux batteries des voitures garées? Il est quasi impossible de connaître quels seront les acteurs à long terme : il y a de très grosses potentialités.

La question centrale est donc celle de la cohabitation du centralisé et du décentralisé et l'équilibre futur entre les deux.

***'La production décentralisée touchera également la production de combustibles de synthèse (hydrogène, méthane, méthanol, etc).'***

Commentaires relatifs à cette proposition :

Il y aura des entreprises qui utiliseront leurs batteries pour produire de l'hydrogène Exemple : Colruyt, qui fait du Power to Gaz (éolien et PV) pour leur parc auto). A terme, la technologie permettra d'aller vers du méthane en décentralisé à grande échelle. On ira sans doute vers une réserve stratégique d'hydrogène. On va sans doute vers une décarbonisation de la réserve stratégique : on fera des réserves d'électricité (sous forme d'hydrogène ou PV, par exemple)

***'Les batteries permettront de stocker de l'électricité à bas coût (c'est à dire à un coût équivalent ou inférieur à celui de la génération) dans un futur assez proche (de l'ordre de 10 ans).'***

Commentaires relatifs à cette proposition :

Dans certains pays (Australie), c'est déjà moins cher d'être en auto-production/consommation (ilotage). L'ajout de batteries à ces dispositifs permettra de stocker l'électricité à bas coût. Ce terme serait plutôt de 5 ans, que 10...

***'A terme, la fiscalité sur la production décentralisée fera en sorte que 'l'offre décentralisée' sera équivalente à 'l'offre centralisée'.***

Commentaires relatifs à cette proposition :

Les autorités doivent veiller à ce que la société aille vers la solution la plus efficiente. Il faut donc laisser les différentes sources prendre leur place. Le rôle des autorités est de laisser se développer librement les différentes solutions. La question sera, non pas la fiscalité, mais la flexibilité. Le rôle des autorités est donc de soutenir les investissements. La position de consensus suivante se dégage: les autorités doivent soutenir la R&D, soutenir les investissements stratégiques, puis laisser les technologies matures avoir des conditions équivalentes sur le marché.

#### Autres remarques émises en fin d'atelier

La fusion peut changer radicalement le match.

Dans l'étude en cours, la variable 'stockage' est isolée mais, en réalité, derrière le stockage, la vraie question c'est la flexibilité.

La seule variable stockage est sans doute trop liée à la technologie ; la notion de 'flexibilité' est plus large (y compris au niveau des acteurs concernés). La flexibilité, c'est aussi celle du réseau.

#### Prochaines étapes

A l'issue de ces différentes discussions, le consortium remercie vivement l'ensemble des participants pour leur contribution active qui a fait de cette matinée de travail un succès.

Le consortium rappelle que les témoins privilégiés seront invités à participer à une seconde session de travail dans le courant de l'année 2017 où seront discutés les scénarios prospectifs qui auront été retenus.