

LIVRE BLANC

## DES RÉACTEURS AUX ACTEURS

### Placer le citoyen au cœur de la transition énergétique

Avril 2019

JEREMY DAGNIES

ANTOINE DE BORMAN





Ce livre blanc est le fruit d'un long travail de recherche, de réflexion et de consultation entamé voici deux ans.

Nous tenions à remercier pour leur accompagnement et leurs précieux conseils dans la réalisation de cet ouvrage en faveur d'une transition énergétique citoyenne :

Florence DE BROUWER

Boris DE KOCK

Michel DE LAMOTTE

Stéphane NICOLAS

Pour leur relecture attentive de l'étude, nos plus vifs remerciements vont également à

Philippe DONNAY

Laurent JACQUET

Camille MAITREJEAN

Françoise MARCHAL

Le livre blanc s'appuie également sur les exposés et débats qui se sont tenus lors d'une table ronde organisée par le CEPES le 6 juin 2018 intitulée « *Midi de l'Europe : La transition énergétique: quel rôle pour l'Union européenne ?* ». Nous remercions Thomas PELLERIN-CARLIN (Institut Jacques Delors), Claire Roumet (Energy Cities) et Noé Lecocq (InterEnvironnement Wallonie) pour leur exposé ainsi qu'Eugenia BARDARO pour l'organisation de l'événement.



**LIVRE BLANC**

# **DES RÉACTEURS AUX ACTEURS**

**Placer le citoyen au cœur de la  
transition énergétique**

Avril 2019

**JEREMY DAGNIES**

**ANTOINE DE BORMAN**



## Table des matières

<b>RÉSUMÉ</b> .....	<b>11</b>
Introduction.....	11
Vers une énergie propre : où en est-on ?.....	12
Sortir du nucléaire ? .....	13
Quelle transition énergétique ?.....	14
<b>INTRODUCTION</b> .....	<b>18</b>
<b>1. L'ÊTRE HUMAIN AU CŒUR DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE</b> .....	<b>23</b>
1.1. De l'énergie pour plus de qualité de vie.....	23
1.2. Le citoyen, pilier de la transition énergétique .....	24
BOTTOM-UP : Promouvoir l'initiative citoyenne.....	24
ÉDUCATION : informer et former les citoyens .....	25
AGILITÉ : consommer plus en heures creuses et moins lors des pics .....	26
SOUTENABILITÉ : préserver notre qualité de vie et celle des générations futures.....	28
EFFICIENCE : générer des résultats à un coût et un risque acceptable.....	28
ÉQUITÉ : veiller à ce que tous les citoyens puissent participer de manière équitable à la transition énergétique.....	29
<b>2. DIAGNOSTIC</b> .....	<b>33</b>
Introduction.....	33
2.1. Variabilité de la demande annuelle et évolution de l'offre d'électricité .....	33
Evolution et caractéristiques de la demande annuelle d'électricité .....	33
Evolution et caractéristiques de la production annuelle d'électricité .....	35
Le caractère intermittent de l'énergie solaire et éolienne.....	40
2.4. Les acteurs du secteur de l'énergie.....	46
2.5. La facture énergétique : une dimension importante pour les citoyens et les entreprises ...	48
Prix de l'électricité pour les ménages.....	48
Prix de l'électricité pour les entreprises .....	50
Comportement des consommateurs sur le marché de l'électricité.....	55
Développement des énergies renouvelables et évolution du prix de l'électron et des réseaux .....	56

Evolution des tarifs du gaz et des combustibles pétroliers .....	61
2.6. Pourquoi mettre un terme à la production d'électricité à partir de centrales nucléaires ? .	65
Introduction .....	65
2.6.1. ....Des risques d'accident très faibles mais aux conséquences catastrophiques .....	65
2.6.2. ....De fortes incertitudes sur la sûreté et le coût du traitement des déchets radioactifs .....	67
2.7. Les défis pour 2030 : réduire les émissions de CO <sub>2</sub> sans recourir à la filière nucléaire .....	69
2.8. La performance énergétique des bâtiments en Belgique .....	76
2.9. Quelles évolutions de la demande et de l'offre d'électricité à l'horizon 2030 ? .....	80
2.10. Décider aujourd'hui pour orienter l'avenir .....	84
2.11. Un pacte énergétique indispensable pour répondre aux enjeux des horizons 2030 et 2050 .....	85

### **3. PLACER LE CITOYEN AU CŒUR DE LA TRANSITION ENERGETIQUE : ORIENTATIONS ET MESURES**

**89**

Introduction.....	89
3.1. Réduire les besoins énergétiques.....	90
3.1.1.....Mener une stratégie ambitieuse d'isolation des bâtiments .....	90
3.1.2..... Investir dans des équipements économiseurs d'énergie .....	96
3.1.3..... Changer nos modes de consommation .....	99
3.1.4..... Favoriser une autre mobilité .....	101
3.1.5..... Conclusion .....	105
3.2. Encourager la flexibilité de la demande d'électricité.....	106
3.2.1..... Encourager les entreprises, administrations, prosumers et citoyens à déplacer leur consommation lors de périodes critiques .....	106
3.2.2..... Généraliser et encadrer le compteur intelligent .....	108
3.3. Développer le stockage de l'électricité .....	111
3.3.1.....Electrifier le parc automobile belge .....	111
3.3.2..... Mieux exploiter l'inertie thermique .....	113

3.3.3.....	Renforcer les capacités de pompage-turbinage	113
3.4.	Développer des modes de production d'électricité alternatifs .....	115
3.4.1.....	Booster le photovoltaïque	115
3.4.2.....	Des éoliennes participatives, petites ou offshore	119
3.4.3.....	La biomasse transformée en énergie (cogénération/déchets/biomasse)	123
3.4.4.....	L'hydrolienne au fil de l'eau	123
3.4.5.....	Conclusion	123
3.5.	Investir dans la recherche et le développement.....	126
3.6.	Mettre en œuvre une stratégie du gaz en tant que source d'Energie d'appoint et d'équilibrage.....	129
3.7.	Mettre en œuvre la sortie du nucléaire .....	131
3.8.	Construire une véritable Union énergétique européenne et renforcer les interconnexions...	134
3.9.	Synthèse des orientations et propositions.....	135
<b>CONCLUSION.....</b>		<b>147</b>
<b>BIBLIOGRAPHIE .....</b>		<b>153</b>



# RESUME



# RESUME

## *Introduction*

- **En décembre 2017, les Ministres belges en charge de l’Energie ont conclu un pacte énergétique.** Ce texte a ensuite été approuvé par les Gouvernements régionaux et le Gouvernement fédéral. Dans ce cadre, les quatre entités se sont accordées sur des objectifs généraux et de grandes orientations qui confirment la volonté des Gouvernements à avancer vers une Belgique sans nucléaire et se passer progressivement de toute consommation d’énergie issue du carbone.
- **Ce pacte est une première étape qui ne peut se suffire à lui-même et doit se traduire en actions concrètes.** Les échéances sont courtes, la sortie du nucléaire étant programmée pour 2025. La Belgique s’est également engagée auprès de l’Union européenne et de la communauté internationale dans des objectifs de réduction des gaz à effets de serre à l’horizon 2020, 2030 et 2050.
- **Au-delà d’une sortie réussie du nucléaire et de la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, trois enjeux nous semblent essentiels : garantir la sécurité d’approvisionnement du Royaume, renforcer notre indépendance énergétique par rapport aux autres pays et assurer un coût de l’énergie acceptable pour tous aujourd’hui et demain.**
- **Le présent livre blanc vise à identifier comment les éléments convenus dans le cadre du Pacte énergétique doivent être mis en œuvre afin de mener une transition énergétique qui répond aux trois enjeux précités (sécurité, indépendance, prix).** Il conclut que nous ne pouvons y arriver sans l’appui et la participation active de tous les citoyens (entendus comme les particuliers, les entrepreneurs les fonctionnaires...) et organisations (privées, associatives ou publiques). Concrètement, tous les citoyens et organisations peuvent agir à leur niveau pour réduire leur consommation ou la déplacer durant la journée. Ils peuvent aussi mobiliser leurs ressources financières pour investir dans les énergies renouvelables, de manière individuelle, mais surtout de manière collective. Il convient toutefois au préalable de les encourager en ce sens et de leur en donner la possibilité.
- **Le livre blanc développe dès lors une stratégie de « transition citoyenne » et propose différentes mesures à mettre en œuvre par l’État fédéral, les Régions et les pouvoirs locaux afin de réussir la transition énergétique et faire en sorte que le défi énergétique devienne une opportunité de développement humain pour une meilleure qualité de vie.**
- **Pour y parvenir, il faut donc développer une approche et des mesures qui placent les citoyens au cœur de la transition, qu’ils soient consommateurs, investisseurs, producteurs, bénévoles, travailleurs ou entrepreneurs.** Ni le marché libéralisé de l’énergie, avec ses imperfections et défaillances, ni l’interventionnisme des autorités publiques, dont les moyens financiers sont limités, ne suffiront pour concrétiser cette transition énergétique et assurer une excellente qualité de vie pour tous et en particulier pour les générations futures.
- **Le livre blanc invite par conséquent les différents acteurs à s’inspirer de sept principes d’action pour une approche humaniste de l’énergie :** (1) promouvoir l’initiative citoyenne (processus **bottom-up**), (2) informer et former les citoyens (**éducation**), (3) consommer plus en heures creuses et moins lors des pics de consommation (**agilité**), (4) produire ou consommer de façon plus collective l’énergie (**partage**), (5) préserver la qualité de vie des générations futures et susciter l’adhésion et l’engagement des citoyens aux projets énergétiques (**soutenabilité**), (6) générer des résultats à un coût et un risque acceptable (**efficience**) et (7) veiller à ce que tous les citoyens puissent participer de manière équitable à la transition énergétique (**équité**).
- **S’appuyant sur ce travail, le CEPESS propose 100 mesures articulées en 11 axes permettant de conduire la transition énergétique à prix modéré pour le consommateur final et d’assurer l’autonomie d’approvisionnement.**

## Vers une énergie propre : où en est-on ?

- **La Belgique consomme un volume d'électricité annuel (81 TWh en 2017, 83,5 TWh en 2016) plus élevé que le volume produit chaque année sur son territoire (80,3 TWh en 2017, 79,8 TWh en 2016).** Cet écart était plus important en 2014 et 2015, suite à l'arrêt des réacteurs de Tihange 2 et Doel 3 (environ 83 TWh de consommation nationale pour à peine 69 TWh de production)<sup>1</sup>.
- Notre pays exporte également de l'électricité lorsque les producteurs belges peuvent revendre des électrons sur le marché européen à un prix compétitif (environ 8 TWh sont sortis de nos frontières en 2016 et 2017, mais seulement 2,5 TWh en 2015) et elle en importe quand la production nationale est insuffisante pour répondre à la demande ou s'il est plus intéressant financièrement pour les fournisseurs belges d'acheter de l'électricité à des producteurs étrangers plutôt que nationaux (14,8 TWh ont été importés en 2017, 14,9 TWh en 2016 et 23,5 TWh en 2015).
- **Au bout de l'année, le volume des importations reste toutefois presque toujours supérieur au volume des exportations afin de combler l'écart de production et de consommation annuel (environ 6 TWh d'importations nettes en 2017, 6,2 TWh en 2016 et 21 TWh en 2015).**
- **Tout au long de l'année, la demande nationale d'électricité fluctue de manière continue, seconde après seconde.** Les périodes où la demande est la plus élevée se situent entre novembre et mars, en semaine ouvrée et en fin de journée (de 18h à 20h). Cette variation de la demande requiert des capacités de production exprimées en puissance (MW) qui peuvent osciller entre 6.550 MW (moment où la demande de l'année 2017 était la plus basse) et 14.000 MW (demande la plus élevée enregistrée durant l'hiver 2007). **Depuis plusieurs années, le « pic » de consommation tourne autour de 13.250 MW (avec une variation de l'ordre de +/- 500 MW), mais le risque de se rapprocher à nouveau de la barre des 14.000 MW ne doit pas être exclu** (par exemple dans l'hypothèse d'une croissance économique soutenue, d'un hiver rude...).
- Pour répondre à cette demande fluctuante, il convient d'injecter une quantité correspondante d'électrons dans le réseau de sorte d'équilibrer la demande et l'offre. Cet équilibre est atteint en ajustant la puissance des unités de production et notamment les centrales nucléaires et thermiques (gaz), ou en important de l'électricité lorsque notre capacité de production est insuffisante ou la production trop coûteuse. La difficulté se situe principalement lors des pics de consommation durant lesquels il convient de s'assurer que la Belgique dispose de suffisamment de capacités de production ou d'importations pour équilibrer le réseau. À défaut, et de manière extrême, s'impose le délestage de certaines zones géographiques.
- La Belgique disposait en 2017 d'unités de production d'électricité classique (nucléaire, pompage-turbinage et cogénération, hors unités thermiques au gaz) atteignant une puissance maximale de 10.422 MW auxquels s'ajoutent des unités thermiques au gaz pour une puissance maximale de 3.846 MW. Au total, et sauf si certains réacteurs nucléaires tombent en panne, **les sources d'approvisionnement prévisibles (il suffit de les régler ou les activer pour produire de l'électricité) atteignent 14.268 MW de puissance, auxquelles s'ajoutent encore 826 MW d'effacement potentiel de la demande (déplacement de la consommation dans le temps de certaines entreprises), ce qui couvre les pics de consommation les plus élevés enregistrés ces dernières années.**
- **Parallèlement, depuis plusieurs années se développent les énergies renouvelables, plus particulièrement la production éolienne et photovoltaïque, et dans une moindre mesure l'hydrolien.** En 2017, la capacité des installations atteignait en Belgique 6.785 MW. Les énergies renouvelables se distinguent toutefois pas leur caractère intermittent. La nuit, la puissance des panneaux photovoltaïques installés en Belgique tombe à zéro, mais elle peut se rapprocher de 3.000 MW lors d'un midi d'une journée ensoleillée d'été. Il en va de même de l'éolien dont la puissance peut se rapprocher de zéro quand il n'y a pas de vent et dépasser 1.500 MW si les conditions météorologiques le permettent.
- L'évolution des prix est également une variable à prendre en compte. **Depuis plusieurs années le prix de l'électricité augmente pour les particuliers, passant de +/- 20 à +/- 30 cents par kWh entre 2010 et 2018, principalement en raison des tarifs de réseaux, des taxes et des surcharges.** La hausse des prix est notamment liée aux coûts de la transition (certificats verts, modernisation des réseaux de distribution, nouvelles missions de service public des GRD...).

<sup>1</sup> Dans le cadre de l'analyse de l'offre et de la demande, nous avons utilisé les données publiées par Albrecht (2017 et 2018), Elia (2017), la FEBEG (2017 et 2018) et le Bureau du Plan (2017 et 2018). La CREG publie également un état de la production et de la consommation, sur base d'une autre méthodologie.

C'est la Flandre qui est la plus touchée par cette croissance des tarifs de réseaux et surcharges. En ce qui concerne le secteur industriel, selon une étude menée par la CREG, avec le concours de PwC, les tarifs de l'électricité restent toutefois compétitifs par rapport aux pays voisins, sauf pour les entreprises électro-intensives. À la différence de la tarification pour les particuliers, depuis quelques années, les tarifs pour les entreprises sont devenus moins compétitifs en Wallonie qu'en Flandre et à Bruxelles, alors qu'ils étaient plus ou moins similaires il y a dix ans. Cela signifie que les coûts de distribution et les surcharges sont davantage reportés sur les entreprises en Wallonie et sur les particuliers en Flandre. Notons enfin un pic des tarifs d'électricité durant le dernier trimestre 2018 à 32 cents/kWh, lié notamment à l'inactivité imprévue de 6 des 7 réacteurs nucléaires disponibles durant l'automne.

### *Sortir du nucléaire ?*

- La fermeture des centrales nucléaires programmée d'ici 2025 engendrera une perte de capacité de près de 5.926 MW. À celle-ci s'ajoute la fermeture attendue de plusieurs vieilles centrales au gaz pour une puissance équivalente à 1.546 MW. Enfin, sur base des données fournies par Elia et J. Albrecht, d'ici 2030, le pic de consommation annuel pourrait en moyenne augmenter de 700 MW par rapport à ceux observés ces dernières années.
- **Pour assurer notre sécurité d'approvisionnement, il est donc nécessaire de compenser les pertes nucléaires et thermiques et s'adapter à l'évolution probable de la demande. Concrètement, pour maintenir le niveau de sécurité d'approvisionnement actuel, nous devons retrouver d'ici 2030, 8.000 MW de capacités de production réglables (activables à tout moment), de modération de la demande (entreprises ou ménages acceptant de réduire ou stopper momentanément leur consommation) ou d'importations garanties.**
- **Dans le même temps, la communauté internationale, dont la Belgique, s'est engagée à réduire ses émissions de CO<sub>2</sub> pour lutter contre le réchauffement climatique.** Des objectifs ont été définis par l'Union européenne et la COP21 à l'horizon 2020, 2030 et 2050. La part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie doit passer en Europe de 17,5% (2017) à 20% en 2020 et 27% en 2030. En Belgique, cette part est de 9,1% (2017) et l'objectif pour 2020 a été fixé à 13%, 18,5% pour 2030. La variation du volume d'émissions de CO<sub>2</sub> par rapport à 1990 doit continuer à baisser (-34% en 2015 ; objectif de -54% à -68% en 2030). Le pacte énergétique inter fédéral prévoit également que la production d'électricité en Belgique provienne pour 40% au minimum de sources renouvelables d'ici 2030.
- **Pour atteindre ces objectifs climatiques, il est indispensable de développer notre capacité de production renouvelable d'électricité. Toutefois, vu son caractère intermittent, cette production ne permettra pas de garantir notre sécurité d'approvisionnement. Se reposer sur les importations n'est pas non plus une alternative idéale,** car elle place la Belgique en situation de dépendance par rapport aux marchés énergétiques étrangers, tant sur la puissance importable que sur le prix d'achat. Elle ne garantit pas non plus que l'électricité importée soit produite à partir de filières renouvelables.
- **La prolongation de certains réacteurs nucléaires belges est une fausse bonne idée,** même si cette option semble relativement moins coûteuse... à court terme. Le surcoût d'une sortie complète du nucléaire par rapport à une sortie partielle est estimé entre 300 millions d'euros (EnergyCity) et 1,3 milliard d'euros (Albrecht) par an, soit respectivement 62,5 euros et 271 euros par ménage par année. **Par mois et par habitant, le surcoût devrait donc osciller entre 4 euros et 10 euros.** Il convient toutefois de rester prudent sur ces estimations qui font l'objet de vifs débats scientifiques et qui risquent probablement d'évoluer dans les prochains mois.
- **Plusieurs éléments permettent de conclure que cette approximation du surcoût du scénario « Zéro nucléaire » ne justifie pas une prolongation partielle des réacteurs nucléaires :**
  - L'estimation du coût réel des centrales nucléaires est loin d'être une science exacte et fait l'objet de beaucoup de débats. Les coûts liés au démantèlement et au stockage des déchets radioactifs sont régulièrement revus à la hausse par l'ONDRAF. On est ainsi passé de 10,9 milliards d'euros à 15,1 milliards d'euros entre 2010 et 2018 ! Et l'estimation pourrait encore grimper.
  - Depuis plusieurs années, le nombre d'incidents survenus à Doel et Tihange est significatif (microfissures, fuites, pannes...). Le ou les réacteurs concernés doivent alors être temporairement mis à l'arrêt. La prévisibilité traditionnelle de l'énergie nucléaire doit donc être remise en question. Que faire si demain, en plein hiver, l'un des réacteurs prolongés doit être coupé ? Ces réparations ont également un coût qui peut être répercuté sur les consommateurs.

- Les risques d'incidents majeurs, d'accidents ou de catastrophes, même infimes, ont tendance à augmenter avec l'âge des centrales. Or, le coût économique, environnemental et humain qui en résulterait dépasse largement tous les surcoûts possibles, compte tenu notamment de la densité de la population en Belgique. L'Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire français (IRSN) estime qu'un événement comme celui de Fukushima ou Tchernobyl pourrait coûter de 120 milliards à 760 milliards d'euros, voire plus de 1.000 milliards d'euros si les conditions météorologiques sont défavorables.
- En réalité, le prolongement partiel ne fait que reporter à plus tard, sur nos enfants et petits-enfants, le surcoût d'une sortie complète du nucléaire.
- **Pourtant, une sortie du nucléaire tout en respectant nos engagements pour le climat est possible ! C'est ce que démontre le livre blanc du CEPESS.**
- **Nous devons agir sans attendre pour assurer la fermeture des centrales nucléaires dans les délais prévus par la loi de 2003.** Sans quoi, nous risquons d'être contraints d'importer massivement de l'électricité durant plusieurs années, sans pouvoir garantir un approvisionnement suffisant, ni maîtriser pleinement les prix des électrons achetés en dehors de nos frontières. L'inaction pourrait également amener la Belgique à revoir son calendrier de sortie de Tihange et Doel, avec une éventuelle prolongation d'un ou deux réacteurs.

### *Quelle transition énergétique ?*

- **Pour garantir notre sécurité d'approvisionnement, nous devons créer de nouvelles centrales thermiques au gaz (TGV) dont la puissance totale oscillera entre minimum 5.000 MW (si nous arrivons à développer d'autres alternatives) et maximum 8.000 MW.** Tout au long de l'année, celles-ci pourraient produire un volume d'électricité de 30 TWh à 45 TWh.
- **Vu le temps nécessaire pour les construire et les faire fonctionner (4 à 5 ans), les projets de TGV doivent être décidés et lancés avant 2020.**
- **Pour atteindre les objectifs de réduction d'émissions de CO<sub>2</sub> et les coûts de la transition, il est essentiel de limiter au maximum la construction de nouvelles unités thermiques au gaz et leur usage durant l'année. Comment ? En développant d'autres alternatives qui placent les citoyens au cœur de la transition :**
  - **Améliorer la performance énergétique des bâtiments et des entreprises et encourager tous les acteurs à modérer leur consommation lorsque cela est possible.** La marge est importante : plus de 50% des logements ont une très mauvaise PEB. Les équipements collectifs (administrations, écoles...) souffrent aussi d'une piètre performance énergétique. La performance énergétique est également une dimension essentielle pour la compétitivité de nos entreprises. Sans le savoir, nous gaspillons aussi un volume significatif d'énergie (frigo non dégivré, appareils en veille, éclairages incandescents et mal utilisés...). En réduisant notre consommation, nous pouvons réduire fortement les émissions de CO<sub>2</sub>, lisser le pic de consommation et réduire notre facture d'énergie, afin de compenser la hausse attendue du prix de l'énergie.
  - **Décarboner notre mobilité :** réduire nos déplacements (en particulier aériens), opter pour les déplacements doux et collectifs, développer le télétravail, faciliter le logement dans les zones urbaines, développer les alternatives au fret routier, faciliter et accélérer le développement du transport électrique...
  - **Développer les énergies renouvelables en encourageant les citoyens et entreprises à directement investir dans ces filières et en soutenant les projets collectifs** (coopératives éoliennes, grand éolien collectif...). Ceci permet de réduire les émissions de CO<sub>2</sub> et d'augmenter la part du renouvelable dans le mix.
  - **Développer la modération de la demande et le stockage de l'électricité** pour assurer notre sécurité d'approvisionnement et profiter de prix plus bas lorsque l'énergie renouvelable est abondante.
  - **Miser sur la capacité des êtres humains à innover et créer de nouvelles solutions pour demain en investissant et en facilitant la recherche et le développement** en matière énergétique.
  - **Construire progressivement de nouvelles interconnexions et porter à l'échelle européenne le projet d'Europe de l'Énergie** pour une sécurité d'approvisionnement non pas nationale, mais européenne.



# INTRODUCTION



## INTRODUCTION

Dans le cadre de la COP21, les pays du monde entier se sont entendus en décembre 2015 sur des objectifs contraignants de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>. Il s'agit d'un accord historique pour l'humanité. Pour assurer à long terme la vie sur notre planète, mais également pour préserver notre qualité de vie et celle des générations futures, nous devons tendre vers une société sans carbone à l'horizon 2050. Dès lors, tant les pouvoirs publics que les citoyens (entendus comme les particuliers, les entrepreneurs, les fonctionnaires...) doivent s'engager ensemble dans un processus de transformation des pratiques de consommation et de production d'énergie.

Le lien de cause à effet entre l'activité humaine, les émissions de CO<sub>2</sub> et le réchauffement progressif du climat fait depuis plusieurs années consensus au sein de la communauté scientifique. Or, le réchauffement climatique induit à moyen et long terme de profonds changements dans nos conditions de vie : émergence en Europe d'un climat soit plus froid, soit plus tropical, événements météorologiques plus fréquents (sécheresses, canicules, tempêtes, inondations...), montée du niveau des mers et océans et disparition possible de certains territoires, dégradation de la biodiversité, modification des qualités des terres arables... Sans un engagement fort et immédiat de notre génération pour limiter au maximum l'ampleur du réchauffement et adapter nos villes et villages aux conséquences du changement climatique (sachant que selon les scénarios les plus optimistes, le réchauffement, même minimum, se situera aux alentours de 1,5°), il ne sera pas uniquement question de modification des conditions de vie, mais bien de dégradation de la qualité de vie des générations futures.

Émissions de gaz à effets de serre et énergie sont deux domaines intrinsèquement liés et vouloir ralentir et limiter le réchauffement climatique induit de facto une remise en question des modes de production, de transport et de consommation de l'énergie. Depuis le milieu du 19<sup>ème</sup> siècle, notre développement, tourné avant tout vers la croissance économique, s'est appuyé essentiellement sur l'utilisation massive de combustibles fossiles et plus particulièrement le charbon et le pétrole. Les émissions de CO<sub>2</sub> sont aujourd'hui six fois supérieures à celles enregistrées en 1950. Elles sont essentiellement dues à la génération d'énergie servant à nous fournir de l'électricité et du chauffage, à permettre les transports et à faire tourner notre industrie. Or, à politique constante, la consommation totale d'énergie dans le monde devrait doubler d'ici 2050, alors que nous devons tendre vers le zéro carbone. La production de l'électricité génère près de 18% des émissions totales de GES en Belgique. Cette réalité nous fait plus que jamais percevoir l'importance du défi à relever pour le secteur de la production d'électricité. Il s'agit donc aujourd'hui de repenser notre modèle de développement afin de le décarboner.

L'Union européenne, la Belgique et ses Régions n'ont heureusement pas attendu la conclusion du traité de Paris sur le climat pour mettre en œuvre des mesures de décarbonisation de notre développement. De nombreuses actions et réformes ont été menées : prêts à taux zéro pour travaux économiseurs d'énergie dans les habitations, accords de branches dans l'industrie pour amener les entreprises à réduire leur consommation énergétique, mécanismes de soutien aux énergies renouvelables (éolien, photovoltaïque...). Il faut les poursuivre et le cas échéant, les compléter, les amplifier ou les adapter. Des objectifs chiffrés pour chaque État-membre de l'Union ont été définis en 2008 dans le cadre du Paquet Énergie-Climat 20-20-20. D'ici 2020, l'objectif était de diminuer les émissions de gaz à effet de serre de l'Union européenne de 20% par rapport aux niveaux observés en 1990, de renforcer la part des énergies renouvelables dans la consommation pour atteindre 20% sur l'ensemble des énergies consommées et enfin d'améliorer l'efficacité énergétique de 20%. En 2014, le cadre européen pour le climat et l'énergie fixait de nouveaux objectifs pour 2030 : réduire les émissions de gaz à effet de serre d'au moins 40 % (par rapport au niveau de 1990), porter la part des énergies renouvelables à au moins 27 % et améliorer l'efficacité énergétique d'au moins 27 %. La Belgique doit toutefois accélérer le pas pour rencontrer ces objectifs, et ce d'autant plus que la conférence internationale sur le climat de Paris en 2015 (COP21) et un récent rapport du GIEC recommandent à la communauté internationale de rehausser leurs ambitions climatiques.

Lors de l'accord de Paris, notre pays s'est engagé à réduire ses émissions de gaz carbonique (par rapport à 1990), de 20% pour 2020, 40% pour 2030 et de 80 à 95% à horizon 2050 afin de limiter le réchauffement climatique à 2°. Néanmoins selon le dernier rapport du GIEC, ces efforts ne suffiront pas. Pour limiter l'impact du changement climatique sur nos conditions de vie, il faudrait limiter celui-ci à 1,5°. Cela qui implique de réduire nos émissions de 55% d'ici 2030 et de les rendre quasi nulles à l'horizon 2050.

Les États-membres européens, dont la Belgique et ses entités, se sont donc engagés dans un processus de décarbonisation. Celui-ci se traduit par divers défis à relever : réduire de manière générale notre consommation d'énergie (performance énergétique des bâtiments, efficacité énergétique des entreprises, performance environnementale des véhicules motorisés...), produire de l'électricité à partir de procédés faiblement émetteurs de CO<sub>2</sub> comme les énergies renouvelables et enfin électrifier certains secteurs utilisant traditionnellement des ressources fossiles riches en carbone (transport, industrie...).

Il convient désormais de concilier ce processus de décarbonisation avec notre stratégie d'approvisionnement énergétique. Il s'agit de recourir à des sources d'énergie pauvres en carbone sans mettre en péril notre approvisionnement énergétique. Ce double objectif se heurte également à un troisième : celui de se désengager de l'énergie nucléaire. La conciliation de ces objectifs ne manque pas d'alimenter le débat.

Garantir notre sécurité d'approvisionnement d'énergie, et plus particulièrement d'électricité, est une priorité absolue. Il s'agit de veiller à ce que la Belgique puisse produire l'énergie dont elle a besoin à tout moment de l'année, ou à défaut, s'approvisionner depuis l'étranger, afin de ne pas connaître de « délestage » à grande échelle. Or, les énergies renouvelables sont intermittentes et ne permettent pas de couvrir certains pics de consommation d'électricité. Les débats qui se sont tenus en 2014 à propos du risque de délestage à l'échelle nationale, voire de « blackout »<sup>2</sup>, nous ont d'ailleurs rappelé que l'énergie « à volonté » et « garantie » demeure un confort fragile que les pouvoirs publics doivent pouvoir préserver grâce à des solutions innovantes et une stratégie à long terme. Il est enfin essentiel de maîtriser l'évolution des prix de l'énergie, tant pour les particuliers que pour les entreprises.

Rencontrer les objectifs de la COP21 et les recommandations du GIEC tout en sortant de la filière nucléaire, en assurant notre sécurité d'approvisionnement et une indépendance énergétique suffisante, mais également en évitant une montée excessive des prix de l'énergie constitue pour notre pays un grand défi qu'il est possible de réussir à condition d'investir à temps et suffisamment dans un ensemble d'alternatives et dans la recherche et le développement d'innovations.

Le projet de Pacte énergétique conclu en décembre 2017 entre les Ministres de l'Énergie de l'État fédéral et des Régions trace une voie pour y arriver. Notre livre blanc s'inscrit dans le cadre défini par ce pacte. Elle précise les contours d'une politique de l'énergie citoyenne participant au développement humain, rappelle le fonctionnement du marché de l'énergie et les enjeux actuels et futurs pour la Belgique et propose une vision profondément humaniste pour concrétiser la transition vers une société sans carbone, sans délestage, sans flambée des prix et sans radioactivité.

---

<sup>2</sup> Le délestage est la résultante d'une pénurie d'électricité, le blackout survient plutôt en cas d'incident, indépendamment du niveau de sécurité d'approvisionnement.



# **1. L'ÊTRE HUMAIN AU CŒUR DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE**



# 1. L'ÊTRE HUMAIN AU CŒUR DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Le développement humain est un projet de société qui place la qualité de vie de tous les êtres humains d'aujourd'hui et de demain comme la véritable finalité de l'action politique et humaine. Il est erroné de penser que l'accumulation excessive de biens matériels et de capitaux financiers nous permettra d'être heureux. D'autres éléments immatériels entrent en jeu comme les liens sociaux, la réalisation de projets... Toutefois notre niveau de vie doit également être suffisant pour pouvoir vivre une vie de qualité. Le développement humain propose également une méthode alternative pour amorcer un changement de société, transformer le monde dans lequel nous vivons et ainsi répondre aux défis du 21<sup>ème</sup> siècle. Cette méthode remet les citoyens (c'est-à-dire les particuliers, les entrepreneurs, les fonctionnaires...) au cœur même du processus. C'est en soutenant leur créativité, leur audace, leur intelligence, leur esprit d'initiative, leur sens des responsabilités et du bien commun, leur attachement au devenir de l'humanité et de notre planète, leur capacité à agir collectivement ou encore leur désir de plus de partage que nous pouvons concrétiser cette ambition d'un monde meilleur.

L'énergie est un pilier du développement humain, car elle conditionne directement notre qualité de vie, notre niveau de vie et notre capacité à nous relier aux autres. Compte tenu de l'impact de l'énergie sur le réchauffement climatique, il s'agit aussi d'un secteur essentiel pour garantir aux générations futures de bonnes conditions de vie. Le développement humain propose enfin de s'appuyer d'abord et avant tout sur les initiatives et l'engagement des citoyens pour réussir la transition vers une société décarbonée.

## 1.1. DE L'ÉNERGIE POUR PLUS DE QUALITÉ DE VIE

Lorsque nous sommes confrontés à une coupure d'électricité, nous pouvons nous rendre compte de l'importance que représente l'énergie dans notre manière de vivre. Notre qualité de vie et nos relations sociales sont en effet directement liées à l'utilisation de ressources énergétiques : chauffer son habitation,

cuisiner, se laver, s'éclairer, se rendre à l'école, à l'hôpital, sur son lieu de travail ou chez des amis, s'informer, communiquer par smartphone ou internet... Les objets, équipements, infrastructures, services et aliments que nous utilisons ou consommons chaque jour et qui contribuent à notre qualité de vie ont aussi été fabriqués à partir de ressources énergétiques.

Notre niveau de vie est également influencé par le niveau des prix des ressources énergétiques et la quantité d'énergie consommée. D'une part, l'énergie que nous payons pour nous fournir en électricité et en gaz ou pour alimenter le réservoir de notre véhicule motorisé représente une part non négligeable du budget des ménages. La facture énergétique couvre actuellement 3% à 13% du budget du ménage, soit environ 3.200 euros par an<sup>3</sup>. De nombreux biens de consommation et services intègrent aussi les charges liées à l'énergie utilisée pour les produire. En Belgique, la part de l'énergie dans les coûts de production s'élève approximativement à 5%<sup>4</sup>. L'évolution du prix de l'énergie affecte enfin la cohésion sociale, pouvant parfois aggraver les phénomènes de pauvreté et d'exclusion. D'autre part, nos revenus dépendent de la vitalité de notre économie et par conséquent de la compétitivité de nos entreprises et de l'attractivité de nos territoires pour les investisseurs. La dimension énergétique y joue un rôle important. L'énergie et son approvisionnement continu, à un prix abordable, sont indispensables à l'activité économique et donc à notre prospérité.

L'énergie affecte directement le confort, la salubrité et la qualité de l'habitat, mais aussi ceux des immeubles destinés à l'activité économique, commerciale, sociale ou de loisir. Pour rappel, dans les pays industrialisés, nous passons en moyenne 80% de la journée à l'intérieur de bâtiments<sup>5</sup>. Leur performance énergétique et l'accès à des sources d'énergie en quantité suffisante peuvent donc avoir des effets importants pour notre bien-être et notre santé.

L'énergie rend également nos territoires habitables et plus reliants, parce qu'elle est indispensable au bon aménagement de nos lieux de vie, à notre mobilité et au fonctionnement des technologies numériques (téléphonie mobile, internet...).

<sup>3</sup> BONNARD S., BRUYNOGHE C., DEPREZ M. et B. KESTEMONT, *Prix de l'énergie et précarité énergétique*, SPF Economie, 2015.

<sup>4</sup> YASSE Sébastien, *Etude sur la structure des coûts de production de l'économie*, CCE, 2010.

<sup>5</sup> INSERM, *Etude sur la Qualité de l'air intérieur et santé respiratoire à l'école*, 2012.

Vu son omniprésence dans notre quotidien et son importance pour le bon fonctionnement de notre économie, nous devons veiller à une sécurité d'approvisionnement, en d'autres termes, à nous assurer que l'énergie mise à la disposition des particuliers, des entreprises et du secteur public soit suffisante pour répondre à nos besoins, sachant aussi que la demande varie tout au long de la journée, de la semaine et de l'année.

Si la disponibilité de l'énergie est fondamentale pour le développement humain, elle ne peut être mise en œuvre sans tenir compte de son coût pour les consommateurs finaux. Nous devons être attentifs à l'impact de l'énergie sur le niveau de vie de chaque personne. Le mix énergétique doit donc privilégier des filières et de nouvelles solutions qui permettront de répondre à la demande à un coût raisonnable pour l'ensemble des contribuables et des consommateurs.

À cet égard, le gaz, par sa disponibilité et son caractère relativement moins polluant que le pétrole ou le charbon, représente une solution d'appoint à court et moyen terme pour réussir la transition en assurant la sécurité d'approvisionnement et une bonne maîtrise des coûts. Son utilisation doit toutefois être la plus limitée possible et rester transitoire, le temps de développer toutes les alternatives nécessaires à une société bas ou sans carbone d'ici 2050.

Enfin, la production, la distribution et la consommation d'énergie ont un impact significatif sur notre cadre de vie (exemple : lignes à haute tension), notre santé (exemple : émissions de particules fines des véhicules), notre environnement et le climat (exemple : émissions de CO<sub>2</sub>), mais également sur les générations futures. Il est donc crucial d'en tenir compte, en réduisant notre consommation d'énergie (performance énergétique des bâtiments, efficacité énergétique dans les entreprises, performances environnementales des voitures...), en développant des alternatives aux énergies fossiles fortement émettrices de CO<sub>2</sub>, comme les énergies renouvelables, en renforçant les capacités de stockage d'électricité ou encore en modifiant nos habitudes de consommation (gestion de la demande).

Cette transition, nous la voulons également sûre, durable et abordable. La garantie de notre sécurité d'approvisionnement combinée à l'amélioration de la performance environnementale de notre mix énergétique devra se faire au bénéfice des utilisateurs finaux : ménages, collectivités, entreprises et industries. Cet objectif ne pourra être atteint que par la mise en œuvre de politiques ambitieuses, cohérentes, permettant à chaque entité de participer pleinement à cette transition, chacune à son niveau et selon son domaine de compétences.

## 1.2. LE CITOYEN, PILIER DE LA TRANSITION ENERGETIQUE

Le développement humain place le citoyen (particuliers, entrepreneurs, fonctionnaires...) au cœur des politiques de l'énergie. Les citoyens peuvent s'engager en faveur de la transition énergétique dans le cadre de leur vie privée, par de petits gestes quotidiens ou au travers de choix de consommation. Ils peuvent aussi intervenir collectivement, dans le cadre de projets ou au sein d'une association, d'une administration ou d'une entreprise.

Sept principes doivent nous guider dans la conception et la mise en œuvre d'actions participant à la transition énergétique.

### *BOTTOM-UP : Promouvoir l'initiative citoyenne*

Il n'est pas pertinent de cantonner le citoyen dans le seul rôle de consommateur sans capacité d'agir sur le fonctionnement du « marché » et des grands opérateurs privés. Ou encore, le réduire à un rôle d'assujetti qui laisse les autorités publiques agir à sa place. Nous voulons plutôt encourager les citoyens à s'engager directement dans la transition en leur donnant les moyens de devenir des acteurs à part entière de l'énergie.

Les citoyens, mais également les entreprises, peuvent tout d'abord orienter leurs choix de consommation et leurs comportements pour participer à la décarbonisation de l'énergie. Par exemple, en déplaçant certaines activités énergivores dans le temps en privilégiant les périodes de pics de production d'électricité et ainsi s'adapter au caractère intermittent des énergies renouvelables, mais aussi en investissant dans la rénovation et l'équipement du bâti, en privilégiant au quotidien une utilisation plus parcimonieuse de l'énergie ou encore en intégrant la dimension énergétique et environnementale lors de l'achat d'équipements ou de biens. Pour ce faire, citoyens et entreprises ont besoin de développer de nouvelles compétences et d'accéder à une meilleure information. Ils doivent pouvoir aussi être encouragés à le faire sur le plan économique. À cet égard, la fiscalité et les signaux de prix venant du marché peuvent jouer un rôle incitatif ou dissuasif. Certains obstacles à l'investissement citoyen doivent également être levés comme par exemple l'impossibilité pour certains ménages ou entreprises de préfinancer sur fonds propres l'entièreté d'un investissement. Les crédits à taux zéro ou le système du tiers-investisseur sont des solutions parmi d'autres pour répondre à ces situations.

Les citoyens peuvent aussi directement participer au financement ou à la réalisation de projets visant à produire de l'électricité propre comme la mise en place d'installations photovoltaïques ou de mats éoliens

(coopératives et autres projets collaboratifs). Dans cette perspective, nous souhaitons encourager les initiatives citoyennes et la mobilisation locale selon une démarche bottom-up, volontaire et transparente. Il est important de ne pas imposer aux citoyens par le haut, et parfois par la force, des projets pharaoniques de parcs éoliens sans concertation avec les populations locales et sans lien avec leurs préoccupations ou leurs intérêts. Une démarche trop brutale et contraignante peut heurter les sensibilités locales et générer des blocages en matière de production d'énergies renouvelables.

Il est également nécessaire d'établir un cadre juridique et budgétaire solide et durable afin de créer un climat de confiance favorable aux investissements citoyens dans des investissements producteurs d'énergies propres ou économiseurs d'énergie.

Enfin, l'entrepreneuriat, la recherche et le développement ainsi que la diffusion des innovations, qu'elles soient techniques ou non, doivent être encouragés.

### *ÉDUCATION : informer et former les citoyens*

Les citoyens sont nombreux à être dépassés par la complexité du système que représente le secteur de l'énergie, avec ses technologies, son fonctionnement et ses enjeux. Ils manquent de savoirs et de savoir-faire qui leur permettraient de mieux choisir leur fournisseur d'énergie, d'être plus attentifs à la performance énergétique de leur habitation ou de leur entreprise, ou encore d'investir adéquatement dans des travaux économiseurs d'énergie et plus généralement dans la transition énergétique.

En ce qui concerne le choix du fournisseur d'énergie, une majorité de consommateurs ne font pas le meilleur choix<sup>6</sup>. Ce phénomène s'explique notamment par les difficultés que rencontrent les particuliers, voire même les entreprises, à y voir clair dans les produits et services proposés par les fournisseurs. Il est également question de méfiance à l'égard d'arguments commerciaux dont la pertinence et la fiabilité sont difficiles à vérifier. La complexité de la facture énergétique et la difficulté à pouvoir comprendre pourquoi celle-ci augmente ou diminue contribuent également à ce phénomène.

Cette complexité n'encourage pas non plus les consommateurs à adapter et optimiser leur utilisation de l'énergie au quotidien ou dans le cadre d'investissements économiseurs d'énergie ou de production d'électricité renouvelable. D'autres facteurs freinent la proactivité des citoyens comme l'énorme décalage entre le moment

de la consommation effective d'électrons ou de molécules de gaz et le moment de la réception de la facture de régularisation de la consommation. Le compteur mécanique ne fournit pas non plus aisément des données rapidement exploitables par les consommateurs pour orienter leurs décisions et consommations en temps réel<sup>7</sup>. L'expérience des compteurs à budget en Wallonie confirme que la mise à disposition d'informations en temps réel et compréhensible (dans ce cas-ci, la consommation est formulée en euros), les usagers, et plus particulièrement ceux qui disposent de revenus limités, retrouvent une meilleure maîtrise de leur consommation énergétique.<sup>8</sup>

Peu de citoyens s'intéressent aux données relatives aux fluctuations de la consommation d'électricité durant la journée ou l'année. Or, et nous y reviendrons dans la suite de cette étude, il s'agit, avec le signal « prix », d'une information importante pour encourager les consommateurs à déplacer certains usages dans le temps et lisser les courbes de consommation en fonction de la disponibilité de l'énergie.

Voilà pourquoi nous souhaitons d'abord et avant tout retisser un lien entre d'une part les citoyens-consommateurs, et d'autre part la production/distribution/consommation d'énergie au travers d'une meilleure information, d'un véritable dialogue avec les acteurs du secteur, d'une plus forte transparence des marchés et organismes publics, mais également de projets participatifs. Le compteur communicant doit aussi à terme remplacer le compteur mécanique, car il offre au consommateur davantage de données lisibles, en temps réel, pour lui permettre de mieux réguler sa consommation. Il est toutefois indispensable de mettre en place toutes les mesures requises pour garantir aux consommateurs finaux une réelle protection de leur vie privée, mais également de leurs intérêts (faire en sorte que les données servent en priorité aux citoyens pour réduire leur facture et non à certains fournisseurs qui pourraient être tentés de complexifier les offres et de proposer des tarifs fluctuants aux dépens des particuliers et entreprises. Il est aussi primordial de tenir compte des inégalités sociales dans la mise en place des compteurs intelligents. Enfin, les citoyens devront être formés pour retirer le meilleur bénéfice de cette nouvelle technologie.

### *PARTAGE : agir collectivement pour produire et consommer*

Notre démarche se veut également collective et pas exclusivement individualiste. Jusqu'à présent, les politiques ont surtout développé des mécanismes de

<sup>6</sup> CREG, *Etude relative à la composition des portefeuilles de produits par fournisseur et les potentiels d'économies possibles pour les ménages, les PME et les indépendants sur le marché belge de l'électricité et du gaz naturel*, 2016

<sup>7</sup> CWAPE, *Analyse des prix et du gaz naturel en Wallonie*, 2018.

<sup>8</sup> CWAPE, *Etude sur les compteurs intelligents*, 2016.

soutien à destination de particuliers et entreprises dans une logique essentiellement individuelle (certificats verts, primes « Energie », compteur tournant à l'envers sans prise en compte de l'évolution de la demande et de l'offre d'électricité ...). Si cette approche individuelle a permis l'investissement dans la production d'énergies renouvelables, et plus particulièrement dans l'énergie photovoltaïque, elle peut parfois être inefficace, inéquitable ou discriminante.

Par exemple, les propriétaires de toitures ou de terrains bien orientés, ne sont pas incités à exploiter au maximum les surfaces disponibles et se limitent souvent (et à raison vu le système en vigueur) à uniquement couvrir leur consommation personnelle afin de maximiser le bénéfice du compteur qui tourne à l'envers. Pour quelle raison ? Ce système permet aux prosumers, c'est-à-dire les détenteurs d'une installation photovoltaïque, de voir leur compteur électrique « rebobiner » si de l'électricité produite par l'installation est réinjectée sur le réseau. Il n'y a actuellement pas de prix de rachat de l'électricité produite au-delà de la consommation propre du prosumer, celle-ci bénéficiant au gestionnaire de réseau de distribution. Il n'y a donc aucun intérêt à placer plus de panneaux qu'il n'en faut par rapport à sa propre consommation annuelle, même lorsqu'on est propriétaire d'une grande toiture idéalement orientée qui pourrait alimenter d'autres bâtiments. Le mécanisme n'incite pas non plus les prosumers à autoconsommer le plus possible l'énergie au moment où elle est produite par leurs installations photovoltaïques. Qu'ils consomment l'électricité en période ensoleillée ou en soirée, le compteur tourne à l'envers au même rythme. Le bénéfice pour le prosumer reste donc le même, ce qui peut causer des pics de production sur le réseau de distribution à des moments où la consommation est faible.

L'idée proposée voici quelques années d'instaurer une progressivité de la tarification énergétique s'appuie également sur une approche individuelle et s'accompagne d'effets pervers. Ce mode de tarification suggère que sur une année, le prix unitaire des kWh d'électricité consommés doit augmenter au fur et à mesure du volume de la consommation. En d'autres termes, plus votre volume annuel de consommation sera élevé, plus le kWh à l'unité sera cher (en jouant sur les composantes « distribution » ou « taxes »). Ce système induit des effets pervers. Par exemple, il pénalise les familles, colocataires ou cohabitants qui vivent à plusieurs sous un même toit, avec un seul compteur, alors que la cohabitation permet au contraire de limiter la consommation électrique par personne. De plus, il n'apporte aucune solution à la nécessité de déplacer la consommation durant la journée ou l'année vers les pics de production d'énergies renouvelables (on peut par exemple consommer peu sur une année, mais uniquement à des moments où l'électricité se fait rare par rapport à la demande). Enfin, la tarification progressive

est incohérente par rapport à l'électrification attendue des usages (véhicules électriques, pompes à chaleur...).

Plutôt que de soutenir uniquement des démarches individuelles, nous préconisons également le développement de projets plus collectifs comme la multiplication d'installations photovoltaïques partagées sur des surfaces idéalement exposées, ce qui permettrait d'exploiter pleinement le potentiel de toitures bien orientées et d'ouvrir ce type d'investissement à des particuliers ou entreprises qui ne disposent pas de terrains ou toitures adaptées. Nous pensons aussi à la mise en place de coopératives énergétique ou à une meilleure mutualisation des consommations (cohabitation, colocation, covoiturage...). Les immeubles à appartement et l'habitat intermédiaire (maisons imbriquées les unes dans les autres, avec une mitoyenneté verticale ou horizontale) offrent aussi un fort potentiel de production partagée d'énergies renouvelables. Enfin les locataires doivent aussi avoir la possibilité de participer à cette transition.

Le développement de communauté de production d'électricité renouvelable et d'autoconsommation (micro-réseaux) est également nécessaire.

L'approche que nous préconisons doit toutefois veiller à ne pas générer d'effets pervers pour les non-participants qui utilisent toujours à 100% le réseau de distribution. En effet, la croissance des énergies renouvelables et leur autoconsommation par le prosumer ou les participants à un micro-réseau peuvent reporter l'entièreté des coûts de maintenance et de développement des réseaux de transport et de distribution. Or, nous bénéficions tous de ces réseaux (éclairage public, services publics, industrie, datacenters nécessaires au fonctionnement d'internet...) et même les propriétaires d'installations photovoltaïques ou d'éoliennes en ont potentiellement besoin, en cas de panne ou d'absence de vent ou de lumière. Il en va de même pour le financement des unités de production nécessaires à notre sécurité d'approvisionnement comme la disponibilité de centrales thermiques au gaz. Il faut instaurer une juste répartition entre tous les citoyens du financement du réseau et des capacités de production d'équilibrage et de réserve.

### *AGILITÉ : consommer plus en heures creuses et moins lors des pics*

Un des enjeux majeurs de la transition consiste à faire en sorte que l'offre et la demande d'énergie s'équilibrent tout au long de la journée, de la semaine et de l'année.

Pour y arriver, un double défi doit être relevé. En matière de consommation, les entreprises et ménages n'utilisent pas l'électricité de manière constante, mais de façon variable, en fonction de leurs besoins et du temps. Ces variations provoquent des pics de consommation à certaines heures qui nécessitent l'injection dans le réseau

d'une quantité équivalente d'électricité. À défaut, un déséquilibre sur le réseau apparaît et au-delà d'un certain seuil, une partie ou l'ensemble du système doit être coupé (délestage). En matière de production, le développement des énergies intermittentes (photovoltaïques, éoliennes, hydroliennes, énergie maritime...) s'accompagne d'une plus forte incertitude sur le volume d'énergie produite vu que les énergies renouvelables dépendent des conditions météorologiques (précipitations, ensoleillement, vent...).

À la variabilité de la consommation et de la production vient s'ajouter une troisième difficulté : les moments où nous consommons plus ne correspondent pas nécessairement à ceux où la production d'énergie intermittente est la plus élevée. Par exemple, nous consommons plus en hiver ou en soirée, soit une période où le niveau d'ensoleillement est limité. Le vent est également une source d'énergie particulièrement aléatoire. Il peut souffler très fort à un moment de l'année ou de la journée où nous n'avons moins besoin d'énergie ou inversement être absent en plein pic de consommation. Actuellement, lorsque les éoliennes ou panneaux photovoltaïques produisent trop d'électricité par rapport à la demande, on procède à un effacement de la production (exemple : mise à l'arrêt forcé d'éoliennes), ce qui équivaut à gaspiller le potentiel offert par la nature pour nous fournir de l'énergie.

Eu égard à ces observations, nous devons promouvoir une gestion dynamique et intelligente de l'électricité, ce que l'on appelle la « gestion de la demande », afin d'équilibrer en temps réel non seulement l'offre, mais également la demande. En d'autres termes, il faut inciter les consommateurs (particuliers comme entreprises) à adapter leur consommation en fonction de la disponibilité de l'électricité (déplacer la demande vers les « pics » de production des énergies renouvelables). Cela permet aussi d'atténuer les pics de consommation et donc de réduire la quantité d'énergie maximale à prévoir pour les périodes de pointe. Notre analyse démontre qu'il est possible par une gestion dynamique de la demande de déplacer la consommation à hauteur de la production d'électricité de plusieurs réacteurs nucléaires ou centrales au gaz.

Des incitants peuvent être mis en place pour amener les consommateurs, et plus particulièrement les entreprises et organisations publiques, à augmenter leur consommation en heures creuses ou lorsque l'énergie est abondante (période de fort ensoleillement ou de vent) et à la limiter en période de pics de la demande ou quand l'énergie est peu disponible. Nous y reviendrons plus en détail dans la seconde partie de ce document.

En ce qui concerne l'offre, l'amélioration des outils de prévisions météorologiques, de prévisions de la consommation énergétique<sup>9</sup> et de gestion des unités de production, des réseaux et des postes de consommation (notamment via l'intelligence artificielle et les objets connectés) permettra d'anticiper d'éventuels déficits ou excédents et d'activer, le cas échéant, des solutions complémentaires ou innovantes : centrales au gaz, importations, modération de la consommation par certains utilisateurs...

Enfin, l'amélioration de l'efficacité des solutions de stockage de l'électricité et la réduction de leur coût permettront d'accumuler durant des périodes plus longues de plus grandes quantités d'électricité lorsque celle-ci est excédentaire et d'utiliser ce stock lorsque l'offre est déficitaire. Les batteries de stockage (fixes, mais surtout mobiles via les véhicules) sont une partie de la solution, car elles permettent de réduire l'empreinte carbone du transport routier, mais aussi d'absorber l'électricité verte au moment où elle est produite et le cas échéant de la réinjecter dans un bâtiment, un micro-réseau ou sur le réseau de distribution (power-to-the-grid). Une généralisation des batteries domestiques et voitures électriques n'est pas une solution optimale d'un point de vue économique et environnemental et elle reste complexe à mettre en œuvre sur le plan technique. Dès lors, nous devons développer d'autres technologies de stockage comme le pompage-turbinage. Un usage plus important des pompes à chaleur et des réseaux de chaleur (faire chauffer ou refroidir un réseau de canalisations d'eau à partir des énergies renouvelables quand elles sont disponibles et exploiter durant plusieurs heures son inertie thermique) est également nécessaire. Enfin, le power-to-gas (production d'hydrogène à partir de l'électrolyse de l'eau) est une solution qui permet de stocker l'énergie sur de plus longue période. Il convient de la tester et de la développer en veillant à en évaluer son coût et sa valeur ajoutée par rapport aux autres solutions de stockage. Complémentairement au stockage à partir du gaz, il est intéressant de développer la biométhanisation et de favoriser l'injection de biogaz sur le réseau.

Si les coûts liés à la technologie de stockage peuvent sembler importants par rapport à la technique de l'effacement de la production d'énergies renouvelables, il est important de prendre en considération les enjeux liés au climat et à la sortie du nucléaire en Belgique. Si nous voulons réduire les émissions de CO<sub>2</sub> et assurer la sécurité d'approvisionnement, le stockage reste une filière indispensable pour compléter les autres alternatives et notamment le déplacement de la demande.

---

<sup>9</sup> BOSCH Stephan, « Des énergies renouvelables pour l'Allemagne : Planification spatiale et technique pour une transition énergétique intelligente », *Revue Géographique de*

*l'Est*, vol. 55 / n°1-2, 2015.  
<http://journals.openedition.org/rge/5412>

### *SOUTENABILITÉ : préserver notre qualité de vie et celle des générations futures*

La soutenabilité de l'énergie concerne bien sûr la plupart des formes d'énergie renouvelable : photovoltaïque, éolien, géothermie, mouvement des cours d'eau et des mers et océans, biométhanisation des déchets ou de certaines algues... Dans notre démarche de « développement humain », nous considérons que la nature nous offre de nombreuses ressources et services qu'il faut préserver à long terme, en privilégiant une approche systémique. Notre intelligence humaine et collective peut y contribuer au travers des innovations techniques et sociales. Elle peut également aider la nature à se reconstituer ou à donner le meilleur d'elle-même. La transition énergétique offre une réelle opportunité de tirer vers le haut les ressources et services que la nature est en mesure de nous offrir sur le long terme, sans remettre en cause l'avenir de l'humanité.

Il est primordial d'évoluer d'ici 2050 vers une consommation énergétique utilisant presque exclusivement les énergies renouvelables, c'est-à-dire des ressources qui ont la faculté de se renouveler rapidement et ainsi être inépuisables et ne pas épuiser l'environnement ou dérégler l'écosystème et le climat. À cet égard, l'utilisation massive de bois importés qui contribuent à la déforestation de notre planète ou encore les biocarburants produits à partir de monocultures aux dépens de la biodiversité et de l'alimentation des populations locales ne peuvent être considérés comme renouvelables et durables.

Toutefois, l'idée d'énergie « soutenable » va plus loin que celle d'énergie renouvelable. Elle y adjoint d'autres dimensions tout aussi fondamentales et notamment l'impact sur notre santé afin de préserver notre qualité de vie et celle des générations futures.

La soutenabilité implique aussi la recherche d'une forte adhésion des citoyens aux décisions, politiques ou projets. En d'autres termes, le développement d'alternatives aux énergies fossiles comme le charbon ou le pétrole doit s'accompagner du soutien des citoyens. L'approche « bottom-up » de mobilisation citoyenne et d'initiatives locales peut contribuer à l'affermissement de ce soutien, au contraire de démarches plus contraignantes et imposées du haut vers le bas. Les pouvoirs publics doivent aussi veiller à préserver l'équité entre contribuables et consommateurs dans la mise en œuvre de politiques soutenant le développement des énergies renouvelables. Une concertation plus en amont, voire une meilleure implication des populations locales dans des projets éoliens est susceptible de renforcer l'adhésion des riverains. Certains opérateurs privés lancent aujourd'hui des initiatives intéressantes pour associer des citoyens à leurs investissements. Cette approche peut être amplifiée et diversifiée.

### *EFFICIENCE : générer des résultats à un coût et un risque acceptable*

La transition énergétique que nous proposons doit produire des résultats concrets pour notre qualité de vie et celle des générations futures, mais ne peut être mise en œuvre quel qu'en soit le prix. Les politiques menées doivent aussi limiter au maximum les impacts négatifs et les risques pour la population.

Notre démarche se veut efficace, c'est-à-dire orientée vers les résultats à court, moyen et long terme. Les mesures et dispositifs mis en place par les pouvoirs publics doivent être évalués régulièrement afin de vérifier qu'ils produisent réellement les effets escomptés et tendent vers les objectifs fixés. Le cas échéant, ceux-ci doivent être amplifiés, corrigés ou interrompus.

Elle se veut également efficace de manière à assurer un excellent rapport coûts-bénéfices des politiques publiques. La recherche de l'optimum économique doit être privilégiée (investir en priorité vers des travaux ou des projets qui induisent les meilleurs bénéfices sur le plan énergétique, environnemental, de la sûreté, de l'acceptabilité sociale et de la santé). Ainsi, les travaux économiseurs d'énergie génèrent des gains énergétiques décroissants. Dès lors, passer d'une excellente performance énergétique au standard passif nécessite un coût important par rapport au gain énergétique généré. Ce même montant investi dans un logement mal isolé produit par contre un gain énergétique substantiel.

Les coûts à prendre en compte ne sont pas toujours financiers et à court terme. Ils comprennent également la dégradation des paysages ou les impacts environnementaux. Ils doivent être évalués sur le long terme (comme le coût du stockage des déchets radioactifs). Les bénéfices peuvent intégrer la création d'emplois. Ainsi, en matière de production d'électricité renouvelable, certaines filières comme le petit éolien ont une rentabilité moindre que d'autres. Cela ne signifie pas nécessairement qu'il faut abandonner l'investissement dans celle-ci. En effet, le petit éolien permet notamment une meilleure intégration au paysage que le grand éolien et s'avère complémentaire au grand éolien, étant donné qu'il peut se mettre en marche à faible vent et s'implanter à proximité de zones résidentielles. Il peut aussi créer de l'emploi si son développement s'articule avec une réelle politique industrielle. De plus, avec le temps, au travers de l'effet de seuil (économies d'échelle) et l'effet d'apprentissage (innovations, savoir-faire...), la rentabilité s'améliore. Il est donc opportun de garder la possibilité d'investir sur le court terme dans une filière moins efficace si celle-ci peut devenir très efficace sur le moyen et le long terme.

Notre démarche propose de limiter notre consommation énergétique pour un même niveau de services. En d'autres termes, conserver, voire améliorer notre qualité

de vie en utilisant proportionnellement une quantité raisonnable de kWh et surtout peu ou pas de combustibles fossiles riches en carbone. Cette ambition peut se concrétiser d'une part au travers d'investissements économiseurs d'énergie (performance énergétique des bâtiments, électroménager et véhicules à basse consommation...). D'autre part, il est possible de promouvoir une utilisation parcimonieuse et encore plus intelligente de l'énergie, en permettant aux consommateurs de consommer de l'énergie quand et où ils en ont réellement besoin et d'aller à la chasse aux gaspillages. Une meilleure information de l'utilisateur peut contribuer à cet objectif, notamment par l'intermédiaire de compteurs intelligents, si ceux-ci sont utilisés à bon escient et avec toutes les mesures nécessaires pour protéger le consommateur (voir le point précédent : « EDUCATION : informer et former les citoyens »). D'autres solutions peuvent également tirer la consommation énergétique vers le bas comme la domotique, les nouvelles formes d'organisation du travail (télétravail, concentration des heures de travail sur 4 jours...), un meilleur aménagement du territoire (commerces et services de proximité) ou encore le soutien aux mobilités alternatives à l'usage individuel de la voiture (covoiturage, transports collectifs, mobilité active...). Ces mesures doivent permettre aux citoyens et aux entreprises de maîtriser leur facture d'électricité, et ce même si l'électrification des équipements et le coût unitaire de l'énergie augmentent à l'avenir.

À terme, l'efficacité doit également nous amener à faire évoluer la norme « PEB » (Performance énergétique des bâtiments). Il serait plus pertinent de maximiser le ratio « Valeur ajoutée d'un bâtiment/ Energies fossiles consommées ». Pour renforcer l'efficacité d'un bâtiment, il convient d'agir sur deux tableaux : le premier relatif à la densité de l'usage des espaces (augmentation du nombre de résidents par m<sup>2</sup> de surface habitable, occupation 7/7 jours, durant un nombre d'heures maximal de locaux sportifs ou scolaires, de bureaux, de salles polyvalentes...). Le second relatif à la performance énergétique « nette » du bâtiment (production d'énergies renouvelables autoconsommées ou réinjectées sur le réseau et niveau d'isolation de l'immeuble).

À la notion de coût des investissements des ressources énergétiques et à celle de valeur ajoutée doit être adjointe celle du risque. Nous privilégions une approche prudente, dans laquelle les risques pour la population doivent être minimisés, sur le plan de la santé, de l'environnement, de la sûreté et de la sécurité d'approvisionnement, en appliquant, le cas échéant, le principe de précaution.

Enfin, le principe renvoie vers la recherche d'une plus forte efficacité au sein des organismes en charge de la production, du transport et de la distribution d'énergie, mais aussi d'une meilleure transparence des marchés de

l'énergie. À cet égard, la tarification des fournisseurs doit être la plus lisible et concurrentielle possible.

*ÉQUITÉ : veiller à ce que tous les citoyens puissent participer de manière équitable à la transition énergétique*

La transition énergétique requiert d'importants investissements de la part du secteur public, mais également des citoyens et des entreprises. Il convient de répartir ce coût de manière juste et équitable. Il faut soutenir ceux qui investissent dans la production d'énergie renouvelable, l'isolation de leur logement, l'acquisition d'équipements moins énergivores ou qui adaptent leur consommation d'énergie en fonction de sa disponibilité. Mais ce soutien doit être calibré à la fois pour créer l'effet escompté sur les comportements tout en évitant les effets d'aubaine ou une rentabilité de l'investissement artificiellement excessive, sachant que son coût sera répercuté sur ceux qui n'ont peut-être pas la possibilité de réaliser ce genre d'investissement (revenus limités, locataires, copropriétaires d'immeubles à appartements, petites entreprises...). Le financement des dispositifs d'aide (primes, fiscalité, quotas...) doit également être réparti de manière juste et équitable entre tous les citoyens.

Par ailleurs, de nombreux citoyens n'ont pas la possibilité de participer à la transition énergétique. Nous devons leur permettre d'y contribuer malgré leurs contraintes, notamment par le développement de nouveaux dispositifs (coopératives, tiers-investisseurs, incitants pour installations collectives, micro-réseaux permettant à des riverains qui n'ont pas d'installation photovoltaïque sur leur toit d'investir dans des unités de production situées ailleurs et d'en profiter au même titre que les prosumers individuels...).

La précarité énergétique touche également de trop nombreux ménages. Il n'est pas acceptable que certaines personnes ne puissent pas se chauffer correctement ou disposer d'un volume d'électricité adapté à leurs besoins. Un soutien financier doit être prévu afin de permettre à ces personnes d'accéder à l'énergie de manière suffisante, mais également et surtout d'améliorer la performance énergétique de leur logement et de leurs équipements.

L'enjeu touche enfin les zones rurales où les habitants n'ont par exemple pas la possibilité de remplacer le mazout par une alternative financièrement abordable comme le gaz de distribution ou encore d'utiliser les transports en commun ou les modes de déplacements actifs comme en zones urbaines.



## 2. DIAGNOSTIC



## 2. DIAGNOSTIC

### INTRODUCTION

Ce chapitre poursuit trois objectifs complémentaires.

Il vise tout d'abord à brièvement rappeler le mode de fonctionnement du secteur de l'énergie afin de permettre aux lecteurs peu familiers avec les questions énergétiques, d'en saisir rapidement les contours, les processus, les principes et les enjeux. Qui sont les acteurs de l'énergie en Belgique ? Qui consomme de l'énergie ? D'où provient l'électricité qui alimente les habitations et les entreprises ? Quelles sont les technologies utilisées pour la fabriquer ? Pourquoi faut-il arrêter la filière nucléaire en Belgique ainsi que la consommation des énergies fossiles les plus polluantes (pétrole et charbon) ?

Il vise également à faire état de l'offre et de la demande d'énergie actuelle et future pour notre Royaume, et plus particulièrement de l'électricité, en s'appuyant sur de nombreuses données chiffrées. Quel volume d'électricité consomme-t-on chaque année ? Cette consommation varie-t-elle selon les heures de la journée ou des saisons ? Et qu'en est-il de la production d'électricité ? Quels sont les changements attendus et les perspectives futures à l'horizon 2030 et 2050 ?

Il identifie enfin plusieurs défis à relever dans les prochaines années pour réussir la transition vers un secteur énergétique belge sans nucléaire ni carbone, une Belgique plus souveraine dans le domaine de l'énergie et un approvisionnement sécurisé. Le projet de Pacte énergétique interfédéral conclu en décembre 2017 en

Belgique et les orientations et propositions développées dans le dernier chapitre de cette étude tentent d'apporter des réponses à ces défis.

### 2.1. VARIABILITE DE LA DEMANDE ANNUELLE ET EVOLUTION DE L'OFFRE D'ELECTRICITE

#### *Evolution et caractéristiques de la demande annuelle d'électricité*

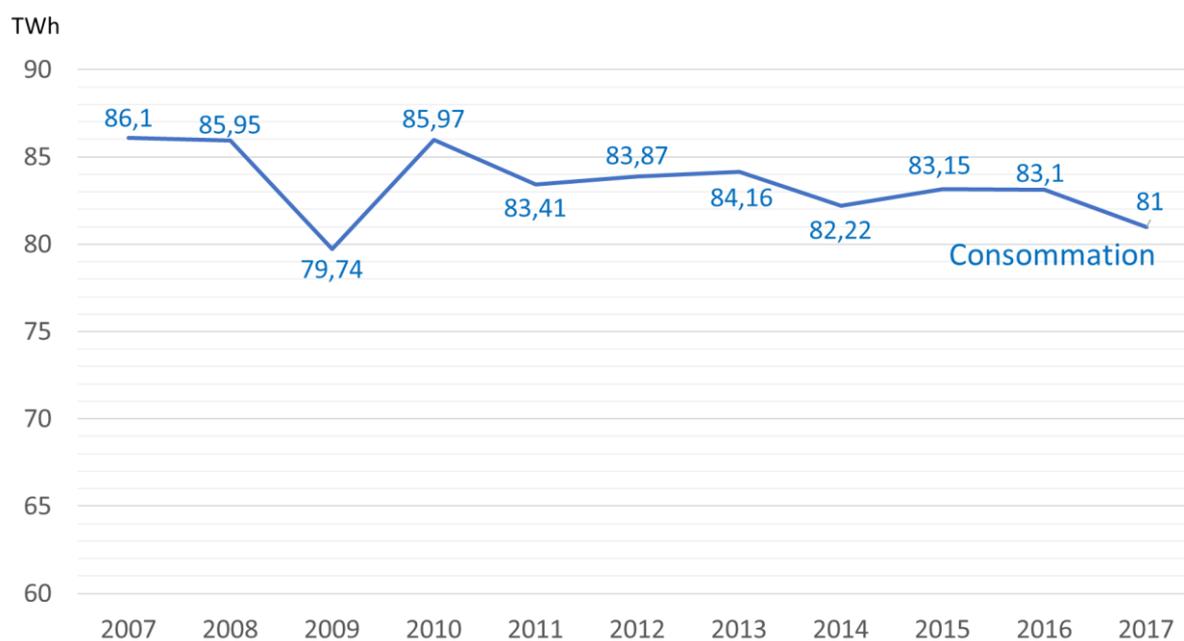
Selon ELIA, en Belgique, **85,45 TWh d'électricité ont été consommés sur l'année 2015**. La FEBEG estime pour sa part la consommation électrique annuelle à 83,15 TWh pour la même année, 83,10 TWh en 2016 et 81 TWh en 2017. Sur base d'une autre méthodologie, la CREG estime que le volume d'électricité prélevé sur le réseau d'ELIA s'élevait à 77,3 TWh en 2017 contre 77,1 TWh en 2015 et 2016<sup>10</sup>.

La figure 2 met en évidence l'impact de l'activité économique sur la consommation électrique, avec un niveau particulièrement bas en 2009, une année marquée par la crise financière et économique mondiale.

L'activité économique (industrie et secteur tertiaire) est le secteur le plus consommateur d'électricité. Pour cette raison, la consommation annuelle d'électricité est particulièrement sensible à la conjoncture économique (figure 1).

<sup>10</sup> CREG, *Note relative aux évolutions marquantes sur les marchés de gros belges de l'électricité et du gaz naturel en 2017*, janvier 2018.

Figure 1 - Consommation d'électricité annuelle totale en Belgique (TWh) de 2006 à 2017

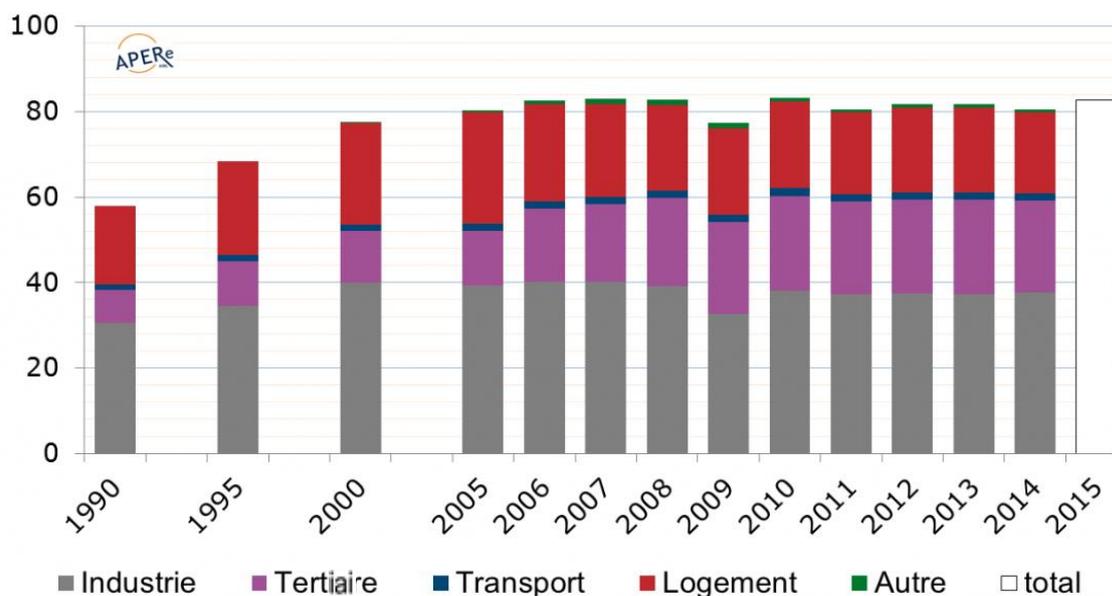


Source : FEBEG, Rapport annuel 2018

Depuis 2000, nous pouvons observer une relative stabilité de la demande du secteur industriel (à l'exception de l'année 2009 où la consommation des entreprises du secteur secondaire se contracte fortement). La consommation électrique du secteur tertiaire a pour sa part connu une croissance depuis 2005

pour ensuite se stabiliser. Enfin, le secteur résidentiel voit sa consommation annuelle légèrement diminuer entre 2005 et 2008, mais elle reste relativement stable depuis lors. Les transports n'expliquent qu'une partie infime de la demande d'électricité annuelle et n'enregistrent pas de hausse significative à ce stade.

Figure 2 - Consommation d'électricité annuelle totale par secteur (TWh) de 1990 à 2015



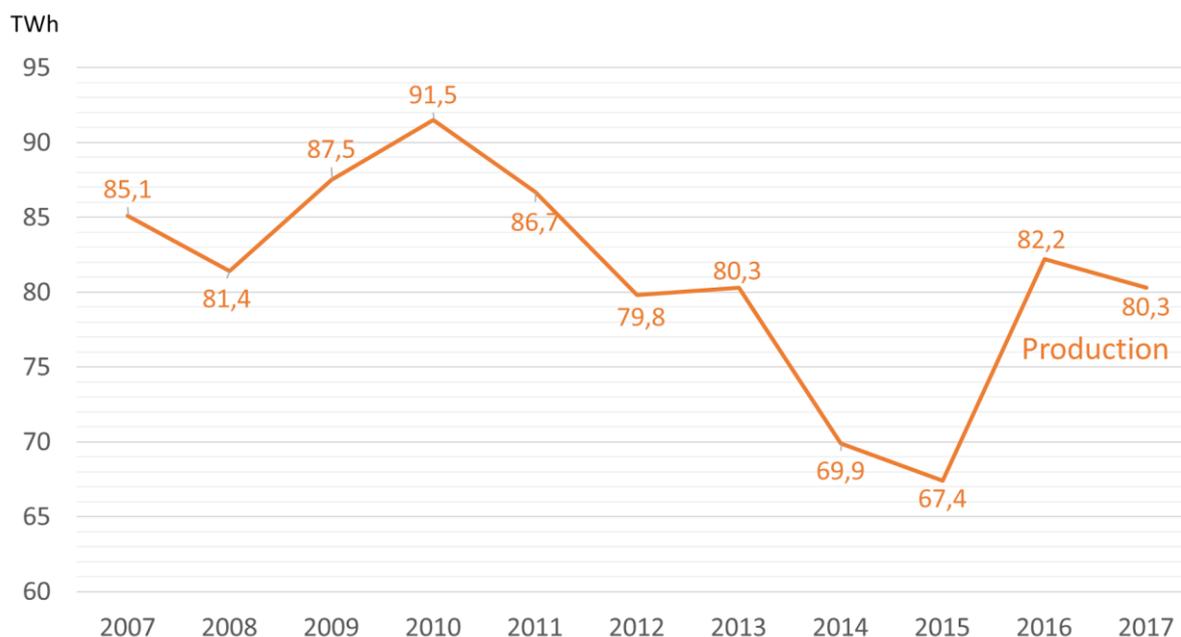
Source : Eurostat 1990-2014 et Synergrid 2015 ; Graphique APERE, 2016

### Evolution et caractéristiques de la production annuelle d'électricité

Globalement, la Belgique produit sur son territoire moins d'électricité qu'elle n'en consomme. Par exemple, en 2015, à la suite des arrêts prolongés de Doel 3, Doel 4 et Tihange 2, notre pays a produit selon la FEBEG environ 67,4 TWh d'électricité sur l'ensemble de l'année pour 83,15 TWh d'électricité consommée.

Il en résulte une importation nette d'électricité (l'écart entre les importations et les exportations) qui couvre le différentiel entre la production nationale et la consommation nationale d'électricité.

Figure 3 – Production nette d'électricité annuelle (TWh) de 2006 à 2017



Source : FEBEG, Rapport annuel 2018

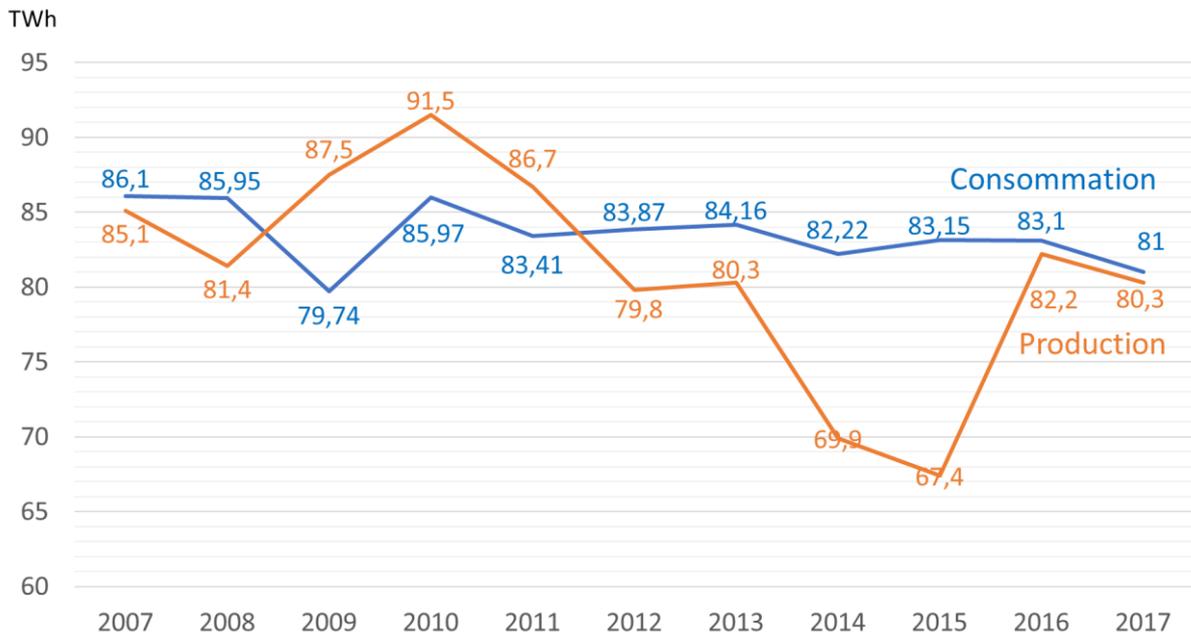
En 2016, suite à la réactivation des réacteurs Doel 1 et 2 pour une durée de 10 ans et au redémarrage de Tihange 2 et de Doel 3, la production d'électricité annuelle sur le territoire national est remontée à 82,2 TWh, tirant vers le bas les besoins d'importation et inversement vers le haut les exportations. En 2017, le volume de production annuel s'établit à 81 TWh. Rappelons également que les flux d'électrons qui sortent ou entrent sur le territoire national ne visent pas uniquement à combler un éventuel déficit d'offre d'électricité par rapport à la demande intérieure. Ils sont également guidés par les principes du marché énergétique international. Les fournisseurs belges achètent l'électricité là où elle coûte le moins cher, en fonction de la journée, de la semaine, de la météo, de problèmes techniques survenant dans des unités de production nucléaires ou thermiques et des saisons. Lorsque l'électron français produit à partir de combustible nucléaire ou l'électron allemand ou

néerlandais produit à partir de charbon est financièrement plus compétitif que l'électron belge, les fournisseurs achètent en priorité à l'étranger. Inversement, lorsque l'électricité belge est plus compétitive, elle est exportée vers les pays voisins.

Pour sa part, la CREG estime la production injectée sur le réseau en 2015, 2016 et 2017 à respectivement 54,9 TWh, 69,5 TWh et 69,6 TWh et les importations nettes à 20,8 TWh, 6,5 TWh et 6,6 TWh<sup>11</sup>.

<sup>11</sup> CREG, Note relative aux évolutions marquantes sur les marchés de gros belges de l'électricité et du gaz naturel en 2017, janvier 2018.

Figure 4a – Consommation d'électricité annuelle totale et production nette d'électricité de 2006 à 2017



Source : FEBEG, Rapport annuel 2018

Figure 4b – Importations, exportations et importations nettes d'électricité sur un an (TWh)



Source : FEBEG, Rapport annuel 2018

Pour produire de l'électricité, nous disposons de plusieurs filières :

- **La réaction nucléaire** : il s'agit de provoquer la fission d'un noyau atomique lourd comprenant de nombreux nucléons, permettant le dégagement de chaleurs intenses pour transformer de l'eau en vapeur et ainsi faire tourner des turbines reliées à un alternateur. Le combustible utilisé est généralement l'uranium ou le plutonium. La réaction nucléaire génère toutefois de la radioactivité et les combustibles utilisés peuvent conserver cette radioactivité durant plusieurs années, voire plusieurs siècles (en fonction du type de déchets). La combustion de l'uranium ou du plutonium doit être régulée en plongeant les barres de combustibles dans de l'eau afin d'éviter une réaction en chaîne suivie d'une explosion ou d'une fusion du réacteur. Ces éléments obligent les autorités publiques et les producteurs à prendre les mesures de sécurité les plus exigeantes pour diminuer les risques d'incidents.
- **Les combustibles fossiles (charbon, fuel et gaz)** : les centrales thermiques dites « classiques » utilisent la chaleur dégagée à partir de la combustion de ressources fossiles pour produire de la vapeur et ainsi faire tourner des turbines et un alternateur. Plus récemment, des centrales thermiques au gaz de nouvelle génération sont apparues. Il s'agit de centrales à cycle combiné (CCGT) encore appelées TGV (Turbine Gaz-Vapeur). Celles-ci associent deux types de turbines reliées chacune à un alternateur : la turbine à combustion (qui exploite les flux de gaz générés) et la turbine à vapeur (qui fonctionne comme dans les centrales classiques). Ce processus permet de renforcer l'efficacité du processus de production d'électricité. Le principal défaut des centrales thermiques utilisant des combustibles fossiles est le volume des émissions de CO<sub>2</sub> qui résulte de la production d'électricité. Le gaz reste toutefois un combustible beaucoup moins polluant que le charbon et le fuel.
- **L'éolien** consiste à produire de l'électricité en captant l'énergie cinétique du vent afin de faire tourner des pales d'un rotor et dans la foulée un générateur électrique.
- **Le photovoltaïque** s'appuie sur la transformation de la lumière émise par le soleil en électricité grâce à l'utilisation de matériaux semi-conducteurs comme le silicium. Techniquement, ces panneaux peuvent être installés par les particuliers, administrations et entreprises, sur une toiture, un toit plat ou un terrain, parfois sur des surfaces importantes.
- **Le solaire thermique** permet d'utiliser les rayons du soleil pour chauffer de l'eau, grâce à des capteurs thermiques vitrés et des absorbeurs métalliques qui réchauffent un réseau de tuyaux de cuivre où circule un fluide caloporteur. Ces capteurs et absorbeurs se retrouvent sur les toitures, les toits plats ou encore les murs extérieurs d'un bâtiment.
- **L'énergie hydrolienne** : cette technologie fait appel à la force cinétique de l'eau pour faire tourner une turbine qui permet à un générateur électrique de générer de l'électricité. Il existe aujourd'hui plusieurs approches complémentaires : l'hydroélectricité traditionnelle (barrages), le petit hydraulique (petites installations inférieures à 2MW construites au fil de l'eau) et l'énergie marine (encore appelé thalasso-énergie) qui vise à capter les différentes forces engendrées par la mer (marées, houle, vagues, courants marins, fluctuation de température de l'eau...).
- **La biomasse** : il s'agit d'utiliser comme combustibles des matériaux d'origine biologique (comme le bois, certains sous-produits de l'industrie agro-alimentaire, les boues des stations d'épurations, du lisier, certains produits ou déchets agricoles...) pour produire de la chaleur, de l'électricité ou du carburant. On peut soit les brûler directement ou après transformation (exemple : granulés de bois), soit les méthaniser (production de biogaz), soit encore les transformer en carburant (éthanol à partir de la betterave ou de céréales, biodiesel à partir de graines oléagineuses comme le colza ou le tournesol). Pour que la biomasse soit durable, il faut s'assurer que les ressources primaires qu'elle utilise pour produire de l'énergie (bois, végétaux...) se renouvellent au moins au même rythme que leur consommation. Le recours à l'énergie de la biomasse doit tenir compte des impacts environnementaux liés à la récolte et au transport de ces matériaux, à l'impact sur l'écosystème local ainsi qu'à l'impact sur le prix des matières premières.
- **La géothermie** : il s'agit d'utiliser la chaleur stockée dans le sous-sol grâce à des forages parfois profonds, afin de générer de l'électricité, de la chaleur ou au contraire de la fraîcheur (systèmes de refroidissement).
- **La cogénération** : elle consiste à récupérer la chaleur générée par certaines activités, comme la production d'électricité pour chauffer de l'eau ou inversement à utiliser la chaleur engendrée par certaines activités comme la production industrielle, pour produire de l'eau chaude. On peut l'utiliser soit en milieu industriel, soit dans de grands immeubles à

vocation économique, sociale ou résidentielle, soit dans un logement individuel.

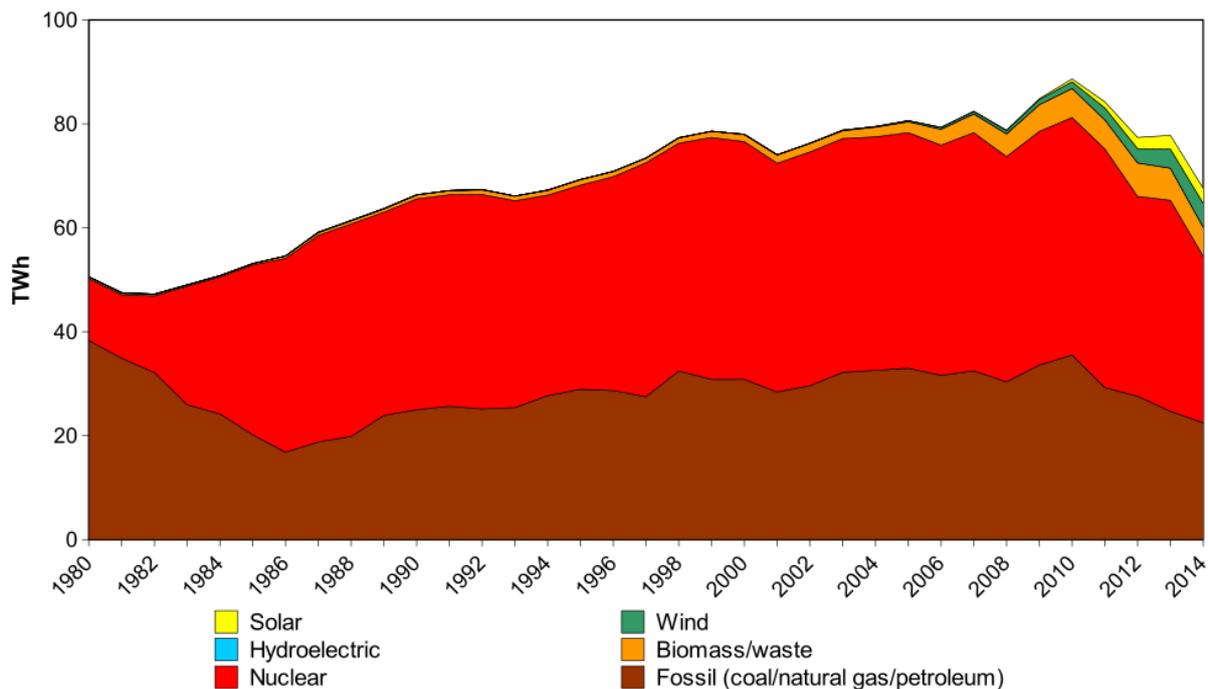
En ce qui concerne l'**hydrogène**, il permet de stocker l'électricité produite et de fournir soit de la chaleur, soit de l'électricité au moment où on en a réellement besoin. L'hydrogène est un combustible que l'on peut produire à partir de l'eau, par « électrolyse », c'est-à-dire en utilisant l'énergie électrique. Au contact de l'eau, l'électricité crée une réaction qui, avec d'autres manipulations, permet de transformer le liquide en hydrogène et oxygène gazeux. Inversement, lorsque de l'hydrogène et de l'oxygène gazeux sont recombinaés, ils produisent trois éléments : de l'eau, de la chaleur et de l'électricité. C'est le principe de la pile à combustible que certains constructeurs automobiles tentent d'intégrer à de nouveaux prototypes de véhicules. À terme, la technologie à l'hydrogène pourrait

également être utilisée afin de stocker l'énergie intermittente.

**Enfin, il convient d'évoquer le solaire thermique.** S'il ne produit pas d'électricité en soi, il permet de chauffer de l'eau sans utiliser de l'électricité, en utilisant les rayons du soleil, grâce à des capteurs thermiques vitrés et des absorbeurs métalliques qui réchauffent un réseau de tuyaux de cuivre où circule un fluide caloporteur. Ces capteurs et absorbeurs se retrouvent sur les toitures, les toits plats ou encore les murs extérieurs d'un bâtiment.

**En Belgique, la production annuelle nette d'électricité provient essentiellement de combustibles fossiles et nucléaires** (cfr. Figure 5). La fermeture programmée des centrales nucléaires et la poursuite des objectifs de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, conformément aux engagements pris lors de la COP21, posent donc un défi majeur.

Figure 5 – Production annuelle nette d'électricité en Belgique 1980-2014 (TWh)



Source : EIA, 2016

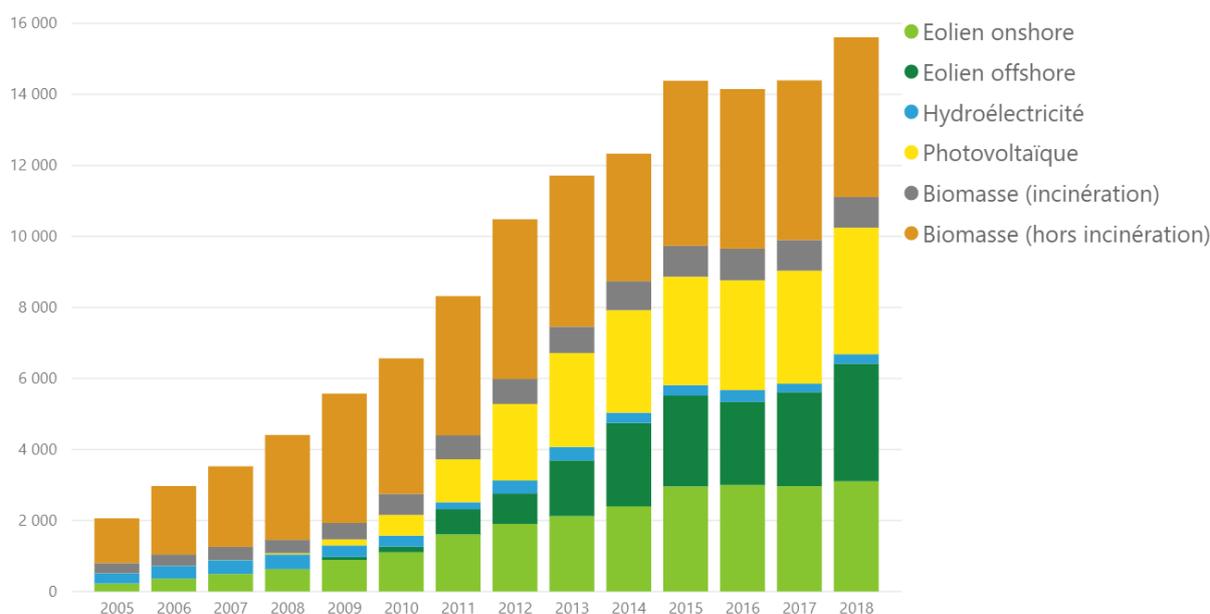
Il est toutefois important de souligner que, dans la filière « fossile », le charbon a été progressivement remplacé par le gaz, beaucoup moins polluant, pour produire de l'électricité. En 2017, plus aucun électron n'est d'ailleurs généré à partir du charbon.

Selon la CREG, en 2016, les centrales nucléaires ont produit 41,4 TWh d'électricité, les centrales au gaz naturel et au charbon 18,2 TWh et les autres sources (renouvelables et autres) 8,9 TWh. En 2017, ces mêmes

équipements ont produit respectivement 40,2 TWh, 18,4 TWh et 9 TWh.

Relevons également, comme le montre la figure 6, la croissance significative de la quantité d'électricité générée annuellement en Belgique à partir de ressources renouvelables. Celle-ci est en effet passée de 2 TWh par an à environ 15,6 TWh en treize ans.

Figure 6 – Production annuelle nette d'électricité par des ressources renouvelables en Belgique 2005-2018 (TWh)

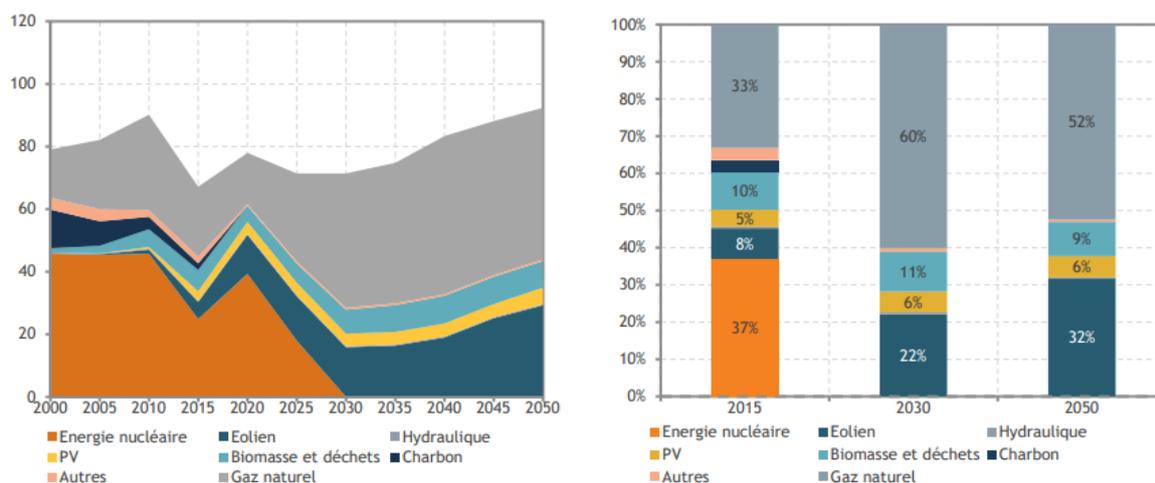


Source : APERe, 2019

Selon le Bureau fédéral du Plan (Figure 7), sur base d'un scénario de référence, d'ici 2030 et 2050, le volume net d'électricité devrait provenir essentiellement de centrales thermiques au gaz (plus de la moitié de la production annuelle) et des éoliennes. Les installations photovoltaïques et la transformation de déchets de la biomasse viendraient compléter ce mix. Il s'agit toutefois

de projections qui ne tiennent pas compte des éventuelles innovations technologiques que nous connaîtrons d'ici 30 ans ou d'orientations fortes que les autorités publiques pourraient définir dans les prochaines années pour privilégier une filière de production d'électricité plutôt qu'une autre.

Figure 7 - Evolution de la production nette d'électricité (en TWh dans le graphique de gauche et en % dans le graphique de droite)



Source : PRIMES.

Note : PV = solaire photovoltaïque ; autres = pétrole et gaz dérivés.

Bien que la loi sur la sortie du nucléaire ait été totalement mise en œuvre, les dernières centrales nucléaires fermeront dans le courant de l'année 2025. On enregistrera donc encore une faible production nette pendant cette année 2025. Dès lors que le modèle PRIMES se base sur des périodes de 5 années, la production nette ne deviendra nulle qu'en 2030. Par conséquent, on pourrait croire que de l'électricité sera encore produite à partir de centrales nucléaires durant la période 2025-2030, ce qui n'est naturellement pas le cas.

Source : Figure tirée de l'étude du BFP sur les perspectives énergétiques de la Belgique à l'horizon 2050, 2017

### Le caractère intermittent de l'énergie solaire et éolienne

L'accroissement de la part des énergies renouvelables dans le mix de production électrique belge pose certains défis auxquels nous tenterons de répondre dans cette étude. Nous pensons plus particulièrement au caractère intermittent de l'énergie éolienne et photovoltaïque dont la puissance et le volume de production ne sont pas constants dans le temps. L'éolien est difficilement planifiable à long terme et se caractérise par un certain

degré d'incertitude à court terme. Donnons quelques exemples chiffrés pour se rendre compte de cette variabilité des énergies renouvelables.

D'après les données d'Elia sur la puissance en MW du parc éolien belge durant la première semaine de mai 2016, nous pouvons observer que celle-ci a oscillé entre 50 MW et 1.300 MW.

Figure 8 - Production agrégée du parc éolien la semaine du 2 mai 2016

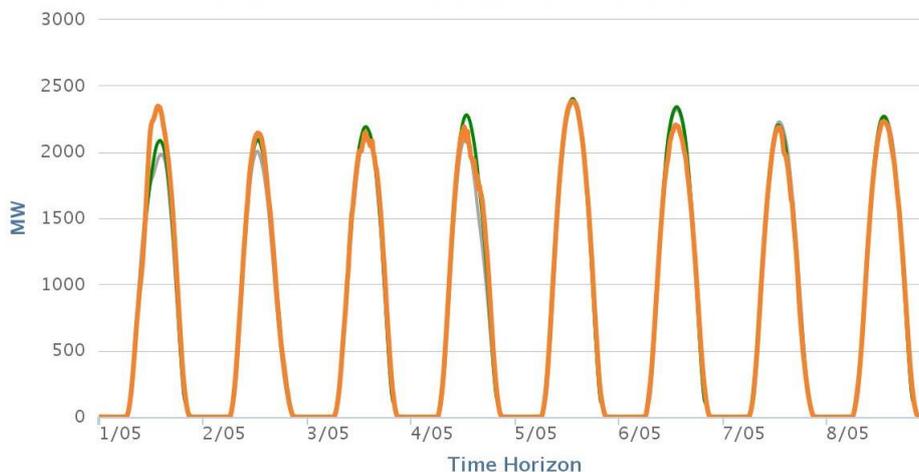


Source Elia, 2016

La forte variabilité de la puissance caractérise également la filière photovoltaïque. La production est en général nulle durant la nuit pour ensuite suivre une augmentation relativement linéaire en début de journée et atteindre une période de pleine production autour de midi. Enfin, on observe une baisse à nouveau linéaire de la charge en début de soirée. L'intensité du rayonnement solaire

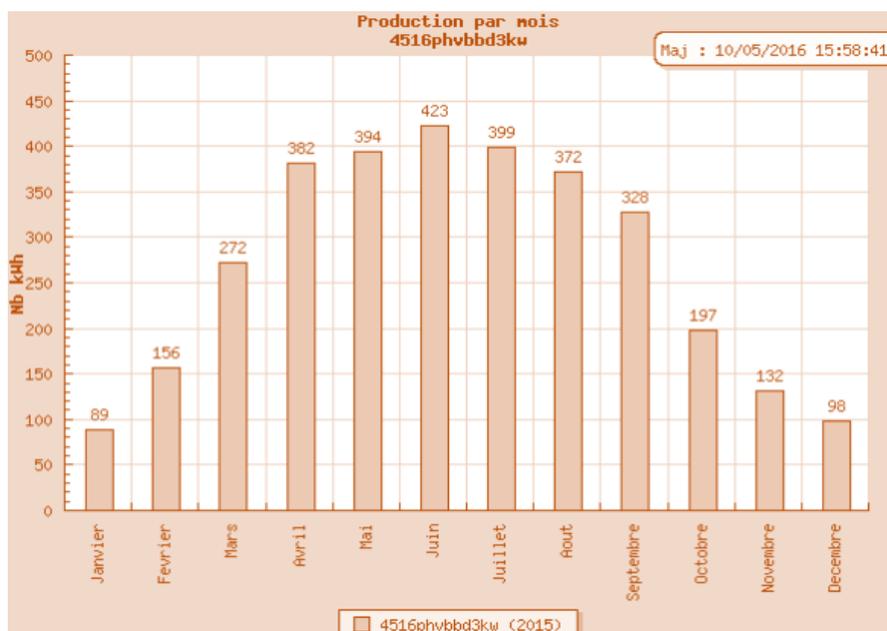
respecte certaines tendances lourdes en fonction des saisons avec, naturellement, une meilleure performance en période estivale et un creux en hiver, lorsque les journées sont les plus courtes. La figure suivante montre que durant la première semaine de mai 2016, les installations PV atteignent 2.400 MW en milieu de journée pour redescendre à 0 la nuit.

Figure 9 - Production agrégée des installations photovoltaïques en Belgique la semaine du 2 mai 2016



Source Elia, 2016

Figure 10 – Production moyenne d'électricité à partir d'installations photovoltaïques en Belgique (par mois)

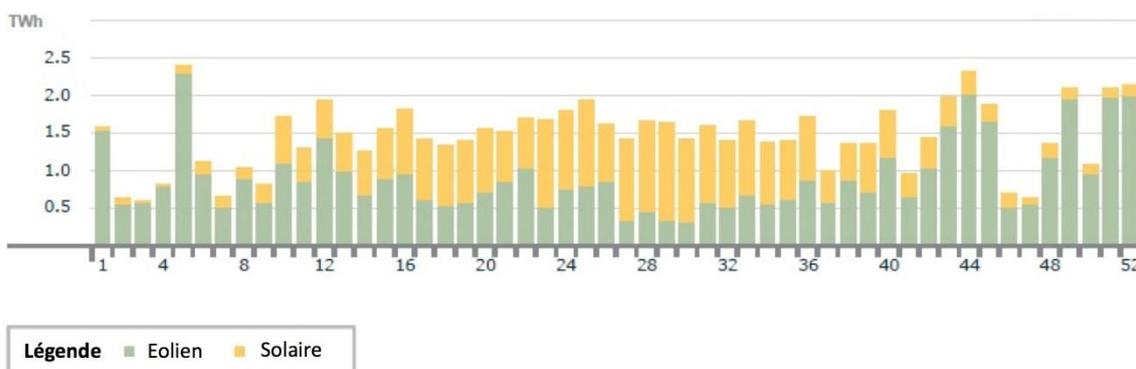


Source : www.BDPV.fr, 2016, données 2015

Durant l'année, le volume d'électricité produit par des éoliennes dépend des conditions météorologiques et plus particulièrement de la présence du vent. La

production photovoltaïque s'avère quant à elle un peu plus prévisible, avec un volume plus important en été et plus faible en hiver.

Figure 11 - Variabilité hebdomadaire des productions éolienne et photovoltaïque en Allemagne en 2013



Source : Institut Fraunhofer

Le caractère intermittent des énergies renouvelables se heurte à une autre caractéristique du marché de l'électricité : la variation de la demande durant la journée, la semaine et l'année, avec des pics de consommation qui ne correspondent pas nécessairement aux pics de production des installations photovoltaïques et éoliennes. Les excédents ou déficits d'électricité qui en résultent représentent un défi colossal pour le secteur de l'énergie et les pouvoirs publics. Comment utiliser les

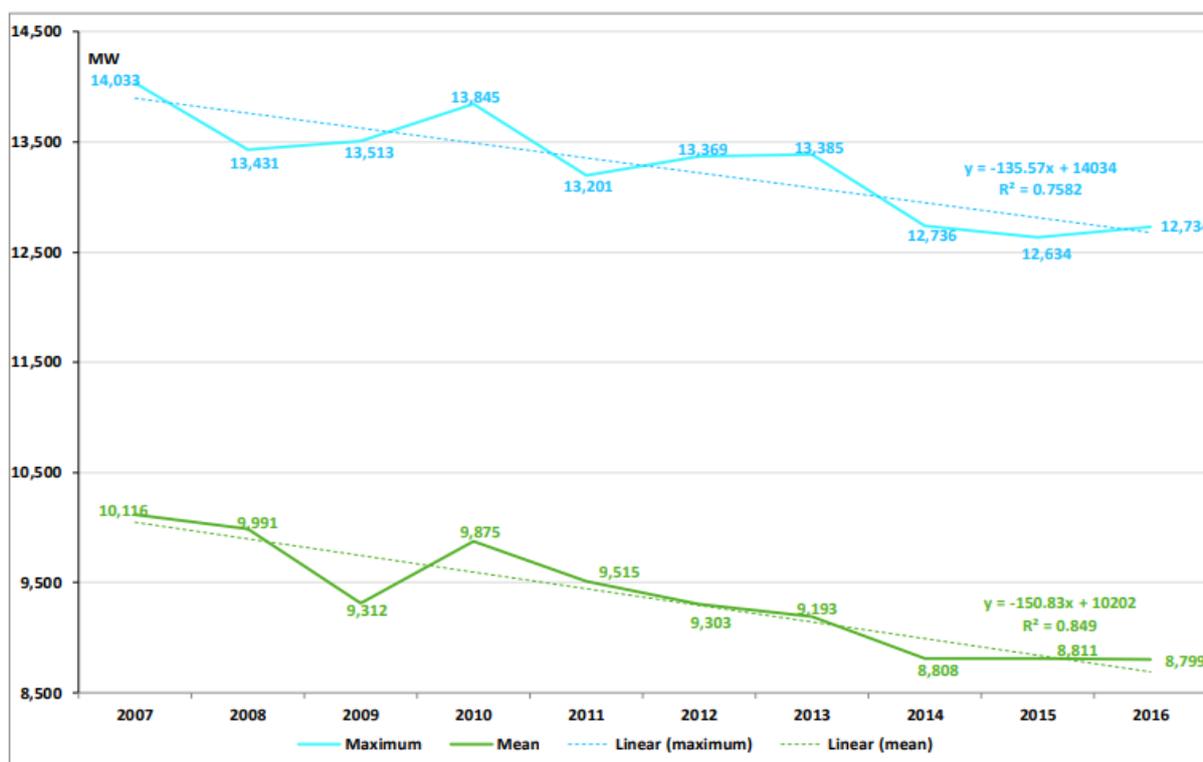
excédents d'électricité ? Comment réduire la production quand la demande est limitée ou réduire la consommation quand l'électricité manque ? Comment intégrer ce type de production d'électricité avec les nouveaux usages de l'énergie et plus particulièrement l'électrification du transport ? Nous proposerons quelques recommandations dans la dernière partie de notre étude.

## 2.2. UNE VARIABILITE DE LA DEMANDE AU COURS DE LA JOURNEE, DE LA SEMAINE ET DES SAISONS

L'analyse de la quantité totale d'électricité produite sur une année (énergie exprimée en TWh, MWh ou kWh) permet d'identifier le bilan carbone du secteur de l'électricité et le niveau global des importations et exportations. Cette analyse ne suffit toutefois pas à

évaluer la sécurité d'approvisionnement électrique de la Belgique, c'est-à-dire la capacité à pouvoir satisfaire à tout moment la demande et ainsi éviter un délestage à grande échelle. En effet, chaque instant « T » se caractérise par une demande très variable d'électricité qu'il faut satisfaire au travers de l'injection d'une quantité suffisante d'électrons sur le réseau. La quantité d'électricité injectée à chaque instant (capacité que les énergéticiens nomment la « charge » ou le « load ») s'exprime en watts<sup>12</sup>.

Figure 12 – Charge maximale d'électricité enregistrée (en bleu) et moyenne (en vert) sur le réseau chaque en Belgique – Période de 2007 à 2016 (MW)



Source : ELIA et CREG, 2017<sup>13</sup>

La consommation d'électricité varie au cours d'une journée, d'une semaine et d'une année, avec des « pics » (« maximum load ») observés plus particulièrement durant certaines soirées de jours ouvrables en période hivernale (décembre, janvier et février). En moyenne, le **pic de consommation** (le moment précis où la consommation et donc l'injection d'électricité sont les plus élevées durant l'année) **atteint en Belgique 13.565**

**MW<sup>14</sup>** avec 10% de probabilité que ce chiffre dépasse 14.000 MW (lors d'un hiver rude) ou descende à 13.000 MW (lors d'un hiver doux). La figure ci-dessus répertorie le niveau des pics de consommation d'électricité annuelle (en bleu) de 2007 à 2016. En 2017, le pic s'élevait à 12.867 MW<sup>15</sup>.

<sup>12</sup> L'adéquation peut se définir comme la capacité du système électrique à couvrir la demande globale à tout moment à partir des capacités de production disponibles et à partir des importations d'électricité tenant compte des interconnexions et de la disponibilité de l'électricité sur le marché interconnecté. Elle se différencie de la sécurité du réseau qui correspond à la capacité du système à faire face à des perturbations soudaines (balancing et stabilité du réseau) de façon à lui permettre de fonctionner en temps réel.

<sup>13</sup> CREG, *Study on the functioning and price evolution of the Belgian wholesale electricity market – monitoring report 2016*, septembre 2017.

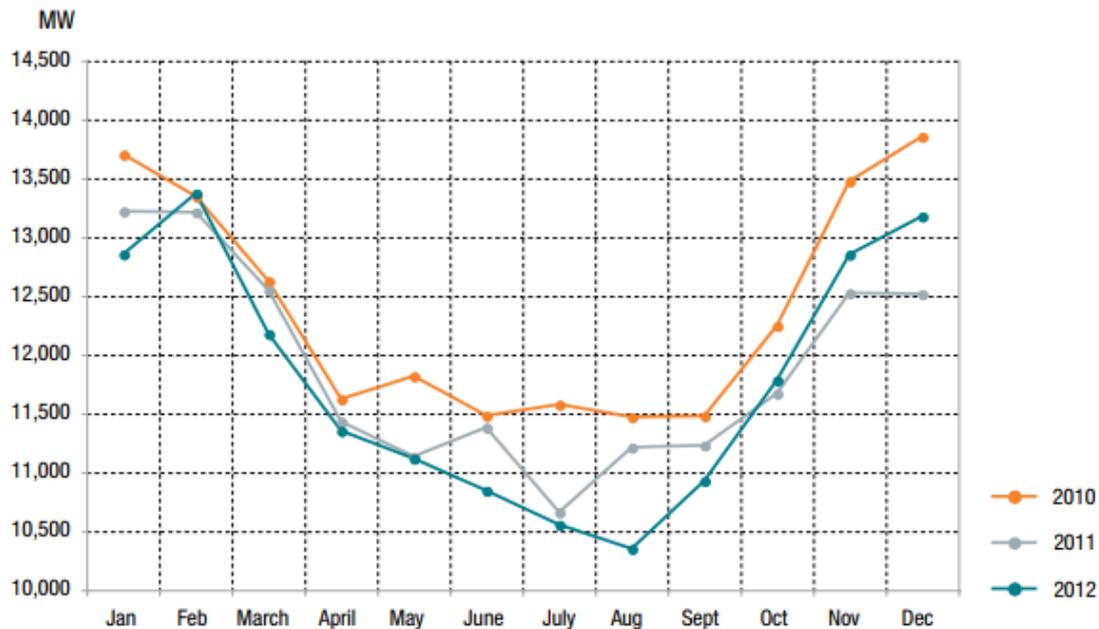
<sup>14</sup> ELIA, *Etude de l'adéquation et estimation du besoin de flexibilité du système électrique belge Période 2017-2027*, 2016.

<sup>15</sup> CREG, *Study on the functioning and price evolution of the Belgian wholesale electricity market – monitoring report 2017*, septembre 2018.

Les saisons affectent directement le volume d'électricité consommé, mais aussi le niveau des pointes de consommation. Les statistiques relatives aux pics de consommation observés chaque mois au cours d'une

même année (en 2010, 2011 et 2012) nous montrent que la période allant de novembre à mars enregistre les pics mensuels les plus élevés.

Figure 13 – Charge maximale d'électricité enregistrée sur le réseau pour chaque mois de l'année en Belgique – Comparaison entre 2010, 2011 et 2012 (MW)

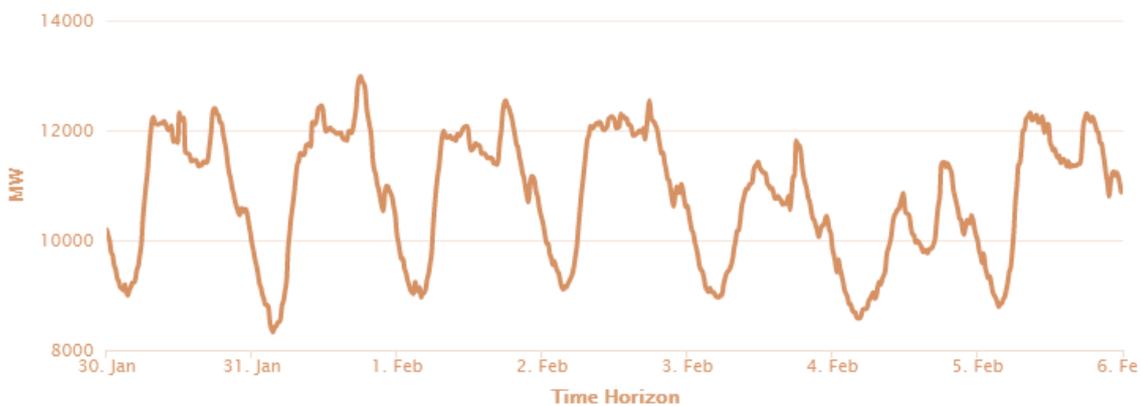


Source : ELIA

Enfin, les deux figures suivantes présentent la variation de la consommation d'électricité sur une semaine et sur une journée. Le pic de consommation se situe chaque

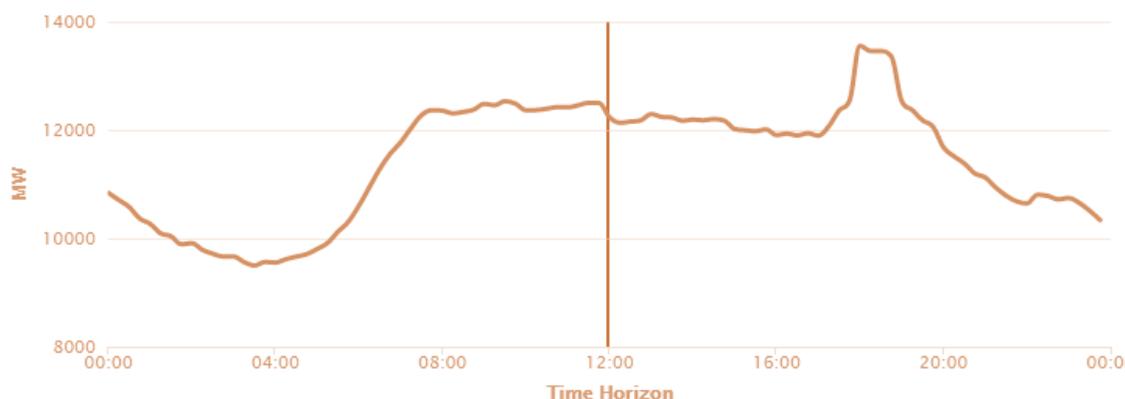
jour entre 18h et 20h, avec une intensité qui peut varier selon les jours de la semaine.

Figure 14 – Charge totale d'électricité sur le réseau en Belgique sur une semaine – Exemple de la période du 30/01/2018 au 6/02/2018 (MW)



Source : ELIA, 2018

Figure 15 – Charge totale d'électricité sur le réseau en Belgique sur une journée – Exemple du 7 février 2018 (MW)



Source : ELIA, 2018

### 2.3. DES CAPACITES DE PRODUCTION SUFFISANTES POUR COUVRIR LA CONSOMMATION JUSQU'EN 2025

La « capacité » de production ou de charge correspond à la capacité maximale de production d'électricité à l'instant « T » afin de répondre immédiatement au niveau de la demande.

D'après ELIA et l'APERe, la Belgique est actuellement en mesure de produire, à un moment donné, sur son territoire, jusqu'à 17.207 MW d'électricité à partir de deux types de production : les sources non intermittentes et donc certaines et les sources intermittentes et donc incertaines.

Tableau 1 – Estimation des capacités de production d'électricité selon le type de production

<i>Sources non intermittentes</i>	Cogénération <sup>16</sup>	1.938 MW
	Nucléaire	5.926 MW
	Pompage-Turbinage	1.308 MW
	Biomasse	1.250 MW <sup>17</sup>
	<b>TOTAL</b>	<b>10.422 MW</b>
<i>Sources intermittentes</i>	Vent (Onshore et Offshore)	2.848 MW
	Photovoltaïque	3.828 MW
	Hydro-électricité	109 MW
	<b>TOTAL</b>	<b>6.785 MW</b>

Source : ELIA, 2017 et APERe, 2018

Nous pouvons observer que la part des sources intermittentes dans la puissance maximale électrique s'élève à 37% et pourrait atteindre près de 50% en 2021<sup>18</sup>. Comment dès lors expliquer que la proportion d'énergie

intermittente produite sur un an reste limitée (voir figure 5)? Cette différence s'explique par le fait que la puissance électrique disponible à partir des sources non intermittentes peut être utilisée, jours et nuits, toute

<sup>16</sup> Electricité produite à partir de la récupération de chaleurs générées dans le cadre de processus industriels ou pour chauffer des immeubles ou encore de l'eau.

<sup>17</sup> 794 MW selon les dernières estimations.

<sup>18</sup> ELIA *The need for strategic reserve for winter 2018-19 and outlook for 2019-20 and 2020-21*, 2017.

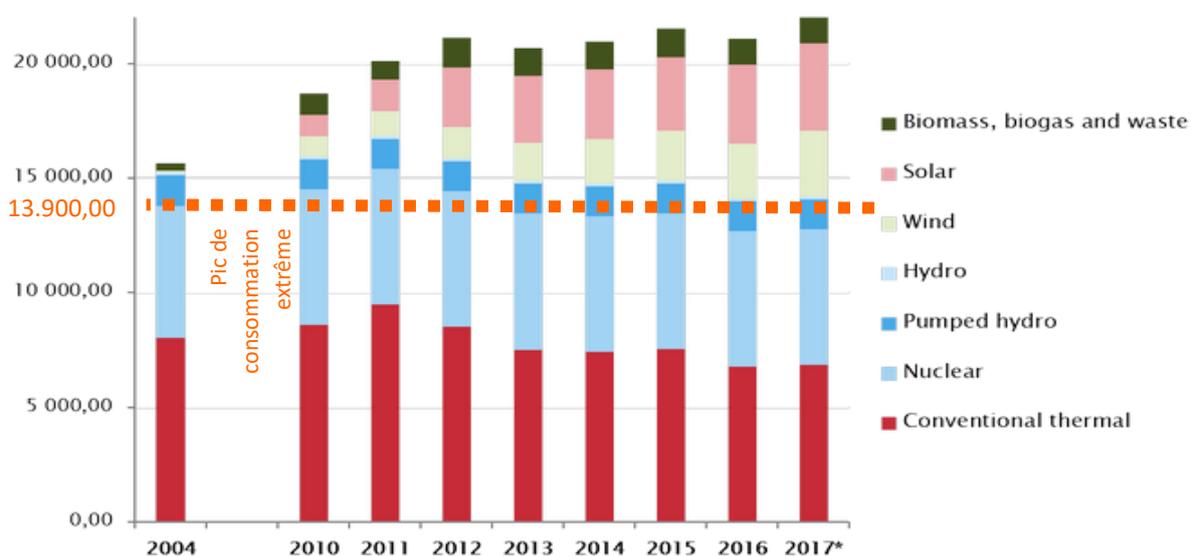
l'année, alors que celle provenant des sources intermittentes n'est que rarement utilisable à son maximum ni de manière continue. La puissance photovoltaïque est par exemple égale à zéro la nuit, et rarement à son maximum durant l'année (uniquement lors de périodes très ensoleillées).

Afin de répondre à la demande, notamment en période hivernale, la Belgique complète l'offre provenant des sources non intermittentes et intermittentes par la production électrique de centrales thermiques au gaz (CCGT, OCGT...) qui ont ensemble une capacité maximale de 3.846 MW<sup>19</sup>. En additionnant les capacités

non intermittentes préalablement énumérées et celles des centrales au gaz, la capacité de production nationale non intermittente s'élève à 14.268 MW (10.422 MW + 3.846 MW). À cela doit encore s'ajouter 826 MW d'effacement potentiel de la demande (déplacement de la consommation de certaines entreprises dans le temps). Sous réserve que l'ensemble des réacteurs de Doel et Tihange soient opérationnels, cela couvre totalement les besoins lors d'un pic de consommation qui pourrait être exceptionnellement élevé comme en 2010 (13.900 MW ; la ligne orange dans la figure 16).

Figure 16 – Capacité de charge électrique maximale en Belgique, par filière de production (MW).

La ligne orange correspond à la puissance électrique nécessaire pour répondre au pic de consommation le plus élevé de l'année (hypothèse d'un pic très élevé).



Source : FEBEG, 2019

Enfin, avec la libéralisation des marchés d'électricité et les interconnexions, la Belgique exporte et importe une grande quantité d'électricité, en fonction de la disponibilité et du prix des électrons sur les marchés européens (essentiellement celui de la zone « CWE » : Benelux, Allemagne, France). La capacité maximale d'importation/exportation commerciale de la Belgique est de l'ordre de 4.500 MW. Elle permet aux fournisseurs belges de se tourner en priorité vers l'électricité la moins chère sur les marchés étrangers et de la transporter vers le territoire belge (*merit order*). Inversement, cette capacité permet de vendre les excédents d'électricité produits en Belgique s'ils sont compétitifs sur les marchés

européens. La position géographique centrale de notre pays en Europe, à la croisée de grands pays producteurs comme la France, l'Allemagne, l'Angleterre ou même les Pays-Bas, qui constituent aussi des marchés importants de l'électricité, est un atout évident sur lequel nous pouvons nous appuyer.

Les 3.846 MW de capacité issue de la filière « gaz » participent à la « réserve stratégique », fixée par le Gouvernement fédéral et dont le but est de garantir le niveau choisi de sécurité d'approvisionnement du Royaume (LOLE < 3 heures, LOLE<sub>95</sub> < 20 heures<sup>20</sup>). Cette réserve est constituée d'unités de production électrique au gaz dont l'exploitant a annoncé la mise à l'arrêt (pour

<sup>19</sup> Chiffres de 2017.

<sup>20</sup> Lors d'une année statistiquement normale, le nombre d'heures pendant lesquelles la totalité de la charge ne pourra pas être couverte par l'ensemble des moyens de production à

disposition du réseau électrique belge, tenant compte des interconnexions doit être inférieur à 3. Pour une année statistiquement exceptionnelle, il doit être inférieur à 20 heures.

des raisons économiques ou techniques) ainsi que de capacités de gestion de la demande ne participant pas aux marchés et dont l'usage est réservé aux éventuels déficits exceptionnels d'électricité en période hivernale (arrêt momentané d'un ou plusieurs réacteurs nucléaires, conditions météorologiques particulières, impossibilité d'importer suffisamment d'électricité...). Il s'agit donc d'unités thermiques qui ne participent plus au marché, mais sont mises à la disposition du gestionnaire du réseau par le Gouvernement et qui bénéficient d'une couverture de leurs coûts (via une surcharge payée par tous les consommateurs d'électricité et fixée par la CREG pour maintenir les équipements en état de fonctionnement). Le niveau de la réserve stratégique est défini sur base de la comparaison entre la prévision des pics de consommation pour une année donnée et les capacités disponibles pour y répondre. Les risques de pannes et de faibles capacités d'importation sont également pris en considération dans ce calcul. La réserve oscille depuis 2014 entre 500 MW et 1.535 MW, en fonction du déficit entre les prévisions de la capacité disponible et le profil de la demande en période hivernale pour atteindre les critères de sécurité d'approvisionnement précités.

**Eu égard à la croissance des sources énergétiques intermittentes, l'approche de type « réserve stratégique » pourrait évoluer vers une nouvelle approche de type « bloc structurel ». À chaque moment de l'année, le réseau dispose d'une capacité de production électrique qui provient pour une part de sources continues (nucléaire, cogénération, pompage-turbinage...), pour une autre part de sources intermittentes (photovoltaïque, éolien...). À ces capacités s'ajoutent une capacité d'importation et une capacité de réduction temporaire de la demande (gestion flexible de la demande ou déplacement de charge dans le temps). L'ensemble de ces capacités, que l'on peut qualifier de « production de base » est variable. Cette base doit donc être complétée à divers moments de l'année par des capacités complémentaires : un *bloc structurel*. Alors que la réserve stratégique constitue une capacité d'urgence activable dans des cas exceptionnels, le *bloc structurel* constitue plutôt une *capacité complémentaire normale* dont il faut s'assurer la disponibilité à divers moments de l'année, selon la variation de la production de base et celle de la demande. Cela sera par exemple le cas lorsque les capacités non intermittentes ne suffisent pas à compléter la production des capacités intermittentes pour répondre à la demande. Les centrales thermiques au gaz (CCGT, OCGT...) répondent particulièrement à cette utilisation dès lors qu'elles peuvent être activées pour quelques heures ou quelques jours selon les besoins. En cas de nécessité, ce sont d'abord les capacités les moins chères qui seront activées tandis que les plus onéreuses seront sollicitées en dernier recours, dont notamment les centrales thermiques qui composent actuellement la réserve stratégique (principe du merit order). Selon cette manière de concevoir l'adéquation de l'offre et de la**

demande d'électricité, **ce bloc s'élève à 2.500 MW en 2017**. Soulignons toutefois qu'ELIA a abandonné cette notion de bloc structurel dans son dernier rapport sur les perspectives du marché de l'électricité à l'horizon 2050.

Enfin, il convient de mettre en évidence le facteur de charge, en d'autres termes, le niveau d'utilisation effective des différentes unités de production d'électricité en comparaison à leur potentiel de production maximal. Par exemple, une éolienne de 2 MW n'utilise pas sa puissance maximale de manière continue durant une année entière, mais exploite de 0% à 100% de son potentiel de production selon la météo et la demande d'électricité. Le facteur de charge établit le ratio entre la charge injectée en moyenne sur l'année (en tenant compte des périodes d'arrêt) et la puissance installée.

Selon la la FEBEG (2019), le nucléaire était utilisé en 2017 à 80% de sa capacité théorique, le gaz à 38%, l'éolien Offshore à 37%, l'hydrolien à 23%, l'éolien Onshore à 20% et le photovoltaïque à 9%.

## 2.4. LES ACTEURS DU SECTEUR DE L'ENERGIE

Avant de poursuivre sur la structuration de l'offre et de la demande d'énergie, il est utile d'avoir une idée précise des acteurs actifs sur ce marché.

Depuis que les marchés d'électricité et de gaz ont été libéralisés, plusieurs acteurs interviennent en effet dans le processus de production, d'achat de gros, d'acheminement physique vers le consommateur ou encore de délivrance du service assurant l'accès par le client final aux ressources énergétiques.

**Les producteurs et les importateurs de gaz et d'électricité** sont les premiers acteurs importants de ce système. Des sociétés comme Engie-Electrabel, EDF-Luminus et Eni, gèrent de grandes infrastructures de production d'électricité localisées en Belgique (centrales nucléaires, centrales TGV, parcs éoliens...). Elles assurent également l'approvisionnement physique de gaz sur notre territoire. Notre gaz provient essentiellement de Norvège, des Pays-Bas, du Qatar et de la Russie. Complémentairement aux unités de production d'électricité situées en Belgique et aux infrastructures logistiques pour y acheminer le gaz, ces grandes sociétés peuvent également produire de l'électricité à l'étranger (essentiellement en France, aux Pays-Bas et en Allemagne) qui pourra ensuite être transportée en Belgique et être consommée, si des fournisseurs belges sont intéressés par son prix de vente. Enfin, des intermédiaires « importateurs » ou « négociants » peuvent acheter auprès de producteurs belges et étrangers, sur les marchés de gros, une quantité

importante d'électricité qu'ils revendent ensuite aux fournisseurs. Les producteurs, mais aussi les négociants sont donc en concurrence entre eux.

Complémentairement à ces grandes sociétés, de nombreuses entreprises et particuliers sont des « **prosumers** », en d'autres termes des « auto-producteurs », en ce sens qu'ils produisent une partie, voire l'entièreté de l'électricité qu'ils consomment (cogénération dans certaines usines comme les cimenteries, parcs photovoltaïques sur le toit de hangars, petites ou grandes éoliennes à proximité d'un centre de production ou de distribution, panneaux photovoltaïques sur la toiture d'habitations...). Les surplus d'électricité produits et non directement consommés ou stockés par ces derniers peuvent également être réinjectés sur le réseau électrique.

Les missions de gestion, d'organisation, d'extension et d'entretien des réseaux de haute tension (électricité, entre 380 et 30 kVA) et de haute pression (gaz, pression de 80 et 150 bars) sont confiées aux **gestionnaires de réseau de transport (GRT)** que sont ELIA (électricité) et Fluxys (gaz). Ceux-ci s'occupent également de connecter leur réseau aux réseaux étrangers limitrophes et aux grands consommateurs industriels. Outre la réalisation des investissements nécessaires, les GRT sont chargés du transport de l'énergie, depuis les lieux de production et terminaux de gaz jusqu'aux grands clients industriels et gestionnaires de réseau de distribution régionaux.

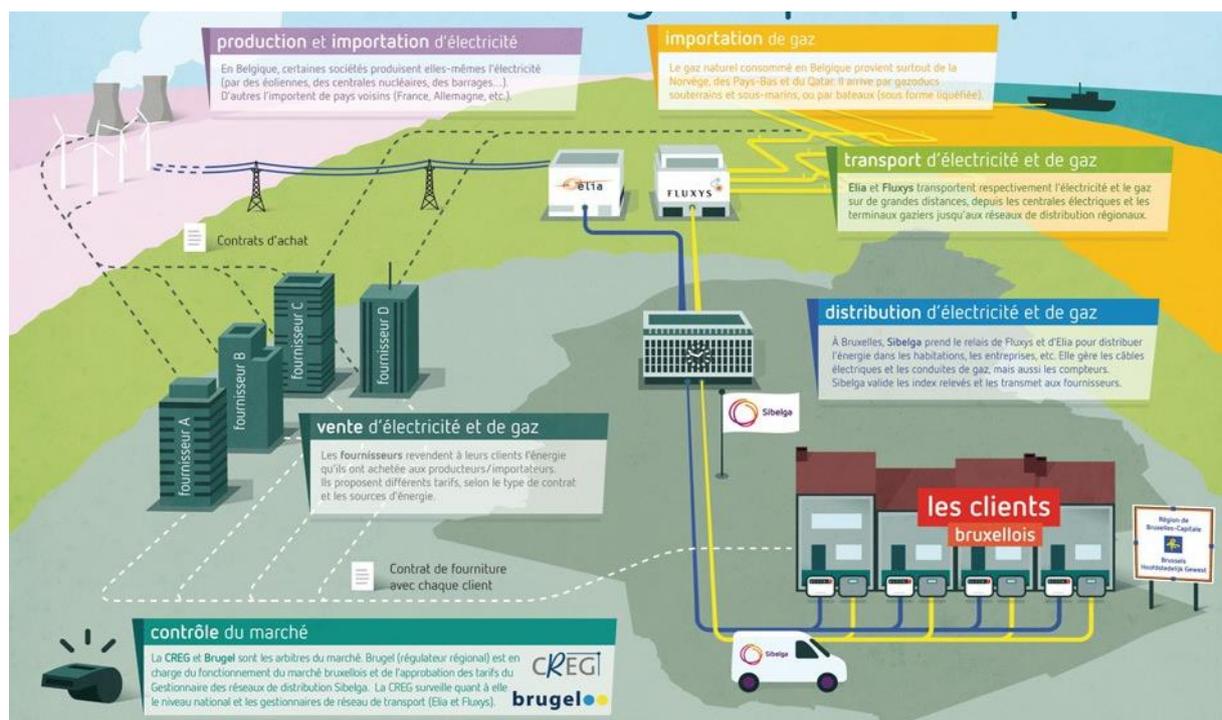
**Les GRD (gestionnaires de réseau de distribution)** ont pour missions de gérer le réseau de distribution

(moyenne et basse tension, entre 15kV et 230V) du territoire qui leur a été confié par l'autorité régionale et de transporter l'électricité et le gaz jusqu'à l'utilisateur final (particuliers/ménages et sociétés). Parmi les GRD, on retrouve ORES, RESA, AIEG, A.I.E.S.H., la Régie de Wavre en Wallonie, Fluvius en Flandre et Sibelga à Bruxelles. Ils agissent en qualité de monopole sur le territoire où ils sont actifs.

**Les Fournisseurs d'énergie** agréés (Engie-Electrabel, Eneco, Luminus, Lampris, Essent, Mega, Poweo...) sont responsables de l'achat des électrons et des molécules de gaz auprès des producteurs et importateurs/négociants et de leur fourniture vers le consommateur final. Ils sont en concurrence entre eux.

Afin de garantir un bon fonctionnement du marché libéralisé, plusieurs **instances de régulation (les régulateurs)** s'assurent que l'ensemble des acteurs respectent les normes et règles en vigueur. Quatre régulateurs cohabitent ensemble en Belgique : la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (CREG), qui contrôle ce qui relève de la compétence fédérale (GRT, tarification GRTL); les instances régionales, à savoir la Commission wallonne pour l'Energie (CWaPE) en Wallonie, le Régulateur Bruxellois pour l'Energie (BRUGEL) et le Vlaamse Reguleringinstantie voor d'Elektriciteits- en Gasmarkt (VREG) en Flandre, qui contrôlent les GRD et ce qui relève des compétences régionales.

Figure 17 – Illustration des relations entre acteurs du marché de l'électricité à Bruxelles (MW)



Source : Figure tirée de [www.energuide.be](http://www.energuide.be) (SIBELGA)

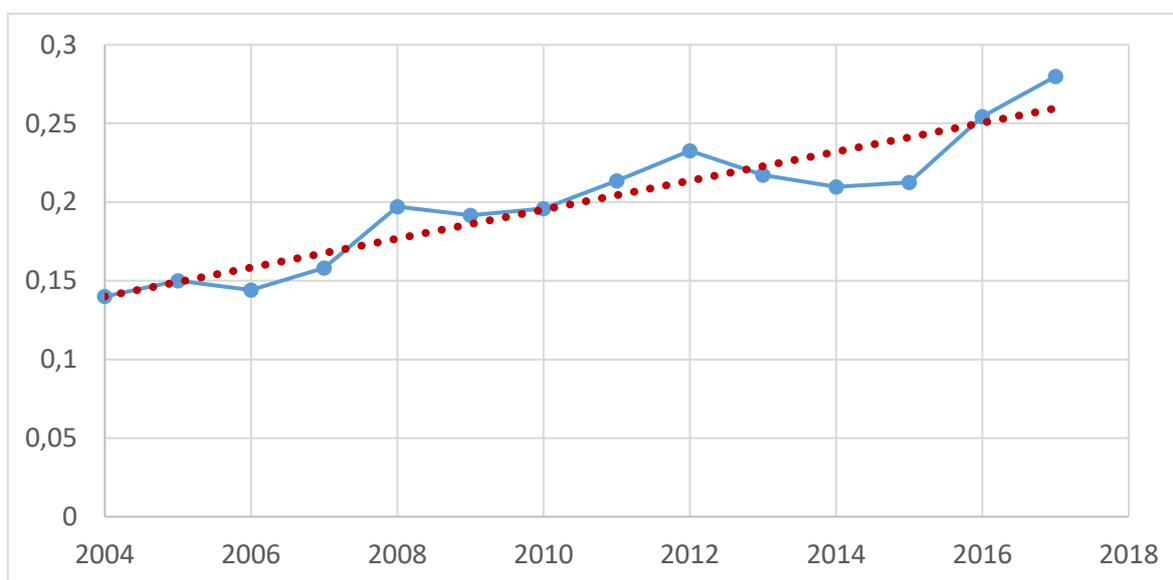
## 2.5. LA FACTURE ENERGETIQUE : UNE DIMENSION IMPORTANTE POUR LES CITOYENS ET LES ENTREPRISES

### *Prix de l'électricité pour les ménages*

La facture énergétique des ménages connaît une augmentation tendancielle depuis plusieurs années. La figure 18 met en évidence la hausse du prix de l'électricité en euro par kWh, pour le consommateur final résidentiel entre 2004 et 2017. L'unité de kWh est ainsi passée de 0,14 en 2004 à environ 0,28 euros par kWh en 2017. Les

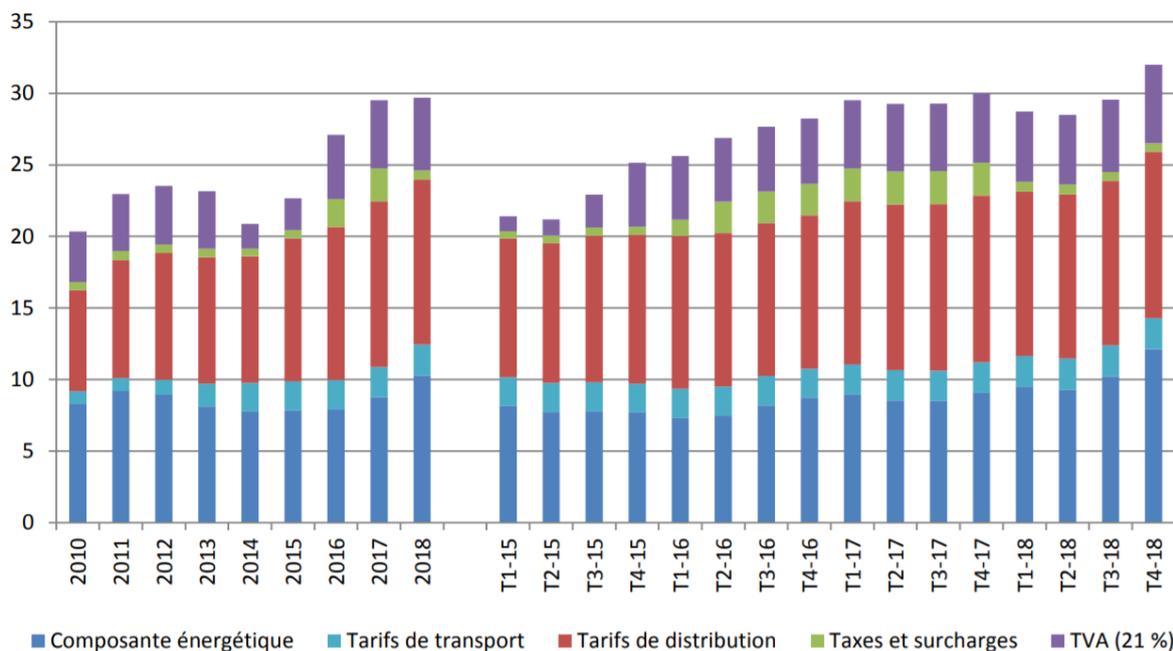
prix ont donc été multipliés par deux en 14 ans. Cette hausse est bien plus rapide que celle des salaires qui avoisine +25% durant cette période. Rappelons également que le Gouvernement fédéral, à l'initiative de l'ex-secrétaire d'État à l'Énergie Melchior WATHELET, a décidé en 2014 de réduire le taux de TVA sur la facture énergétique à 6% (plutôt que 21%) pour contenir la hausse des prix. Ce régime fiscal favorable a été supprimé par le Gouvernement Michel MR-NVA en septembre 2015, ce qui explique en partie la forte croissance des prix à partir de cette année. Comme le montre la figure 19, à partir de 2015, le prix de l'électricité grimpe en flèche pour atteindre la barre des 0,3 euros par kWh fin 2017 avant de dépasser 0,30 euros à la fin de l'année 2018.

Figure 18 – Evolution du prix de l'électricité pour les ménages de taille moyenne en Belgique entre 2004 et 2017 (en euros)



Source : EUROSTAT, 2018

Figure 19 – Indicateur pour une facture moyenne d'électricité en Belgique et ses composantes (Profil de consommation Dc1 = 3,500 kWh par an, en cents/kWh) de 2010 à 2018, par trimestre



Sources: Calculs propres, VREG, CWaPE, BRUGEL, SPF Économie.

Rem 1 : Dans la facture d'électricité, les tarifs de réseaux couvrent les coûts de l'utilisation des réseaux de distribution et de transport.

Rem 2 : La quantité d'électricité gratuite accordée en Région flamande a été intégrée dans la composante énergétique<sup>29</sup>

Rem 3 : Entre avril 2014 et août 2015, le taux de TVA a diminué de 21 % à 6 %. Depuis septembre 2015, le taux de TVA est à nouveau de 21 %.

Rem 4 : La cotisation fédérale et la contribution au Fonds Energie ne sont pas soumises à la TVA

Source : Figure tirée de l'étude de l'ICN (Observatoire des prix, 2019)<sup>21</sup>

Outre le retour à une TVA de 21% sur l'énergie (+/- 6 cents), d'autres variables expliquent l'évolution récente du prix à la hausse. Les charges liées au transport et à la distribution ont fortement augmenté ces dernières années, passant de 8 cents par kWh en 2010 à 14 cents en 2018. Cette hausse résulte principalement de la mise en place de mécanismes de soutien aux énergies renouvelables (obligation de rachat des certificats verts), de nouveaux investissements sur le réseau de transport ainsi que des nouvelles missions de service public que les autorités régionales ont confiées aux GRD. Les taxes et surcharges connaissent aussi une augmentation : elles représentaient à peine 0,5 cents par kWh voici 6 ans, quatre fois moins qu'aujourd'hui. Le prix de l'électron (composante énergétique) reste stable jusqu'en 2016,

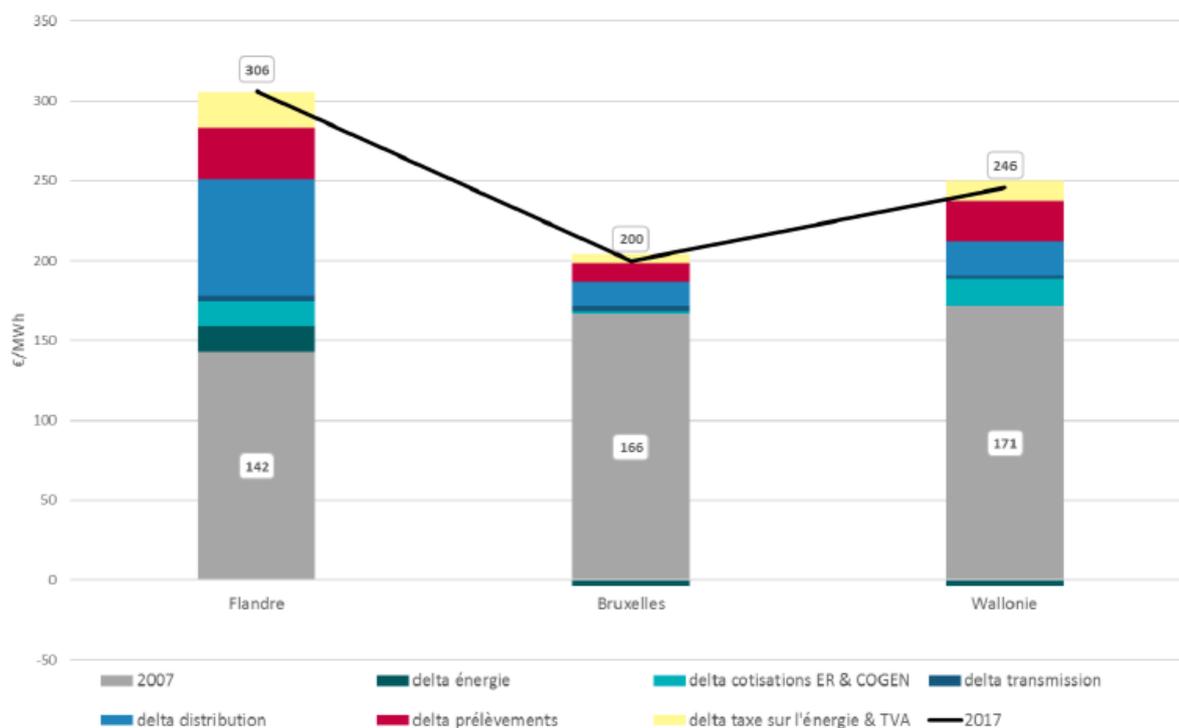
oscillant autour de 0,8 cents par kWh. Il connaît toutefois une hausse rapide depuis 2018, passant à 12 cents durant le dernier trimestre 2018, notamment en raison d'une plus forte importation d'électricité pour compenser l'arrêt de 6 des 7 réacteurs nucléaires installés.

Si nous comparons la situation tarifaire des particuliers dans chaque Région en 2018<sup>22</sup>, nous pouvons observer de légères variations entre Régions, mais également par rapport aux chiffres de 2017. La composante énergétique ne participe plus que pour 23,8% du prix en Flandre, contre 26,6% en Wallonie et 31% à Bruxelles. Les coûts liés aux réseaux représentent respectivement 28,4% (F), 31% (W) et 31% (W). Les redevances couvrent 30,7% (F), 25,3% (W) et 20,3% (B) de la facture.

<sup>21</sup> ICN-OBSERVATOIRE DES PRIX, *Analyse des prix. Rapport annuel 2018*, 2019.

<sup>22</sup><http://www.creg.be/fr/consommateurs/prix-et-tarifs/comment-est-compose-le-prix-de-lenergie>

Figure 20 – Evolution du prix de l'électricité par Région 2007-2017 (client résidentiel, compteur bi-horaire)



Source : CREG, 2018

Nous pouvons également remarquer que le prix final est aujourd'hui plus élevé en Flandre qu'en Wallonie et à Bruxelles alors que la situation était inverse il y a dix ans<sup>23</sup>. Ce changement trouve son explication dans l'évolution des coûts liés au transport et à la distribution ainsi que des taxes et surcharges qui ont principalement augmenté en Flandre entre 2007 et 2017. Si la hausse des coûts annexes de l'électricité est plus limitée en Wallonie, elle reste toutefois significative. En ce qui concerne le coût de la distribution, sa hausse est restée relativement modérée à Bruxelles et en Wallonie et peut même être considérée comme nulle si nous tenons compte de l'inflation.

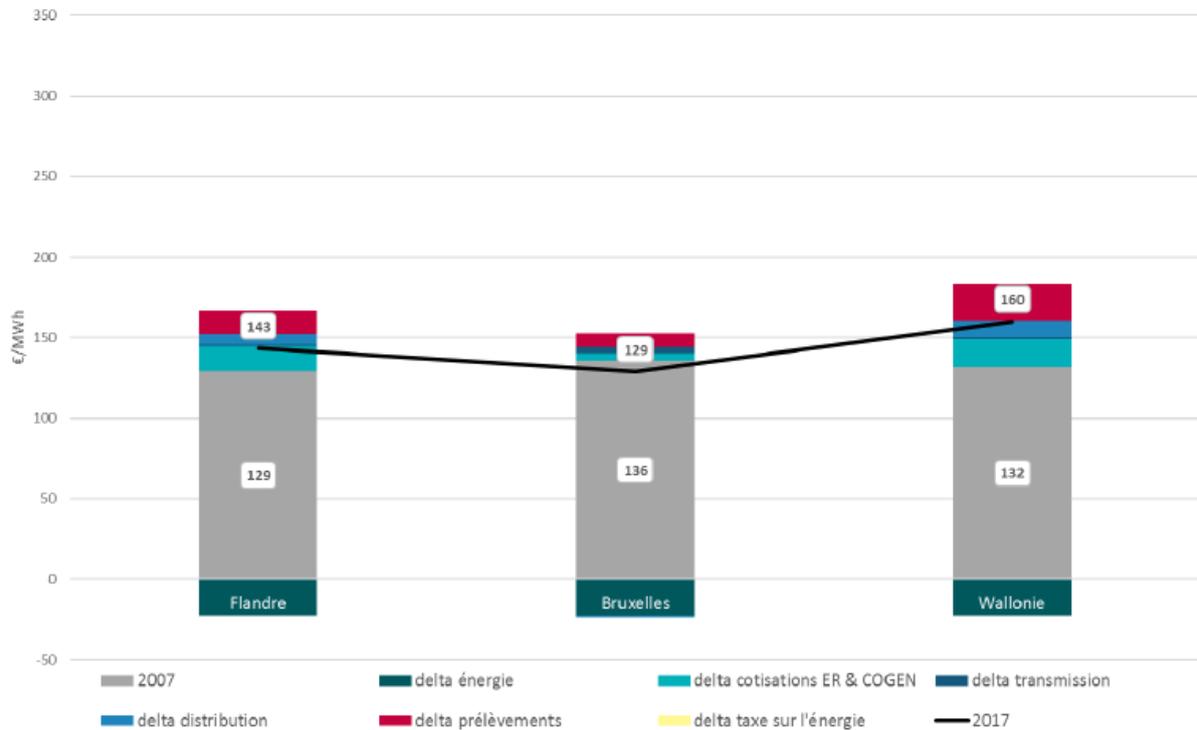
### Prix de l'électricité pour les entreprises

La situation tarifaire des entreprises, selon chaque Région, apporte également des indications intéressantes, car elle contribue en partie à la compétitivité des entreprises et l'attractivité des Régions à l'égard des investisseurs économiques. En 2007, les prix pratiqués dans chaque Région étaient relativement proches, avec un tarif légèrement plus élevé à Bruxelles. Dix ans plus tard, la situation s'est inversée. Grâce à une hausse modérée des taxes, prélèvements publics et autres contributions, la Région bruxelloise devient la plus compétitive auprès des entreprises, offrant des tarifs plus bas que ceux de 2007. Il n'en est pas de même en Flandre et surtout en Wallonie où les prix ont augmenté de 160 euros par MWh, en raison principalement de l'accroissement des frais et taxes annexes.

<sup>23</sup> CREG, *Etude sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel*, 2018.

<http://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F1738FR.pdf>

Figure 21 – Evolution du prix de l'électricité par Région 2007-2016 (entreprises)



Source : CREG, 2018

Si nous comparons les tarifs appliqués aux entreprises par rapport aux pays voisins, nous pouvons observer que les Régions restent relativement compétitives en matière de tarifs d'électricité, malgré la hausse des taxes et des coûts liés aux réseaux, à l'exception des entreprises électro-intensives.

La CREG a publié en 2017 (voir figures suivantes), avec le concours du bureau PriceWaterhouseCooper, une étude visant à comparer la performance de la Flandre, la Wallonie et Bruxelles par rapport à certaines zones françaises, allemandes, néerlandaises et anglaises, en fonction du niveau de consommation d'électricité des entreprises<sup>24</sup>. L'étude confirme la bonne performance belge pour la plupart des entreprises (profils E1 et E2), avec un tarif jusqu'à 25% moins cher que certains pays, sauf celles qui enregistrent une très forte consommation d'électricité (profils E3 et surtout E4).

La FEBELIEC, avec la contribution de la société Deloitte, a également réalisé en 2018 une comparaison des tarifs en vigueur en Belgique et dans les pays voisins auprès des entreprises électro-intensives<sup>25</sup>. Les résultats confirment que les prix appliqués en Belgique pour les entreprises

électro-intensives sont plus élevés qu'à l'étranger. Ainsi, une société qui consomme 100.000 MWh par an paiera environ 71 euros en Wallonie et 62 euros en Flandre pour à peine 41 euros en Allemagne et environ 46 euros en France et aux Pays-Bas. Pour ce niveau de consommation de 100.000 MWh par an, c'est 38% plus cher en Wallonie et 19% plus cher en Flandre que la moyenne des pays étudiés. Les entreprises concernées payent en conséquence leur facture d'électricité annuelle 1,8 million d'euros en plus lorsqu'elles sont situées en Wallonie et 900.000 euros en plus si elles sont localisées en Flandre. Pour une entreprise dont la consommation annuelle se situe à 1.000.000 MWh, le prix en Wallonie tourne autour de 51 euros par MWh et en Flandre autour de 50 euros alors qu'en Allemagne et aux Pays-Bas, la facture énergétique s'élève à 40 euros, 43 euros en France. Concrètement, cela signifie qu'une entreprise qui consomme 1.000.000 MWh doit supporter un surcoût de 6,4 millions d'euros par an si elle choisit de s'implanter en Wallonie en comparaison au tarif moyen des pays étudiés. Ce surcoût est de 4,7 millions d'euros en Flandre.

Toujours selon FEBELIEC, sur base d'une étude réalisée en 2018 par le centre de recherche VIVES de la

<sup>24</sup> CREG, *A European comparison of electricity and gas prices for large industrial consumers*, 2017. <http://www.creg.be/fr/publications/etude-div-20170330>

<sup>25</sup> DELOITTE, *Benchmarking study of electricity prices between Belgium and neighboring countries*, 2018.

KULEUVEN<sup>26</sup>, diminuer le prix de l'électricité de 10% génèrerait 550 millions de nouveaux investissements dans le secteur industriel et environ 12.000 emplois supplémentaires. Attention toutefois au fait que cette recommandation s'appliquerait à l'ensemble du secteur industriel, alors que comme souligné par la CREG, ce sont uniquement les entreprises électro-intensives qui sont touchées par un manque de compétitivité des tarifs.

Il serait opportun d'analyser de manière plus régulière l'élasticité des prix de l'énergie pour les entreprises afin de mieux comprendre leurs logiques d'investissement et de localisation avec pour objectif d'optimiser le bien-être sociétal. Par ailleurs, il est nécessaire de renforcer les politiques européennes de l'énergie et plus

particulièrement prévenir les logiques de dumping « énergétique » entre territoires, en d'autres termes éviter une « guerre des prix » entre États ou Régions par laquelle les pouvoirs publics réduisent de manière artificielle les prix pour certains types d'entreprises (via un « tarif » ou une « norme » spécifique) et compensent la perte de recettes en reportant les coûts vers d'autres consommateurs. Ceci n'empêche pas de mieux prendre en compte la haute consommation électrique de certaines branches industrielles dans le calcul des prix et d'encourager les logiques de concurrence pour inciter les territoires à améliorer l'efficacité économique de leurs politiques énergétiques. L'enjeu est ici de mieux harmoniser et de fixer des balises.

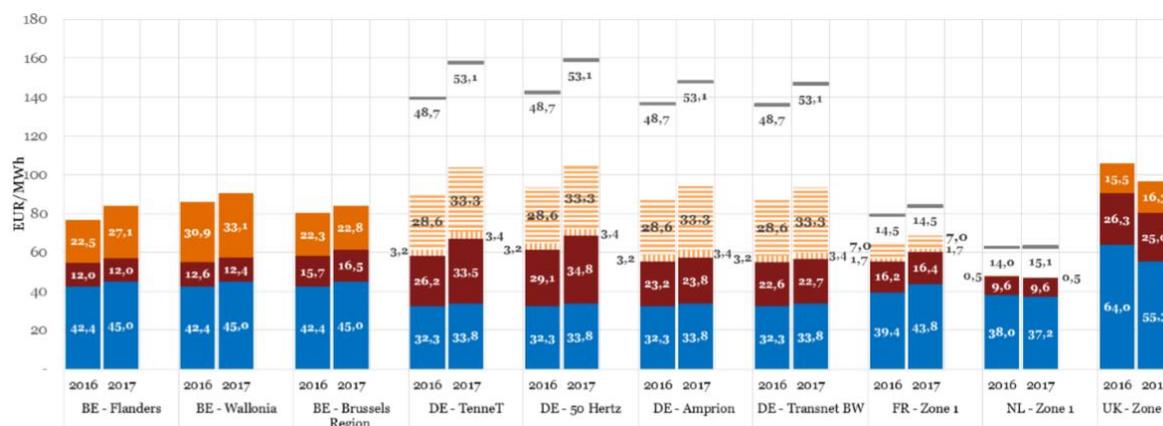
---

<sup>26</sup> BIJNENS Gert, KONINGS Joep et VANORMELINGEN Stijn, *The impact of electricity prices on jobs and investment in the*

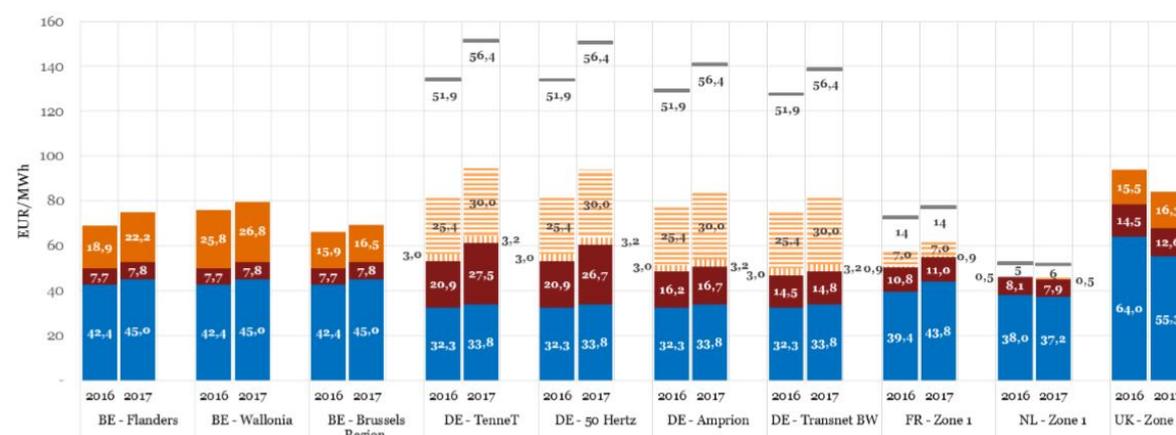
*Belgian manufacturing industry*, VIVES Policy Paper, KULEUVEN, mars 2018.

Figure 22 – Comparaison des tarifs et des composantes tarifaires de l'électricité (par MWh) pour les entreprises à faible consommation (E1) ou moyenne consommation (E2), selon le niveau de consommation annuel et la zone géographique

Profil E1 – Consommation annuelle de 10.000 MWh



Profil E2 - Consommation annuelle de 25.000 MWh

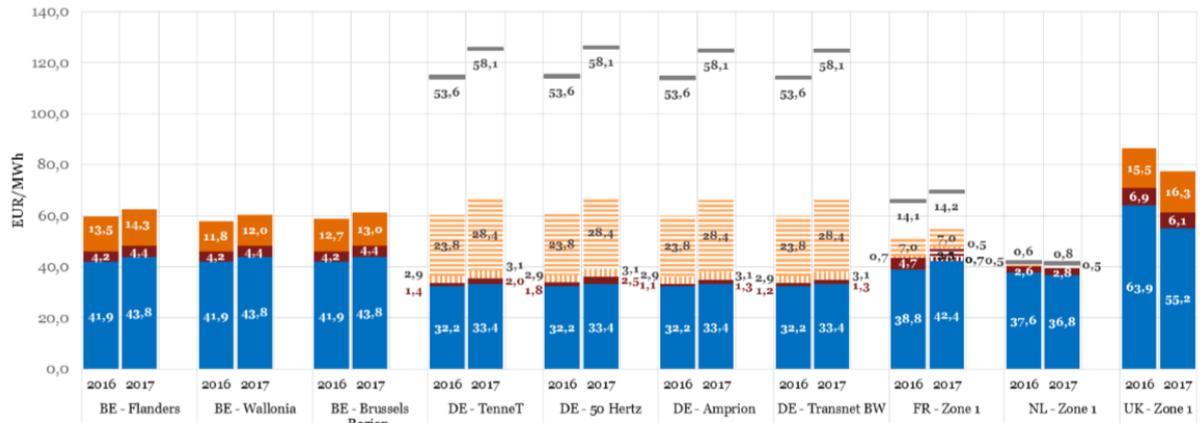


Symbol	Legend	Interpretation
64,5	Commodity	Represents the total commodity cost
26,3	Network	Represents the total network cost in BE, DE, NL and UK
	Network - minimum	Represents the minimum network cost for electro-intensive consumers in FR
	Network - maximum	Represents the <b>possible range between minimum and maximum</b> network cost for electro-intensive consumers in FR
15,5	Taxes/Levies	Represents the cost of taxes/levies/certificate scheme in BE and UK.
	Taxes/Levies - minimum (electro-intensive)	Represents the minimum cost of taxes/levies/certificate scheme for electro-intensive consumers in FR, DE and NL
	Taxes/Levies - maximum (electro-intensive)	Represents the <b>possible range between minimum and maximum</b> cost of taxes/levies/certificate scheme for electro-intensive consumers in FR, DE and NL
54,0	Taxes/Levies/Certificate scheme - maximum (non-electro-intensive)	Applies to Germany, if the full eEG tax is applicable Applies to France, if the full CSPE tax is applicable Applies to the Netherlands, if the Energy tax is applicable

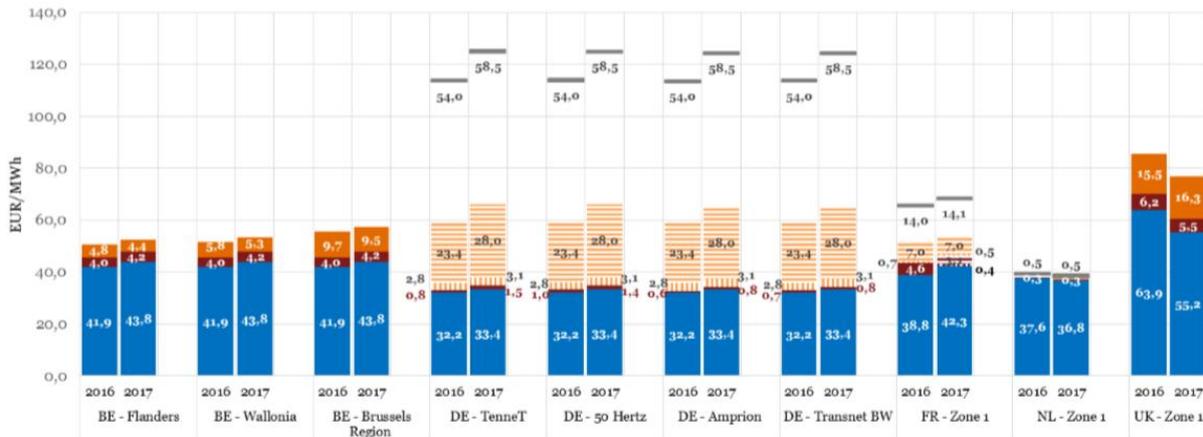
Source : CREG, 2017

Figure 23 – Comparaison des tarifs et des composantes tarifaires de l'électricité (par MWh) pour les entreprises à forte consommation (E3) ou très forte consommation (E4), selon le niveau de consommation annuel et la zone géographique

Profil E3 - Consommation annuelle de 100.000 MWh



Profil E4 - Consommation annuelle de 500.000 MWh



Symbol	Legend	Interpretation
	Commodity	Represents the total commodity cost
	Network	Represents the total network cost in BE, DE, NL and UK
	Network – minimum	Represents the minimum network cost for electro-intensive consumers in FR
	Network - maximum	Represents the <b>possible range between minimum and maximum</b> network cost for electro-intensive consumers in FR
	Taxes/Levies	Represents the cost of taxes/levies/certificate scheme in BE and UK.
	Taxes/Levies – minimum (electro-intensive)	Represents the minimum cost of taxes/levies/certificate scheme for electro-intensive consumers in FR, DE and NL
	Taxes/Levies – maximum (electro-intensive)	Represents the <b>possible range between minimum and maximum</b> cost of taxes/levies/certificate scheme for electro-intensive consumers in FR, DE and NL
	Taxes/Levies/Certificate scheme – maximum (non-electro-intensive)	Applies to Germany, if the full eEG tax is applicable Applies to France, if the full CSPE tax is applicable Applies to the Netherlands, if the Energy tax is applicable

Source : CREG, 2017

## Comportement des consommateurs sur le marché de l'électricité

En lien avec l'enjeu de la facture énergétique, un autre phénomène doit être mis en évidence. Il concerne la capacité des consommateurs belges à pleinement tirer profit de la mise en concurrence entre produits et fournisseurs sur le marché de l'électricité et ainsi bénéficier des meilleurs tarifs et services.

En 2004, l'État fédéral a conclu avec les fournisseurs du marché libéralisé de l'électricité et du gaz un accord relatif aux droits du consommateur. Cet accord est intervenu à l'issue d'une vaste concertation réunissant les fournisseurs, les représentants des organisations de consommateurs, les autorités régulatrices et le Ministre fédéral en charge de la consommation. Il visait à mieux protéger les consommateurs contre d'éventuelles pratiques abusives ou autres informations trompeuses de la part des fournisseurs. Il comprenait notamment un code de bonne conduite contraignant pour la vente à distance (téléphone, internet...) et la vente hors établissement, ainsi que des mesures précises (obligation de mentionner certaines données sur la facture comme le prix, le tarif, la période concernée...).

En 2014, sous l'impulsion du Ministre Johan VANDE LANOTTE et du Secrétaire d'Etat Melchior WATHELET, une nouvelle version de l'accord est entrée en vigueur. Ce nouvel accord renforce la protection du consommateur sur plusieurs points :

- Obligation pour les fournisseurs de publier sur leur site web un simulateur de tarifs conforme aux critères de qualité définis par la CREG (le régulateur fédéral) ;
- Suppression des indemnités de rupture en cas de résiliation du bail ;
- Facilitation des démarches et protection du consommateur en cas de déménagement ;
- Paiement d'intérêts de retard aux consommateurs en cas de remboursement tardif du fournisseur ;
- Description plus détaillée des factures ;
- Obligation pour le fournisseur de communiquer chaque année à ses clients la formule tarifaire la moins chère et qui répond le mieux à leurs besoins ;
- En cas de reconduction tacite d'un contrat, le fournisseur doit prévenir par écrit le consommateur de la reconduction et la continuation du contrat pour un nouveau délai ne peut se faire au détriment du consommateur. Toute modification désavantageuse pour le client est interdite. Si

le fournisseur ne souhaite pas procéder à une reconduction tacite, il peut proposer au consommateur un nouveau contrat que ce dernier devra explicitement accepter. À défaut d'accord de sa part, le fournisseur devra alors lui fournir le produit équivalent à son ancien contrat le moins cher qu'il offre à ce moment.

Le taux de rotation (*switch rate*) des contrats s'est renforcé d'année en année<sup>27</sup>, traduisant une plus forte propension des particuliers et entreprises à changer de fournisseur ou de produit. Cependant, malgré les efforts importants accomplis ces dernières par les pouvoirs publics afin d'assurer aux utilisateurs une plus grande maîtrise de leur consommation énergétique et une meilleure compréhension et transparence du marché, les consommateurs ne semblent pas encore opérer les meilleurs choix de contrats de fourniture et de fournisseurs.

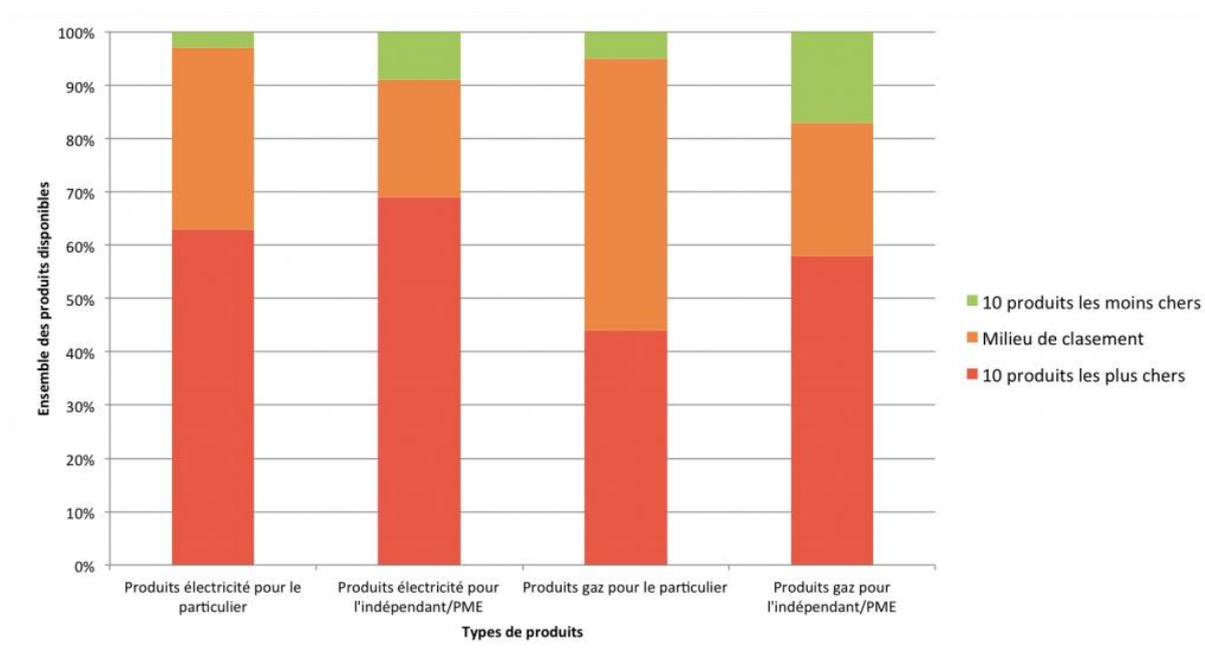
Par ailleurs, plusieurs mesures introduites par l'accord relatif à la protection du consommateur peuvent être facilement contournées par certains fournisseurs.

---

<sup>27</sup> CREG, Etude relative à la composition des portefeuilles de produits par fournisseur et les potentiels d'économies possibles pour les ménages, les PME et les indépendants sur le marché belge de l'électricité et du gaz naturel, 2017.

<https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F1639FR.pdf>

Figure 24 – Répartition des contrats d'énergie sur le marché belge, en fonction du niveau de prix



Source : Données de la CREG, 2016 ; figure tirée du site [www.comparateur-energie.be](http://www.comparateur-energie.be)

10% des consommateurs changent de fournisseur chaque année<sup>28</sup>. 3% des consommateurs particuliers bénéficient des prestations de fourniture électrique les moins chères du marché, contre 63% de la population utilisant les offres de fourniture électrique les plus chères. Les PME et indépendants connaissent également la même situation puisque 69% d'entre eux consomment les produits « Electricité » les plus onéreux pour à peine 3% bénéficiant des offres les moins chères. Le dernier rapport de la CREG (2018)<sup>29</sup> confirme ce constat : « les parts de marché des produits les plus chers restent sensiblement plus importantes que celles des produits les moins chers... une grande majorité des PME et des indépendants disposent toujours d'un potentiel d'économies considérable, tant en changeant de produit chez un même fournisseur qu'en changeant de fournisseur »<sup>30</sup>. La part de marché des 10 produits d'électricité les plus chers s'élève à 70% en Flandre et 75% en Wallonie.

### Développement des énergies renouvelables et évolution du prix de l'électron et des réseaux

Il convient de rappeler que le prix de la composante énergie, l'électron, pourrait croître à moyen terme, notamment en raison de l'évolution du mix de production d'électricité en Belgique dans le cadre de la transition énergétique, de certains investissements à consentir et de la variation du prix de certains combustibles comme le gaz.

En 2014, le cluster TWEED a proposé une comparaison du coût de production d'un MWh d'électricité selon les différentes filières existantes et sur base de plusieurs méthodologies. L'éolien était, déjà à l'époque, concurrentiel par rapport aux filières nucléaires et thermiques alors que le photovoltaïque était moins rentable. Toutefois, depuis lors, la technologie solaire a progressé permettant de renforcer l'efficacité des panneaux photovoltaïques et de réduire les coûts d'investissement. En ce qui concerne la filière nucléaire, certains coûts liés au démantèlement des centrales, au stockage des déchets ou au risque d'incident majeur restent incertains, voire sous-estimés.

<sup>28</sup> CREG, *Etude relative à la composition des portefeuilles de produits par fournisseur et les potentiels d'économies possibles pour les ménages, les PME et les indépendants sur le marché belge de l'électricité et du gaz naturel*, 2015. <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F1496FR.pdf>

<sup>29</sup> CREG, *Etude relative à la composition des portefeuilles de produits par fournisseur et les potentiels d'économies possibles pour les ménages, les PME et les indépendants sur le marché belge de l'électricité et du gaz naturel*, 2016. <http://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F1639FR.pdf>

<sup>30</sup> Idem, p.135.

Tableau 2 – Estimation du coût de production de l'électricité par filière

Filière	€/MWh	€/MWh_Consummateur	€/MWh_Producteur
Centrale au charbon	45	48	54
Centrale nucléaire	51	64	102
Cogénération biomasse 5MW	79	83	90
Eolien on shore 3MW	53	65	81
Chaudière avec réseau de chaleur	56	65	80
Centrale TGV	67	70	74
Cogénération biomasse 600kW	88	95	106
Cogénération biomasse 1,5MW	80	86	97
Chaudière à pellet	82	90	98
Chaudière au gaz	89	90	98
Eolien offshore	79	99	132
Chaudière au mazout	104	107	109
Photovoltaïque + pompe à chaleur	82	107	132
Centrale électrique à biomasse	109	115	125
Cogénération biogaz 100kW	107	117	133
Hydraulique	80	106	149
Solaire thermique 130kW	85	120	160
PV 100kW	88	120	157
Pompe à chaleur	109	142	175
Photovoltaïque 3kW	114	154	201
Solaire thermique 3kW	126	176	198
Eolien on shore 100kW	145	187	243
<b>Moyenne</b>	<b>87</b>	<b>105</b>	<b>127</b>

*Coût de production du MWh pour les filières renouvelables et conventionnelles (colonne 2 : €/MWh selon la méthodologie de l'Agence Internationale à l'énergie).*

Source : Cluster TWEED, 2014<sup>31</sup>

La cour française des comptes a évalué en 2016<sup>32</sup> le coût de production électrique selon diverses filières, en tenant compte également des coûts liés au stockage et traitement des déchets nucléaires, à la maintenance des équipements et au démantèlement futur des centrales existantes.

Jusqu'en 2010, en France, la production d'un MWh d'électricité coûtait environ 50 euros dans une centrale nucléaire pour 95 euros par une éolienne terrestre et 280 euros par des panneaux photovoltaïques. Ces données ont toutefois fortement évolué ces dernières années, notamment en raison des investissements nécessaires

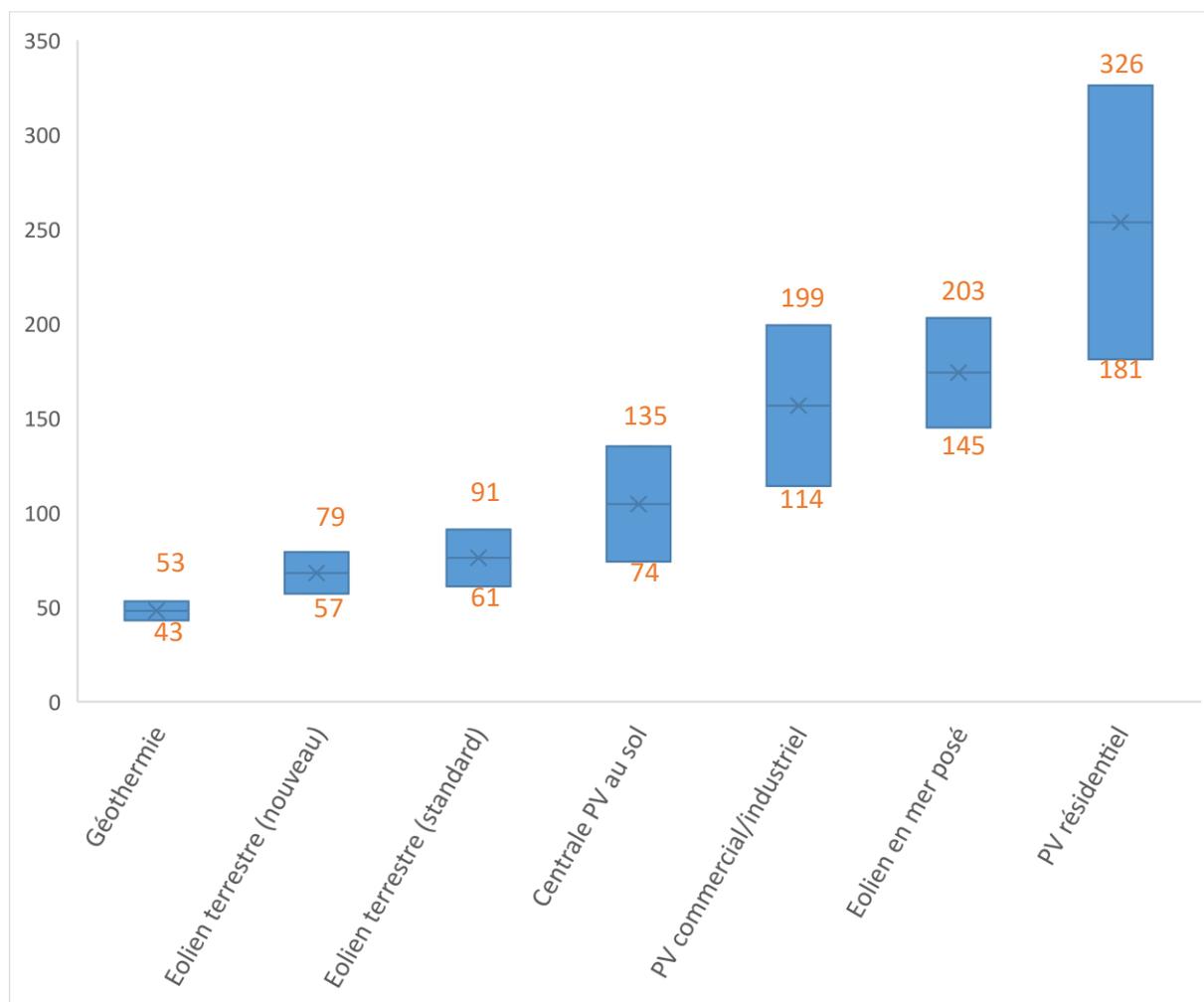
pour prolonger la durée de vie de certains réacteurs nucléaires, mais également parce que les technologies progressent rapidement dans le secteur des énergies soutenables et celui-ci commence aussi à bénéficier d'économies d'échelle. La filière nucléaire coûterait en 2015 environ 63 euros par MWh, l'éolien terrestre 85 euros par MWh et le photovoltaïque en moyenne 150 euros.

Ci-dessous sont également présentées les estimations du coût de production des filières renouvelables par l'ADEME (France).

<sup>31</sup> CUSTER TWEED, *L'impact micro et macroéconomique des énergies renouvelables en Région wallonne*, 2014.

<sup>32</sup> COUR DES COMPTES (FRANCE), *Rapport public annuel : La maintenance des centrales nucléaires : une politique remise à niveau, des incertitudes à lever*, 2016.

Figure 25 – Prix de revient (en euros) de l'électricité par MWh en France



Source : Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer (France) et ADEME, 2016<sup>33</sup>

Selon le syndicat des énergies renouvelables (France), d'ici 2030, les courbes devraient se croiser. La production éolienne terrestre coûterait approximativement 75 euros et le photovoltaïque 60 euros. L'éolien maritime passerait quant à lui de 2015 à 2030 d'un prix de revient de 220 euros par MWh à environ 100 euros<sup>34</sup>. D'après une étude effectuée par l'agence Ernst & Young, le coût pourrait même passer sous la barre des 90 euros par MWh produit<sup>35</sup>. Le nucléaire ne serait plus la filière la plus rentable, car sa rentabilité avoisinerait celle des autres modes de production d'électricité, avec un coût de l'électricité nucléaire qui devrait être plus élevé, oscillant entre 70 euros et 80 euros par MWh. Mais ce coût sera aussi très aléatoire, car il dépend de la nature et de l'ampleur des travaux de rénovation, de modernisation et de sécurisation à réaliser ainsi que du volume global d'électricité nucléaire produite par chaque centrale. Une

diminution substantielle de ce volume pourrait tirer les prix vers le haut jusqu'à 125 euros par MWh.

La CWaPE a également publié en 2018 une estimation de la rentabilité actuelle (calculée en VAN – Valeur actualisée nette) des différentes filières de production d'électricité verte. L'avant-dernière colonne de la figure suivante indique le niveau de soutien nécessaire par MWh produit pour permettre à un investissement d'être rentable. Les chiffres nous permettent de nous rendre compte que certaines filières comme le photovoltaïque deviennent pratiquement rentables, sans aides publiques. D'autres doivent par contre encore bénéficier d'un soutien plus important. Ceci n'implique pas de devoir exclusivement intervenir dans les filières les plus rentables. En effet, certains modes de production « moins compétitifs » offrent d'autres bénéfices comme

<sup>33</sup> MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT, DE L'ÉNERGIE ET DE LA MER (FRANCE) ET ADEME, Coûts des énergies renouvelables en France

<sup>34</sup> <https://lemag.bureauveritas.fr/top-article-1/eolien-offshore-vent-en-poupe/>

<sup>35</sup> ERNST & YOUNG, *Offshore wind in Europe Walking the tightrope to success*, étude réalisée pour WindEurope, 2015.

une plus forte sécurité d’approvisionnement ou une meilleure intégration dans les paysages urbains et ruraux (par exemple le petit éolien qui s’active à vent faible) et peuvent à moyen terme devenir plus productifs

(innovations et améliorations techniques, économies d’échelle...). Enfin, il convient d’intégrer à ce raisonnement le gain exprimé en non-émissions de CO<sub>2</sub>.

Tableau 2bis – Niveau de soutien nécessaire pour produire 1 MWh d’électricité verte (avant dernière colonne) ou de chaleur verte (dernière colonne)

Sous-filières	Classe de puissance (kW)	VAN/MWh <sub>élec</sub>	VAN/MWh <sub>tot</sub>
Photovoltaïque	] 10 ; 250 ]	-18,39	-18,39
Photovoltaïque	] 250 ; 1 000 ]	-24,16	-24,16
Photovoltaïque	] 1 000 ; - [	-27,17	-27,17
Photovoltaïque (full injection)	] 1 000 ; - [	-75,36	-75,36
Éolien	] 0 ; 100 ]	-162,08	-162,08
Éolien	] 100 ; - [	-47,25	-47,25
Hydraulique	] 0 ; 5 ]	-293,56	-293,56
Hydraulique	] 5 ; 10 ]	-75,88	-75,88
Hydraulique	] 10 ; 100 ]	-70,69	-70,69
Hydraulique	] 100 ; 1 000 ]	-47,84	-47,84
Hydraulique	] 1 000 ; - [	-43,46	-43,46
Biogaz agricole	] 0 ; 10 ]	-993,77	-993,77
Biogaz agricole	] 10 ; 200 ]	-668,14	-668,14
Biogaz agricole	] 200 ; 600 ]	-460,43	-460,43
Biogaz agricole	] 600 ; 1 500 ]	-318,03	-342,03
Biogaz agricole	] 1 500 ; - [	-258,63	-129,76
Biogaz industrie agro-alimentaire	] 0 ; 10 ]	-925,22	-495,65
Biogaz industrie agro-alimentaire	] 10 ; 200 ]	-444,47	-273,52
Biogaz industrie agro-alimentaire	] 200 ; 600 ]	-299,09	-183,60
Biogaz industrie agro-alimentaire	] 600 ; 1 500 ]	-180,95	-96,33
Biogaz industrie agro-alimentaire	] 1 500 ; - [	-133,12	-67,70
Biomasse solide bois brut	] 0 ; 500 ]	-339,93	-166,76
Biomasse solide bois brut	] 500 ; 2 000 ]	-184,94	-73,97
Biomasse solide bois brut	] 2 000 ; 5 000 ]	-110,06	-46,47
Biomasse solide bois brut	] 5 000 ; 20 000 ]	-68,00	-29,57
Biomasse solide bois brut	] 20 000 ; - [	-80,54	-21,59
Biomasse solide bois traité	] 0 ; 500 ]	-332,81	-163,26
Biomasse solide bois traité	] 500 ; 2 000 ]	-153,50	-61,40
Biomasse solide bois traité	] 2 000 ; 5 000 ]	-77,66	-32,79
Biomasse solide bois traité	] 5 000 ; 20 000 ]	-31,75	-13,80
Biomasse solide bois traité	] 20 000 ; - [	2,41	0,65
Cogénération fossile	] 0 ; 1 ]	-531,05	-59,01
Cogénération fossile	] 1 ; 10 ]	-491,82	-155,64
Cogénération fossile	] 10 ; 500 ]	-128,50	-48,49
Cogénération fossile	] 500 ; 1 000 ]	-27,52	-12,19
Cogénération fossile	] 1 000 ; 5 000 ]	-1,31	-0,58
Cogénération fossile	] 5 000 ; - [	-2,31	-0,54

CWaPE, 2018<sup>36</sup>

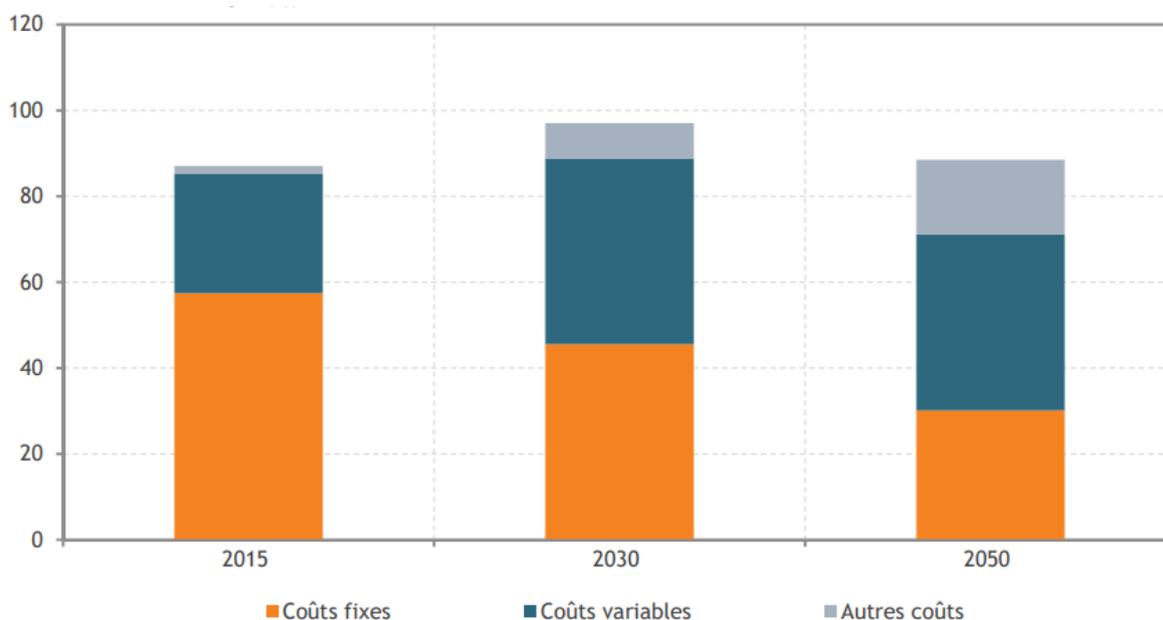
Selon le Bureau fédéral du Plan<sup>37</sup>, le coût d’un MWh produit s’élevait en moyenne à 63,8 euros par MWh en 2010 (toutes filières confondues), dont 31,9 euros liés aux coûts fixes (investissements, réfections...) et 31,7 euros de coûts variables (combustibles et achat de quotas d’émissions dans les secteurs ETS). Ce coût est remonté à 87 euros par MWh en 2015, principalement en raison des travaux de rénovation des vieux réacteurs nucléaires à prolonger jusqu’en 2025 (58 euros de coûts fixes). Le

coût du MWh pourrait atteindre 97 euros d’ici 2030 selon un scénario de référence (avec une baisse des coûts fixes, suite à la sortie du nucléaire, mais une hausse des coûts variables en raison du prix du gaz et des quotas d’émissions) pour ensuite redescendre à hauteur de 89 euros par MWh. Cette hausse des coûts de production resterait toutefois relativement limitée.

<sup>36</sup> CWaPE – PROPOSITION - Révision du mécanisme de soutien à la production d’électricité verte – juin 2018.

<sup>37</sup> BUREAU FEDERAL DU PLAN, *Le paysage énergétique belge à l’horizon 2050 - Perspectives à politique inchangée*, 2017.

Figure 26 – Décomposition du prix moyen de production d'électricité selon le scénario de référence (euros / MWh)



Source : PRIMES, BFP, 2017

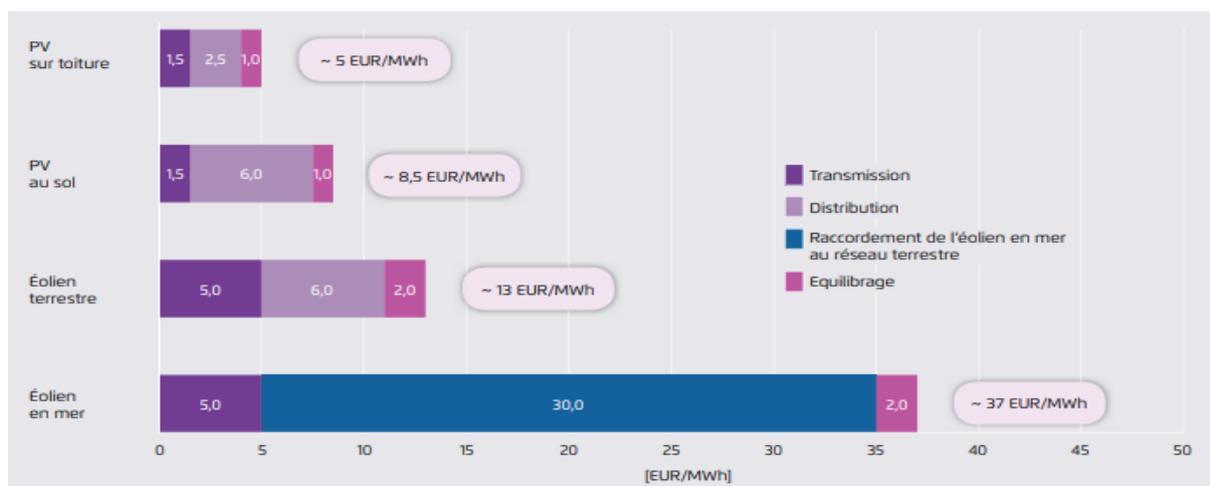
Par ailleurs, le coût des infrastructures de distribution et de la gestion du réseau dépendra notamment de l'ampleur du développement des énergies renouvelables et de notre capacité à pouvoir équilibrer le réseau à l'échelle locale (renforcer l'autoconsommation par les prosumers, créer des réseaux plus « intelligents » et des réseaux que nous proposons de qualifier de « virtuels » locaux (c'est-à-dire des réseaux de producteurs-consommateurs décentralisés qui fonctionnent comme un micro-réseau, mais en utilisant le réseau de distribution existant et les nouvelles technologies intelligentes et numériques) pour mutualiser les consommations et les productions locales. En effet, le caractère intermittent des énergies renouvelables a pour effet de générer des « à-coups » de production qu'il faut ensuite transporter et distribuer. Plus le surplus d'électricité à réinjecter et à transporter sera élevé et plus les distances à parcourir seront importantes, plus les besoins d'infrastructure et de gestion seront élevés et donc coûteux. D'où l'intérêt de développer ces réseaux à petite échelle pour encourager des communautés de consommateur à autoconsommer la production locale et éviter ainsi de devoir réaliser de gros investissements sur le réseau de distribution pour augmenter sa capacité de transport. Les réseaux virtuels offrent les mêmes services que les micro-réseaux mais ils ont l'avantage de

fonctionner au travers du réseau existant, ce qui réduit les coûts et garantir la solidarité entre tous les producteurs et consommateurs d'électricité. Les GRD disposent déjà des infrastructures et des technologies pour mener des expériences-pilotes avant de les généraliser. Il suffit toutefois d'adapter la réglementation pour autoriser ce type de projet. Il faudra toutefois veiller à ce que le développement de ces microréseaux ne se répercute pas sur la qualité du réseau de distribution dans son ensemble ainsi que sur la facture des consommateurs utilisant encore exclusivement le réseau de distribution. Une tarification équitable entre tous les consommateurs est ainsi recommandée.

Le think tank allemand AGORA Energiewende<sup>38</sup> a réalisé des simulations du coût d'intégration au réseau des filières renouvelables et plus précisément celles de l'éolien et du solaire PV. Le coût d'intégration recouvre notamment les coûts de réseau et les coûts d'équilibrage. Le coût d'intégration est relativement faible pour la filière photovoltaïque, oscillant entre 5 et 8,5 euros par MWh produit. L'éolien onshore enregistre un coût d'intégration un peu plus élevé (13 euros par MWh). La filière offshore requiert un raccordement avec le réseau terrestre, ce qui implique des coûts beaucoup plus importants.

<sup>38</sup> AGORA, *Coûts d'intégration de l'éolien et du solaire photovoltaïque*, décembre 2015.

Figure 27 – Comparaison des coûts d'intégration selon les filières photovoltaïques et éoliennes



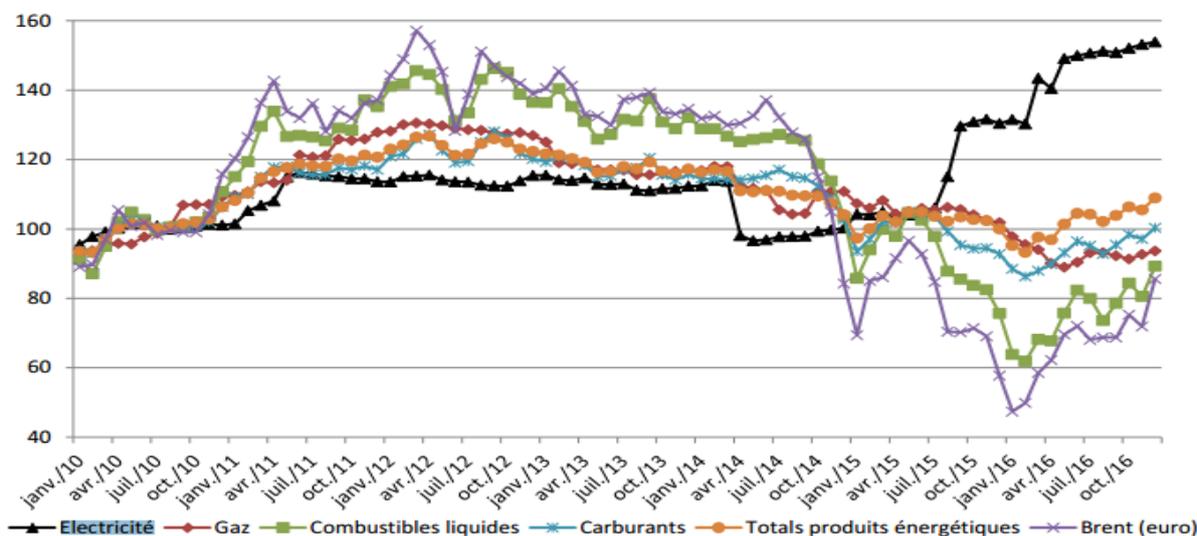
Source : AGORA Energiewende, 2015<sup>39</sup>

### Evolution des tarifs du gaz et des combustibles pétroliers

La figure 28 apporte quelques données complémentaires concernant l'évolution des prix des différentes sources d'énergie. Nous pouvons observer une relative stabilité des prix des carburants et du gaz depuis 2010. En ce qui

concerne le gaz, cette stabilité s'explique notamment par une plus faible augmentation des coûts de distribution et autres prélèvements, surcharges et taxes ainsi que par une diminution du prix de vente de la molécule du gaz.

Figure 28 – Prix mensuels à la consommation des produits énergétiques (indice 2010 = 100)



Source : INSEE, SPF Economie, 2017<sup>40</sup>

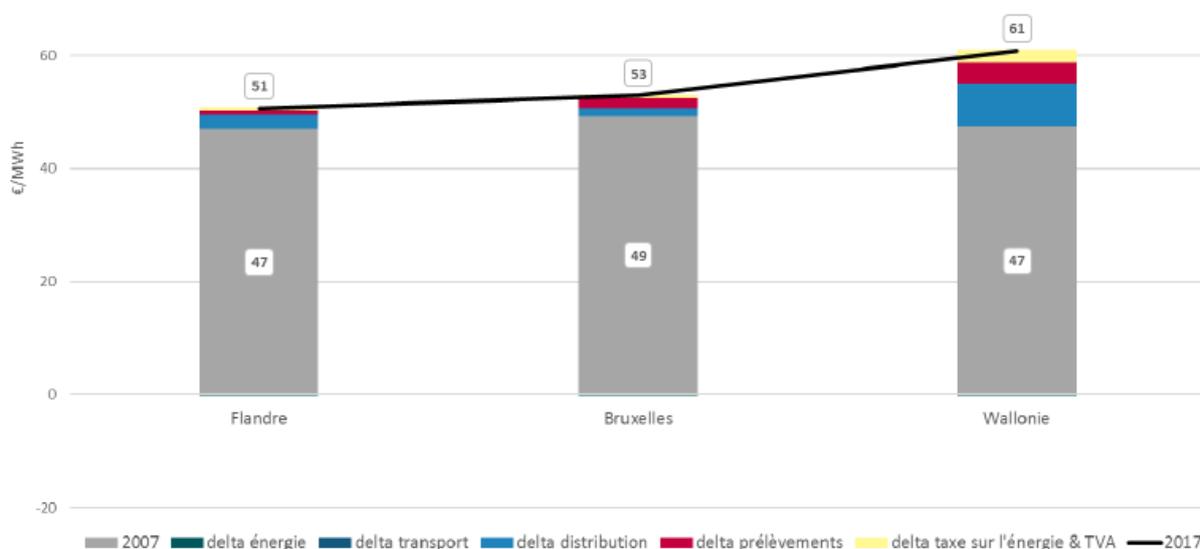
Cette évolution n'est toutefois pas la même selon les Régions et le type de consommateur. Comme le montre la figure 29, la Wallonie connaît une hausse du prix final du gaz pour les particuliers, en raison des coûts annexes, alors que les autres Régions sont marquées par une

relative stabilité des tarifs. En ce qui concerne les entreprises, les prix finaux sont plus ou moins stables dans chaque Région, avec un léger tassement des tarifs au nord du pays.

<sup>39</sup> AGORA ENERGIEWENDE, *The Integration Cost of Wind and Solar Power. An Overview of the Debate on the Effects of Adding Wind and Solar Photovoltaic into Power Systems*, 2015.

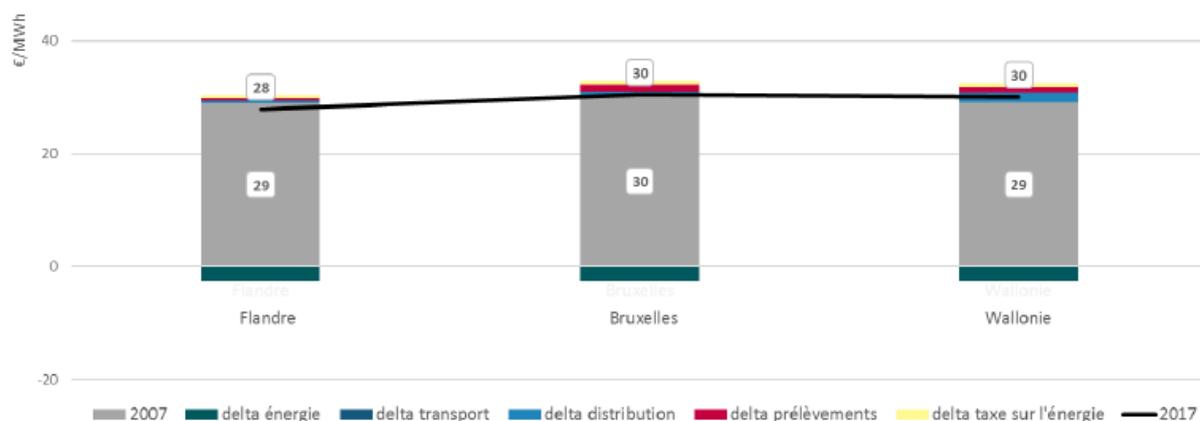
<sup>40</sup> BONNARD S., BRUYNOGHE C., DEPREZ M. et B. KESTEMONT, *Prix de l'énergie et précarité énergétique*, SPF Economie, 2015.

Figure 29 - Evolution du prix du gaz par Région 2007-2017 (client résidentiel T2)



Source : CREG, 2018<sup>41</sup>

Figure 30 - Evolution du prix du gaz par Région 2007-2017 (entreprise T4)



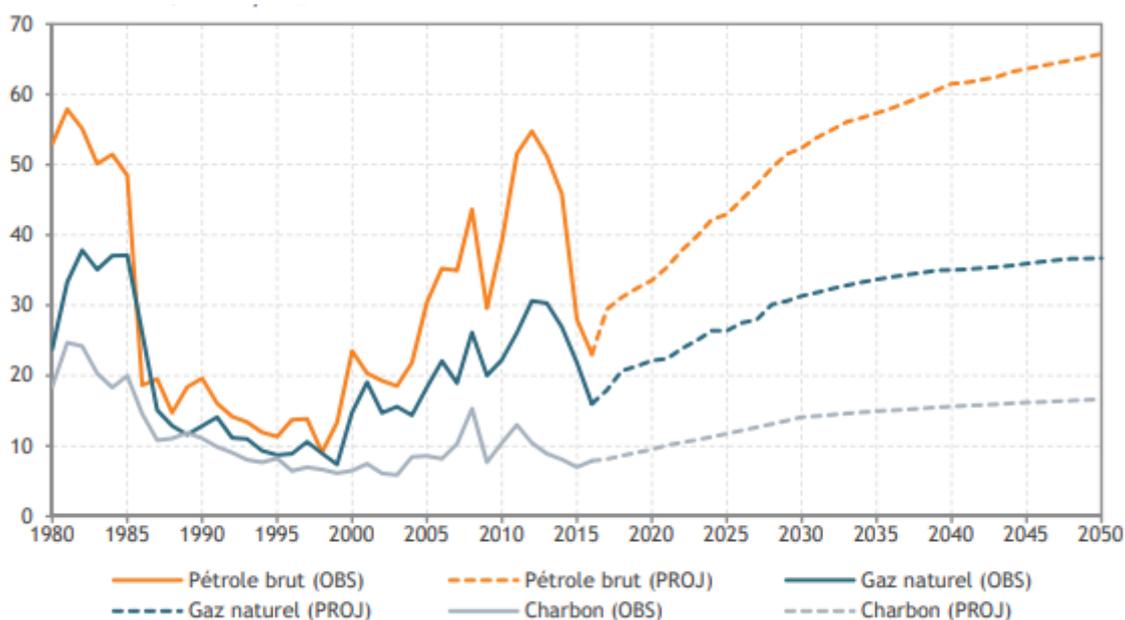
Source : CREG, 2018

Selon le Bureau fédéral du Plan, le prix des combustibles fossiles, et en particulier du pétrole, devrait à l'avenir suivre une tendance haussière pour deux raisons. Premièrement pour des raisons politiques, les pays exportateurs de pétrole (OPEP) ont décidé de limiter le volume de la production pour tirer les prix vers le haut. Deuxièmement pour des raisons économiques, car l'augmentation de la demande de pétrole (notamment dans les pays émergents dont la motorisation connaît une forte croissance) va se heurter au renchérissement attendu du coût de l'extraction de pétrole et à la diminution du rythme de l'extraction. Troisièmement

pour des raisons fiscales et plus particulièrement la généralisation de la taxation du carbone dans la plupart des secteurs ainsi que le renforcement du niveau de cette taxe.

<sup>41</sup> CREG, *Etude sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel*, 2018.

Figure 31 - Évolution des prix des énergies fossiles (en EUR de 2013 par MWh)



Source : PROMETHEUS (E3M-Lab).

Note : Il s'agit de MWh-PCI (pouvoir calorifique inférieur) ; 1 MWh-PCI = 0,62 baril de pétrole brut (Brent) ; 1 MWh-PCI = 1,11 MWh-PCS (pouvoir calorifique supérieur généralement utilisé pour le gaz naturel) ; 1 MWh-PCI = 0,14 tonnes (de charbon).

Source : Bureau fédéral du Plan, 2017

En ce qui concerne, le gaz, les volumes encore extractibles (et les ressources non encore découvertes) restent suffisants pour répondre à la demande future durant plusieurs décennies.

### Facture énergétique et niveau de vie

En ce qui concerne la facture d'électricité, la hausse de la TVA décidée en 2015 s'est répercutée sur le budget des ménages et plus particulièrement les ménages qui se chauffent à l'électricité (environ 7% de la population). Le prix par kWh est ainsi passé « mécaniquement » de 21,6 à 24,6 centimes en Wallonie et de 18 à 20,5 centimes à Bruxelles. Ceux qui ne se chauffent pas à l'électricité (hypothèse d'une consommation annuelle de 3.500 kWh) ont vu leur facture annuelle augmenter de 88 euros à Bruxelles et 105 euros en Wallonie. Pour ceux qui utilisent l'électricité comme source de chauffage, l'augmentation est respectivement de l'ordre de 588 et 705 euros.

Nous devons encore y ajouter la hausse du prix de l'électron intervenue depuis lors, et notamment durant le dernier trimestre 2018. Si on applique de manière théorique les tarifs de décembre 2018 à ceux qui se chauffent autrement qu'avec de l'électricité (hypothèse d'une consommation annuelle de 3.500 kWh), la facture d'électricité annuelle « moyenne » passe en Wallonie de 756 à 1.015 euros de 2015 à 2018 (+259 euros) et de 630 à 917 euros à Bruxelles (+287 euros). Pour ceux qui se chauffent à l'électricité (hypothèse d'une consommation

annuelle de 23.500 kWh), celle-ci passe de 5.076 à 6.815 euros en Wallonie (+1.739 euros) et de 4.230 à 6.157 euros (+1.927 euros). Cette variation n'est pas anodine pour les ménages à revenus limités ou en situation de précarité, surtout ceux utilisant l'électricité comme chauffage et qui subissent une perte de niveau de vie de 150 euros par mois en moyenne.

En ce qui concerne le chauffage, rappelons que globalement, la principale source d'énergie utilisée par les ménages belges pour se chauffer est le gaz naturel (61% des ménages), puis le mazout (24%), et l'électricité (7%).

La facture de gaz d'un ménage wallon consommant environ 20.000 kWh de chaleur par année s'élève aujourd'hui à 1.442 euros en Wallonie (contre 1.314 euros en 2015) et à 1.300 euros à Bruxelles (contre 1.166 euros en 2015). Cela équivaut à une augmentation de respectivement +128 euros et +134 euros par année. Mais pour une habitation très mal isolée (soit approximativement un logement sur deux à Bruxelles et en Wallonie), la consommation de chaleur peut facilement atteindre 30.000 kWh, avec un coût annuel oscillant autour de 2.000 euros, soit environ 200 euros de plus qu'il y a trois ans.

Enfin, le mazout a connu une forte hausse entre août 2015 et octobre 2018, passant de 5,14 cents par kWh à 7,28 cents. Cela représente une hausse de 428 euros par an pour un ménage consommant 20.000 kWh et 642 euros si la consommation atteint 30.000 kWh. On

comprend que cette variation a fortement pesé sur le budget des groupes sociaux dont les revenus sont modérés ou précaires. Son prix est toutefois en net recul depuis lors puisqu'il s'élevait à 5,9 cents par kWh en décembre 2018. Un ménage se chauffant au mazout

dépense actuellement 1.174 euros pour une consommation de 20.000 kWh par an et 1.761 euros pour une consommation de 30.000 kWh par an.

Tableau 2ter – Évolution de la facture énergétique en Wallonie et à Bruxelles d'août 2015 à décembre 2018 (valeurs à monnaie courante)

	Consommation annuelle (kWh)	Facture annuelle (euros)		Variation
		août-15	déc-18	
<b>Wallonie</b>				
Electricité (hors chauffage)	3.500	756	1.015	+259
Electricité (chauffage)	20.000	4.320	5.800	+1.480
Gaz (chauffage)	20.000	1.314	1.442	+128
Electricité (chauffage)	30.000	6.480	8.700	+2.220
Gaz (chauffage)	30.000	1.971	2.163	+192
<b>Bruxelles</b>				
Electricité (hors chauffage)	3.500	630	917	+287
Electricité (chauffage)	20.000	3.600	5.240	+1.640
Gaz (chauffage)	20.000	1.166	1.300	+134
Electricité (chauffage)	30.000	5.400	7.860	+2.460
Gaz (chauffage)	30.000	1.749	1.950	+201
<b>Wallonie et Bruxelles</b>				
Mazout	20.000	1.028	1.174	+146
Mazout	30.000	1.542	1.761	+219

Source : CREG, SPF économie, ValBiom ; Graphe APERE

Selon un baromètre de la précarité énergétique de la Fondation Roi Baudouin publié en 2016, plus d'un ménage belge sur cinq éprouvait des difficultés à se chauffer. Il est probable que cette situation s'est empirée depuis lors vu certaines hausses présentées dans le tableau ci-dessus.

Pour rappel, le revenu minimum pour un emploi à temps plein est fixé en Belgique à 1.594 euros brut (sans ancienneté), soit environ 1.440 euros net (pas d'enfants à charge). Si la facture d'électricité mensuelle se situe aux alentours de 80 euros et celle du chauffage à +/- 200 euros, le total, soit 280 euros, représente une part importante de ce revenu.

## 2.6. POURQUOI METTRE UN TERME A LA PRODUCTION D'ELECTRICITE A PARTIR DE CENTRALES NUCLEAIRES ?

### 2.6.1. Introduction

La section précédente a mis en évidence l'évolution des coûts de production d'électricité et plus particulièrement une meilleure compétitivité des filières renouvelables et une hausse des coûts liés à la maintenance des centrales nucléaires.

Il est également important de rappeler que les coûts liés au traitement et au stockage des déchets (dont la durée de vie de certains peut être de plusieurs centaines voire milliers d'années) sont marqués par une forte incertitude. Or, maintenir durant dix années supplémentaires certains réacteurs nucléaires implique la production de nouveaux déchets après 2025. De plus, compte tenu de l'âge des centrales, et même si les unités doivent se conformer à des normes de sécurité et de sûreté très strictes, il convient de bien réfléchir au risque, même infime, d'un incident nucléaire majeur. Officiellement, le risque nucléaire est budgétisé et provisionné par le responsable des sites concernés, mais l'est-il de manière suffisante ? En matière de prévention, la distribution de pilules d'iodes implique aussi un coût qui n'est pas intégré au calcul de la rentabilité de la filière énergétique. Par ailleurs, en cas de construction d'un réacteur neuf, il conviendrait d'y inclure les coûts réels supplémentaires de démantèlement, dont l'estimation tend à être revue à la hausse.

Enfin, vu que les centrales nucléaires doivent fonctionner en continu pour des raisons techniques, mais aussi afin d'amortir le plus possible les coûts fixes, cela affecte le fonctionnement du marché de l'électricité et notamment la croissance des énergies renouvelables. En effet, pour développer les éoliennes et les panneaux photovoltaïques en limitant les mécanismes de soutien public, il faut une demande suffisante, plus particulièrement en période venteuse ou ensoleillée, quand les éoliennes et les panneaux photovoltaïques se

mettent en marche, de sorte que les prix sur le marché ne soient pas trop bas, voire négatifs. Une sortie complète du nucléaire réduirait de manière significative le volume d'électricité injecté sur le réseau durant la journée et lorsqu'il y a du vent, permettant ainsi aux énergies renouvelables de vendre leurs électrons à un prix plus élevé via l'effet de l'offre et de la demande. Cela rendrait l'investissement dans ces filières beaucoup plus attractif. A contrario, avec un réseau qui continuerait à être alimenté, partiellement, mais en permanence, par des réacteurs nucléaires, il n'y a aucun intérêt économique pour les investisseurs à soutenir les filières renouvelables et en accélérer le développement. Il en va de même pour les technologies et infrastructures de stockage.

### 2.6.2. Des risques d'accident très faibles, mais aux conséquences catastrophiques

Rappelons tout d'abord qu'en Belgique, en vertu de la loi sur la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire de 1985 telle que modifiée en 2014, la couverture du risque lié à l'exploitation d'une centrale nucléaire s'élève à un montant maximum de 1,2 milliard d'euros pour chaque accident nucléaire<sup>42</sup>, à condition que la responsabilité incombe à l'exploitant d'une installation nucléaire située sur le territoire belge. Il s'agit en d'autres termes de la responsabilité de l'exploitant Engie à l'égard de la collectivité si le pire devait arriver et que des manquements ou erreurs ont été constatés dans le chef de l'exploitant. Ce montant peut être adapté par arrêté royal.

Or, les estimations récentes confirment que le coût économique moyen d'une catastrophe est gigantesque. Selon l'Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire français (IRSN), ce coût oscillerait entre 120 milliards et 450 milliards d'euros pour un accident similaire à celui de Fukushima et pourrait même atteindre 760 milliards d'euros dans un scénario « catastrophe » équivalent à celui de Tchernobyl<sup>43</sup>. L'Institut n'écarte pas non plus l'hypothèse d'un coût dépassant 1.000 milliards d'euros, en fonction des conditions météorologiques (orientation du vent) et de la localisation du site nucléaire concerné (proximité de zones à forte densité de population).

<sup>42</sup> La Convention sur la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire (Convention de Paris) du 29 juillet 1960 amendée le 28 janvier 1964 et le 16 novembre 1982 définit un incident nucléaire de « tout fait ou succession de faits de même origine ayant causé des dommages, dès lors que ce fait ou ces faits ou certains des dommages causés proviennent ou résultent soit des propriétés radioactives, ou à la fois des propriétés

radioactives et des propriétés toxiques, explosives ou autres propriétés dangereuses des combustibles nucléaires ou produits ou déchets radioactifs, soit de rayonnements ionisants émis par une autre source quelconque de rayonnements se trouvant dans une installation nucléaire ».

<sup>43</sup> IRSN, *Méthodologie appliquée par l'IRSN pour l'estimation des coûts d'accidents nucléaires en France*, 2013.

Tableau 3 – Estimation du coût global d'un accident nucléaire grave ou majeur en France

Coûts en Milliards d'Euros	Accident grave	Accident majeur
<b>Site</b>	6	8
<b>Hors site</b>	9	53
<b>Territoires</b>	11	110
<b>Parc</b>	44	90
<b>Image</b>	47	166
<b>Total</b>	120	430

Source : Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (2013)

L'ONG Greenpeace affirme même que ces coûts devraient être multipliés par deux<sup>44</sup>. En cas de survenance d'une catastrophe nucléaire de niveau intermédiaire (dégâts sur le réacteur, voire fusion partielle de celui-ci, mais pas de dégradation du dôme en béton) ou majeur (fusion du réacteur et dégradation voire explosion du dôme), dans une centrale telle que Doel, le coût global pour les territoires et populations affectés se situerait entre 742 et 1.412 milliards d'euros. Il comprend l'impact de la radioactivité sur les zones environnantes (économie, habitabilité, agriculture...) et la santé de la population ainsi que sur l'activité économique (port d'Anvers, exportation tourisme...). Il reprend aussi le coût lié à la gestion de la crise (évacuation massive, confinement du réacteur, déviation du transport...) et celui induit par la probable coupure d'électricité engendrée par l'accident. Le coût de la catastrophe de Fukushima est pour l'instant estimé à environ 200 milliards d'euros.

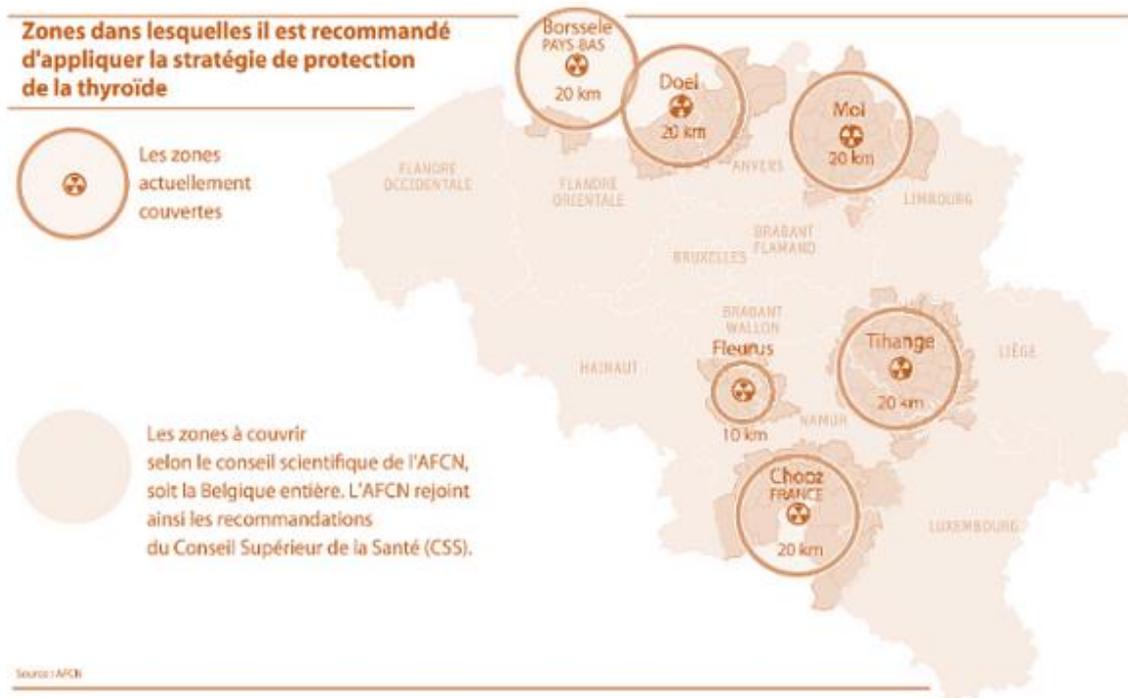
Ce niveau élevé s'expliquerait selon Greenpeace notamment par la localisation de Doel au cœur d'un tissu urbain particulièrement dense et de nombreuses infrastructures économiques et industrielles. Si ce type d'évaluation peut faire l'objet de nombreuses discussions, il n'en demeure pas moins que les dégâts qui seraient causés par un tel événement sont extrêmement importants. Même en divisant par deux ou trois l'estimation basse de 742 milliards d'euros, nous atteignons un coût supérieur à 200 milliards d'euros, soit 100 fois plus que la provision de 2 milliards d'euros actuellement prévue en cas de catastrophe nucléaire, dont 1,2 milliards d'euros à charge de l'exploitant Engie comme nous venons de l'exposer, 500 millions d'euros à charge de l'État belge et 300 millions d'euros de cotisation de solidarité prévus par les conventions signées avec d'autres États.

Une grande partie du territoire national est concerné par les éventuels rayonnements radioactifs qui seraient émis suite à un accident majeur, comme nous l'a rappelé la

cartographie du conseil scientifique de l'AFCN et du Conseil supérieur de la Santé qui identifie les zones où la population doit pouvoir disposer rapidement de pastilles d'iodes en cas de crise et qui couvre en réalité l'entièreté du pays. À ce sujet, depuis mars 2018, des comprimés d'iodes ont été distribués dans toutes les pharmacies de Belgique et tout citoyen peut en obtenir gratuitement.

<sup>44</sup> MARTENS Bart et Smart MATTERS, *L'impact économique d'une catastrophe nucléaire à Doel*, pour Greenpeace Belgique, 2014.

Figure 32 – Zones dans lesquelles il est recommandé d’appliquer la stratégie de protection de la thyroïde



Source : AFCN, figure tirée du site web du quotidien LA LIBRE, 2016

Les chiffres qui viennent d’être exposés doivent toutefois être rapportés aux risques d’accident extrêmement faibles pour des installations situées au sein de l’Union européenne. Celles-ci doivent répondre à des normes et contrôles particulièrement stricts et les Etats-membres de l’UE n’ont pour l’instant et fort heureusement pas connu d’accident majeur. Les accidents de Tchernobyl (1986) et Fukushima (2011) sont également survenus dans des contextes différents de celui que nous connaissons en Belgique (utilisation d’une technologie soviétique vieillissante en Ukraine et évènement sismologique exceptionnel au Japon) et ont conduit les autorités européennes et nationales à encore davantage renforcer les mesures de prévention des risques et de contrôle, comme en témoignent les nouvelles recommandations de sûreté en matière sismique émises par l’association des régulateurs nucléaires européens (WENRA) en 2014.

### 2.6.3. De fortes incertitudes sur la sûreté et le coût du traitement des déchets radioactifs

À plus long terme, d’autres coûts doivent également être pris en compte et notamment celui du stockage des déchets et du démantèlement des centrales.

En Belgique, un fonds a été créé afin de financer le futur démantèlement des réacteurs de Doel et Tihange ainsi que le stockage des déchets. Il est géré par la société Synatom, une filiale d’Electrabel, et s’élevait fin 2017 à 10,1 milliards d’euros. 4,5 milliards d’euros doivent servir à démanteler nos sept réacteurs nucléaires, soit environ 650 millions d’euros par réacteur. Les 5,51 milliards d’euros restant sont prévus pour le traitement et le stockage des déchets.

Le coût probable du démantèlement et des déchets pourrait néanmoins être beaucoup plus élevé. Sur base des expériences européennes, le coût du démantèlement d’un seul réacteur oscille entre 900 millions d’euros et 1,3 milliards d’euros<sup>45</sup>. Si nous appliquons ces chiffres à la situation belge, le démantèlement des sept réacteurs coûterait entre 6,3 et 9,1 milliards d’euros.

<sup>45</sup> ASSEMBLÉE NATIONALE DE LA RÉPUBLIQUE FRANÇAISE, *Rapport relatif à la faisabilité technique et financière du démantèlement des installations nucléaires de base*, février 2017.

L'ONDRAF, l'organisme chargé de la gestion des déchets radioactifs en Belgique, évaluait en 2010 le coût du démantèlement des installations nucléaires et de la gestion des déchets radioactifs à 10,9 milliards d'euros. Début 2018, l'ONDRAF a annoncé avoir revu à la hausse son estimation qui atteint désormais 15,1 milliards d'euros dont 7 milliards rien que pour le démantèlement des centrales<sup>46</sup>. Enfin, en août 2018, le même organisme chiffrait désormais le coût de la gestion des déchets à 10 milliards d'euros.

Cette estimation pourrait encore grimper dans les prochaines années. En effet, de nombreuses incertitudes persistent sur le coût réel du démantèlement. Certains experts comme Johan ALBRECHT restent d'ailleurs très prudents sur l'estimation des coûts de démontage des centrales et de gestion des déchets. Sur ce dernier point, en fonction du choix des technologies de stockage (entreposage en surface ou en subsurface, enfouissement profond, réversible ou définitif...) et la

nature du sous-sol, les coûts peuvent varier fortement. Aucun consensus scientifique n'existe autour des principaux projets d'enfouissement en cours de développement à l'étranger, comme ceux de Bure en France, de Yucca Mountain (en suspens depuis plusieurs années) et d'Onkalo en Finlande. Les critiques portent notamment sur le manque de certitudes quant à la solidité et l'imperméabilité des galeries et de l'enveloppe géologique. Enfin, à très long terme, doit-on intégrer les coûts de maintenance des lieux où seront entreposés les déchets? Pour rappel, si la plupart des déchets liés à l'activité des centrales nucléaires perdent suffisamment de radioactivité en quelques années pour ne plus constituer une menace immédiate et sérieuse pour l'environnement et la santé humaine, il n'en est rien pour une part non négligeable de combustibles usagés et des matériaux en contact avec les réacteurs ou qui les composent. Ces déchets peuvent rester extrêmement dangereux durant plusieurs centaines, voire plusieurs milliers d'années.

Tableau 4 – Durée de la radioactivité des déchets de combustibles

Radioélément	Période de radioactivité
Iode 131	8 jours
Césium 137	30 ans
Radium 226	1.600 ans
Plutonium 239	24.000 ans
Iode 129	15,7 millions d'années
Uranium 238	4,5 milliards d'années

Source : ANDRA<sup>47</sup>

Si, jusqu'à présent, les déchets hautement radioactifs ne représentent « que » +/- 1% de l'ensemble des déchets produits en Belgique, ils requièrent par contre de gros espaces de stockage en raison de leur emballage plus important (jusqu'à 4.500m<sup>3</sup> de déchets dans l'hypothèse où les combustibles ne sont pas retraités)<sup>48</sup>. La solution préconisée pour l'instant par l'ONDRAF reste l'enfouissement en profondeur dans le sol de ce type de déchets. Comme leur durée de vie s'étend sur plusieurs milliers d'années, il convient de ne pas prendre à la légère les risques liés à ce stockage (infiltrations, dégradation du conditionnement, mouvements géologiques, forages réalisés par des êtres humains dans plusieurs milliers

d'années, terrorisme...) et le caractère très aléatoire des coûts qui seront reportés sur les générations futures.

Eu égard aux éléments que nous venons de mettre en évidence, il semble pertinent de limiter au maximum la production de déchets et par conséquent de mettre en œuvre une sortie progressive et maîtrisée de la production d'électricité à partir de la fission nucléaire.

Les coûts directs et indirects liés au démantèlement des centrales nucléaires belges ainsi qu'au traitement et au stockage des déchets sur plusieurs centaines voire milliers d'années pourraient donc largement dépasser les

<sup>46</sup> ONDRAF, *Quatrième rapport d'inventaire des passifs nucléaires de l'ONDRAF à sa tutelle (période 2013 - 2017)*, 2018.

<sup>47</sup> <https://www.andra.fr/les-dechets-radioactifs/la-radioactivite/explication-du-phenomene>

<sup>48</sup> ONDRAF, *Programme de travail de l'ONDRAF sur la mise en dépôt final des déchets de faible activité et de courte durée de vie*, 2018.

15 milliards d'euros, sans que l'on puisse au stade actuel s'avancer avec précision et certitude sur le montant.

Si les provisions du fonds géré par Synatom ne suffisent pas, la loi prévoit que les exploitants des centrales nucléaires prennent en charge la différence. En cas de surcoût trop important, il n'est pas exclu que l'État fédéral intervienne malgré tout pour garantir la sécurité du stockage des déchets et éviter la présence à long terme de friches nucléaires. Les dépenses supplémentaires seront alors répercutées sur les consommateurs et/ou contribuables.

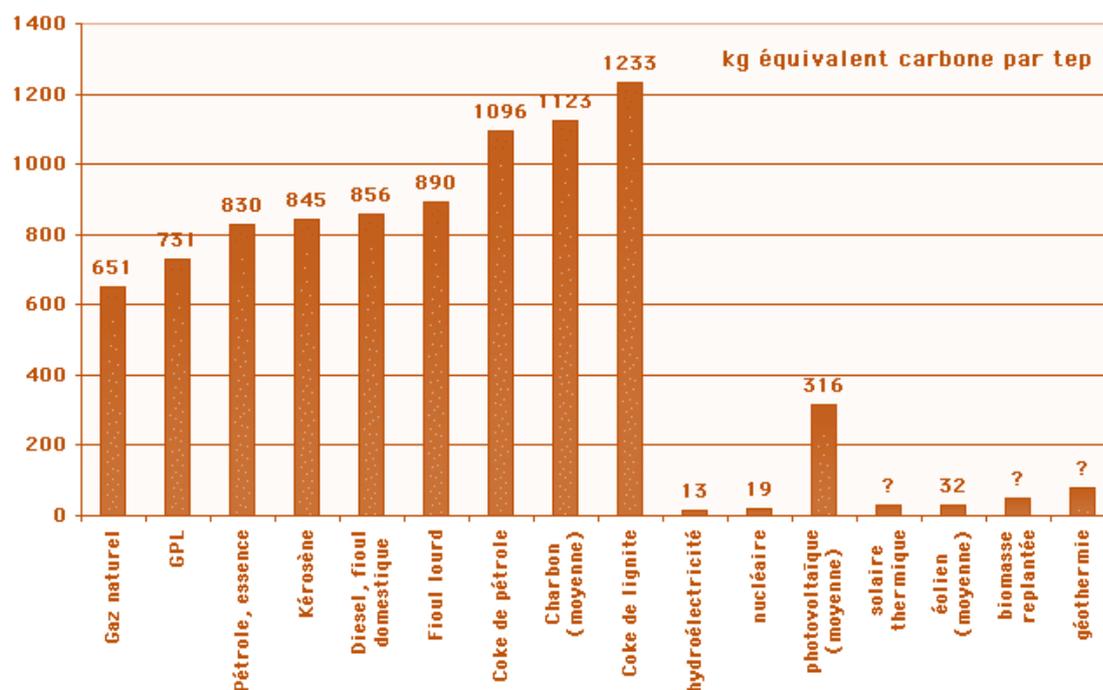
Une autre question liée à Synatom concerne la disponibilité des liquidités affectées au démantèlement futur des centrales nucléaires. L'ONDRAF considère que la loi relative au démantèlement et à la gestion des déchets de 2003 ne garantit pas que les fonds constitués par écritures comptables soient effectivement disponibles au moment où il faudra démanteler et gérer une quantité plus importante de déchets. Synatom est en effet jusqu'à présent autorisée à prêter jusqu'à 75 % du fonds à Engie-Electrabel. En cas de problèmes financiers (manque de liquidités, réorganisation judiciaire, faillite...), Engie-Electrabel serait-il en mesure de rembourser rapidement les montants empruntés ? Pour corriger la législation de 2003, un avant-projet de loi avait été adopté en première lecture par le Gouvernement

fédéral, sur demande de la Commission des provisions nucléaires (CPN). Toutefois, compte tenu de la perte de majorité parlementaire à la Chambre, en décembre 2018 et au dépôt tardif d'un nouveau projet de loi par la Ministre fédérale en charge de l'Énergie, il ne sera pas possible d'adopter un texte de réforme sous cette législature.

## 2.7. LES DEFIS POUR 2030 : REDUIRE LES EMISSIONS DE CO<sub>2</sub> SANS RECOURIR A LA FILIERE NUCLEAIRE

Pour rappel, les émissions de gaz à effet de serre liées à l'activité humaine proviennent essentiellement de l'utilisation de combustibles fossiles dans l'industrie, les transports, l'agriculture et la production d'électricité. Sur les 40 dernières années, l'utilisation de cette ressource expliquerait à elle seule près de 80% de la croissance des émissions de gaz à effets de serre. Il est intéressant de rappeler que pour produire autant d'énergie qu'une tonne de pétrole, les émissions de CO<sub>2</sub> sont très variables, selon le mode de production. Le charbon et le fioul restent les deux sources d'énergie les plus polluantes.

Figure 33 – Emissions de CO<sub>2</sub> moyennes par tonne équivalent pétrole (tep)



Sources : figure tirée de jancovici.com ; données de ADEME-EDF<sup>49</sup>

<sup>49</sup> <https://jancovici.com/changement-climatique/quel-monde-ideal/existe-t-il-des-energies-sans-co2/>

Tableau 5 -Emissions de CO<sub>2</sub> (en gramme) pour produire de l'électricité (par kWh produit)

	Bourdier (2000)	SOVACOOOL (2008) et ADEME (2013)
Charbon	860-1.290	1.038
Gaz naturel	480-780	406
Hydraulique	4-18	10-13
Nucléaire	8-59	6-66
Eolien	11-75	7-10
Solaire photovoltaïque	30-280	35-85
Biomasse	0-116	14-41

Source : CEA, 2005<sup>50</sup>

Tableau 5bis - Emissions de CO<sub>2</sub> (en kilo) pour produire de l'électricité (par MWh produit)

Sous-filières	Classe de puissance (kW)	kg CO <sub>2</sub> /MWh <sub>p</sub>
Photovoltaïque	] 10 ; - [	0
Éolien	] 0 ; - [	0
Hydraulique	] 0 ; - [	0
Biogaz agricole	] 0 ; 10 ]	0
Biogaz agricole	] 10 ; - [	18
Biogaz industrie agro-alimentaire	] 0 ; 10 ]	0
Biogaz industrie agro-alimentaire	] 10 ; - [	18
Biomasse solide bois brut	] 0 ; 500 ]	8
Biomasse solide bois brut	] 500 ; 2 000 ]	15
Biomasse solide bois brut	] 2 000 ; - [	22
Biomasse solide bois traité	] 0 ; 500 ]	8
Biomasse solide bois traité	] 500 ; 2 000 ]	15
Biomasse solide bois traité	] 2 000 ; - [	22
Cogénération fossile	] 0 ; - [	251

Source : CWaPE, 2018

Tableau 6 – Objectifs européens et COP21 en matière d'énergie renouvelable et d'émissions de CO<sub>2</sub>

Objectifs	Situation de la Belgique en 2015	Objectifs 2020	Objectifs 2030
Part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie (objectif contraignant)	8%	13%	20%
Part des énergies renouvelables dans la consommation d'électricité (objectif indicatif)	15%	21%	34% (40% selon le Pacte énergétique interfédéral)
Variation du volume d'émissions de CO <sub>2</sub> par rapport à 1990 (objectif contraignant)	-34%	-	-54% à -68%

Source : Union européenne, climat.be, SPW DGO<sub>4</sub>, Bruxelles-Environnement, VITO et Eurostat

<sup>50</sup> CLEFS CEA, *Hydrogène, les nouvelles technologies de l'énergie*, Numéro 50/51, p.6, 2004/2005.

Si nous analysons uniquement les émissions de CO<sub>2</sub> liées à la production d'électricité, les centrales au charbon sont deux fois plus nocives pour le climat que le gaz naturel.

Dans le même temps, le GIEC et de nombreux experts du climat nous avertissent de l'urgence pour mettre en œuvre des mesures radicales et ainsi réduire de manière significative nos émissions de CO<sub>2</sub>.

Les émissions de CO<sub>2</sub> sont aujourd'hui six fois supérieures à celles enregistrées en 1950. Elles sont essentiellement dues à la génération d'énergie servant à nous fournir de l'électricité et du chauffage, à permettre les transports et à faire tourner notre industrie. Or, à politique constante, la consommation totale d'énergie dans le monde devrait doubler d'ici 2050, alors que nous devons tendre vers le zéro carbone. Si nous n'agissons pas de manière radicale et immédiate, les températures sur terre vont augmenter de plusieurs degrés dans les prochaines décennies.

Ce climat plus chaud ne sera pas sans conséquence pour notre qualité de vie, voire notre propre survie en tant qu'être humain : périodes de canicule, de sécheresse, d'inondations, de tempêtes ou de grand froid plus fréquents, hausse du niveau de la mer de plusieurs mètres avec des pays qui seront partiellement ou complètement immergés, disparition de nombreuses espèces animales ou végétales, raréfaction de l'eau et famine dans certains pays du sud avec un risque accru de guerres et violences... Alors qu'aujourd'hui, certains s'inquiètent de l'immigration politique et économique, un nouveau phénomène migratoire a fait son apparition depuis quelques années : l'exode climatique. Ce phénomène prendra une importance croissante dans les prochaines années. Et si nous ne faisons rien, ce sont 250 millions de réfugiés climatiques qui, demain, pourraient quitter leur terre d'origine pour survivre.

Or, pour rappel, nous avons déjà atteint un réchauffement de 1°C de la température moyenne de la Terre. Mais si nous atteignons +2°C, ce sont les calottes glaciaires du Groenland et de l'Antarctique qui entreront dans un processus de fonte irréversible (étude publiée dans la revue *Nature Climate Change*). Avec lui, plus d'eau dans les océans, mais pas seulement ! La disparition du miroir blanc de la banquise (qui renvoie la chaleur vers le ciel) va entraîner une accélération du réchauffement climatique. La fonte du permafrost relâcherait dans les airs du méthane et du CO<sub>2</sub> que l'on estime à environ 15 années d'activité humaine. Tout cela aurait une conséquence dramatique : un point de non-retour et l'accélération de la montée du niveau des océans et mers de plusieurs mètres.

Il faut donc être ambitieux et agir rapidement. Mais ce ne sera possible que si les citoyens participent à la transition et y adhèrent parce qu'ils considèrent les politiques environnementales comme justes et équitables.

Les sources d'énergie intermittentes sont quant à elles beaucoup moins émettrices de gaz à effets de serre, tout comme le nucléaire.

**L'agenda européen et la COP21** fixent des objectifs ambitieux pour la Belgique en matière de **réduction d'émissions de CO<sub>2</sub> et d'augmentation des énergies renouvelables (ER)** dans le mix d'électricité.

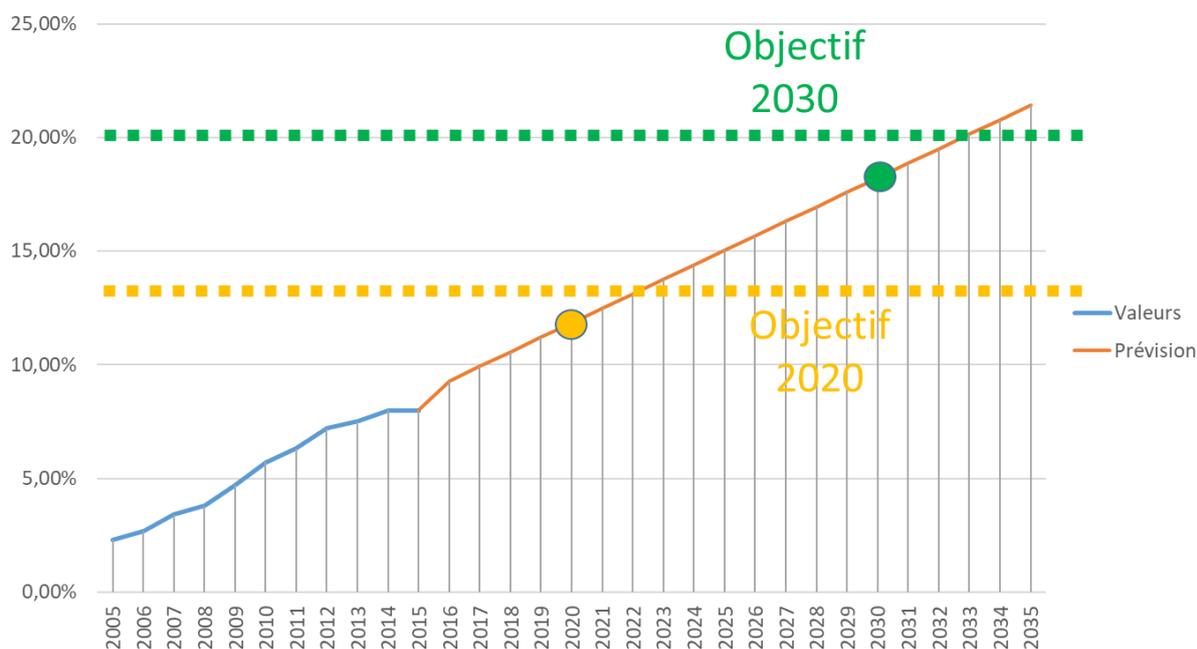
**Les projections à l'horizon 2030 et, 2050 en ce qui concerne la figure 36, indiquent toutefois que certains objectifs risquent de ne pas être atteints.**

**Le graphique ci-dessous montre l'évolution de la part d'énergie renouvelable dans la consommation finale brute d'énergie entre 2005 et 2015 ainsi qu'une projection à l'horizon 2035 réalisée par le CEPESS.** Pour augmenter cette part, il est nécessaire d'accroître la part d'énergie consommée provenant de ressources renouvelables (par exemple en soutenant la production électrique à partir d'éoliennes ou de panneaux photovoltaïques, biocarburants...) et de réduire la consommation d'énergie nécessitant des ressources fossiles (transports, chauffage...).

Si l'on poursuit les tendances de la période 2005-2015, les objectifs européens de 2020 (en jaune) et de 2030 (en vert) ne seront pas atteints, mais s'en rapprocheront fortement quelques années plus tard.

**Le soutien aux énergies renouvelables ainsi que les économies d'énergie sont de compétences régionales. Force est de constater que les autorités régionales sont actives dans ces domaines.** Ainsi, les mesures adoptées en Wallonie durant la législature 2004-2009 ont boosté l'investissement dans les énergies renouvelables et les travaux économiseurs d'énergie.

Figure 34 – Part d'énergie renouvelable dans la consommation finale brute d'énergie en Belgique entre 2005 et 2015 et projection du CEPESS à l'horizon 2035 (en %)



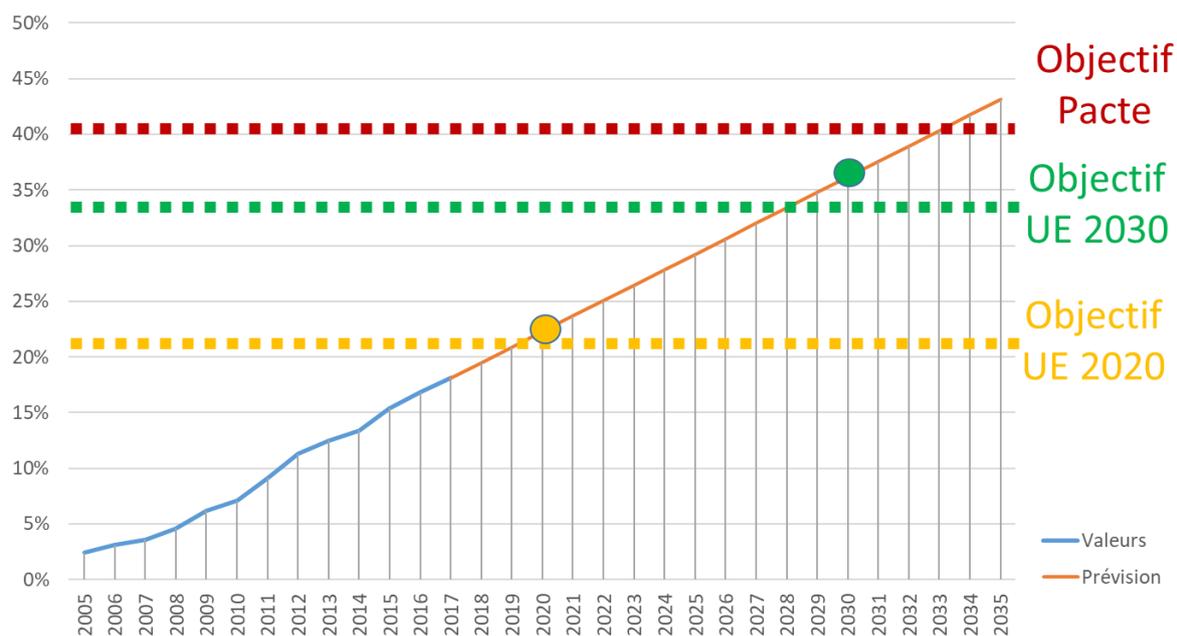
Source : Données (SPW DGO4, Bruxelles-Environnement, VITO et Eurostat), Projection (CEPESS)

**La croissance des ER s'est toutefois ralentie entre 2012 et 2014 par rapport à la consommation globale d'énergie. Ce tassement fait notamment suite à certaines décisions prises entre 2011 et 2013 et plus particulièrement : la disparition brutale de la déduction fiscale fédérale sur certains investissements énergétiques qui bénéficiait aux particuliers ; la réaction trop tardive du Gouvernement wallon face à l'explosion de la demande dans le secteur photovoltaïque entre 2009 et 2011, une évolution qui s'est accompagnée d'une forte augmentation du nombre de certificats verts octroyés (la bulle photovoltaïque) et qui a abouti à un retour en arrière sur le volume des certificats verts accordés aux installations datant d'avant 2012 ; les réformes opérées par les Régions sur les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables (réduction du facteur K à Bruxelles ; remplacement du système SOLWATT par QUALIWATT en Wallonie ; réduction des aides aux installations PV en Flandre). La mauvaise communication qui a entouré l'élaboration d'un cadre éolien wallon entre 2013 et 2014 a également eu pour effet de ralentir l'investissement dans l'énergie éolienne. Enfin, la réforme des primes « Energie » wallonnes initiée en 2014 par l'ancien Ministre wallon de l'Energie Paul FURLAN et mise en œuvre par son successeur Christophe LACROIX**

n'a pas produit les effets escomptés en termes d'amélioration de la PEB du parc résidentiel. Ces évolutions démontrent qu'un cadre prévisible et clair est indispensable pour soutenir l'investissement dans les énergies renouvelables.

**Une relance de la croissance des énergies renouvelables se confirme depuis 2015. Elle doit se poursuivre et s'accélérer si nous souhaitons répondre à nos engagements européens et internationaux.** Les Régions bruxelloise et wallonne ont récemment pris des décisions qui vont dans ce sens : à Bruxelles, mise en place d'une zone régionale de basses émissions (susceptible de réduire la consommation d'énergies d'origine fossile et donc la part des énergies renouvelables dans la consommation globale) et renforcement des mécanismes de soutien aux installations photovoltaïques sous l'impulsion de la ministre Céline FREMAULT ; en Wallonie, mise en place en janvier 2018 d'un vaste plan d'investissement ciblant notamment l'isolation des bâtiments et l'instauration par le ministre Carlo DI ANTONIO de normes plus strictes en matière d'émissions (avec une quasi-interdiction des véhicules diesel prévue en 2030) afin de réduire la consommation d'énergies d'origine fossile.

Figure 35 – Part d'énergie renouvelable dans la consommation d'électricité en Belgique entre 2005 et 2015 et projection du CEPESS à l'horizon 2035 (en %)



Source : Source : Données (SPW DGO4, Bruxelles-Environnement, VITO et Eurostat), Projection (CEPESS)

Dans la figure 35 est mise en évidence l'évolution de la part d'énergies renouvelables dans la consommation d'électricité ainsi qu'une projection jusqu'à 2035. Les objectifs européens semblent à notre portée, tant pour 2020 (en jaune) que pour 2030 (en vert). Les mesures de soutien à la production d'énergies renouvelables depuis 2007 expliquent en grande partie ce progrès, malgré le ralentissement déjà évoqué préalablement entre 2012 et 2014. Le pacte énergétique interfédéral établit toutefois un nouvel objectif de 40% (en rouge) qui ne pourra être atteint sans une accélération des investissements.

La figure 36 met en lumière la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> du secteur de l'énergie (dont la production d'électricité) depuis 1990. Les années à venir jusqu'en 2050 sont issues de projection du CEPESS<sup>51</sup>. Les tracés de couleur verte délimitent la zone d'émission que le secteur de l'énergie doit atteindre pour que la Belgique respecte ses engagements dans le cadre de la COP21 (-80% d'émissions d'ici 2050, tous secteurs confondus). Le secteur énergétique doit contribuer davantage que d'autres à la réduction des émissions pour atteindre -93% à -97%<sup>52</sup>. Si les efforts en matière de réduction des émissions se poursuivent au même rythme que la période 2002-2016, les objectifs de la COP21 devraient être atteints en 2020. Le maintien de l'activité des centrales

nucléaires belges qui reporte la mise en service de nouvelles centrales thermiques au gaz et leur utilisation plus intensive, mais également et surtout la croissance des énergies renouvelables favorise ce résultat. À partir de 2023, sans nouvelles politiques volontaristes ou innovation technique majeure, la sortie du nucléaire accompagnée de la mise en service de centrales TGV va tirer vers le haut le niveau des émissions de gaz à effets de serre et faire sortir la Belgique de la trajectoire « bas carbone », malgré la poursuite du développement des énergies renouvelables. Dans son étude sur les perspectives de l'électricité en Belgique d'ici 2050, ELIA prévoit aussi que les nouvelles unités TGV belges plus performantes que celles des pays voisins pourraient exporter, ce qui augmenterait les émissions de CO<sub>2</sub> du pays. En fonction de la puissance installée d'unités thermiques (de 4.000 MW à 8.000 MW) et du volume d'électricité qui sera produit par ces centrales à partir de 2025, la quantité de CO<sub>2</sub> augmentera de manière variable, comme l'illustre la figure ci-dessous.

À politique constante, le secteur énergétique belge ne sera donc pas en mesure d'atteindre les objectifs de réduction de CO<sub>2</sub> (en vert). Afin de rattraper la trajectoire « COP21 » (ligne pointillée orange), la Belgique devra relever de nouveaux défis : accélérer le développement

<sup>51</sup> Il s'agit d'une régression linéaire basée sur les émissions du secteur énergétique enregistrées de 2000 à 2016 combinée à une variable muette correspondant au supplément de CO<sub>2</sub> généré par l'accroissement des capacités de production électrique au gaz entre 2023 et 2026. Un effet de lissage est appliqué sur la période de fermeture progressive des réacteurs

nucléaires et de mise en route progressif du parc de centrales au gaz (données : climat.be ; BFP et Energycity).

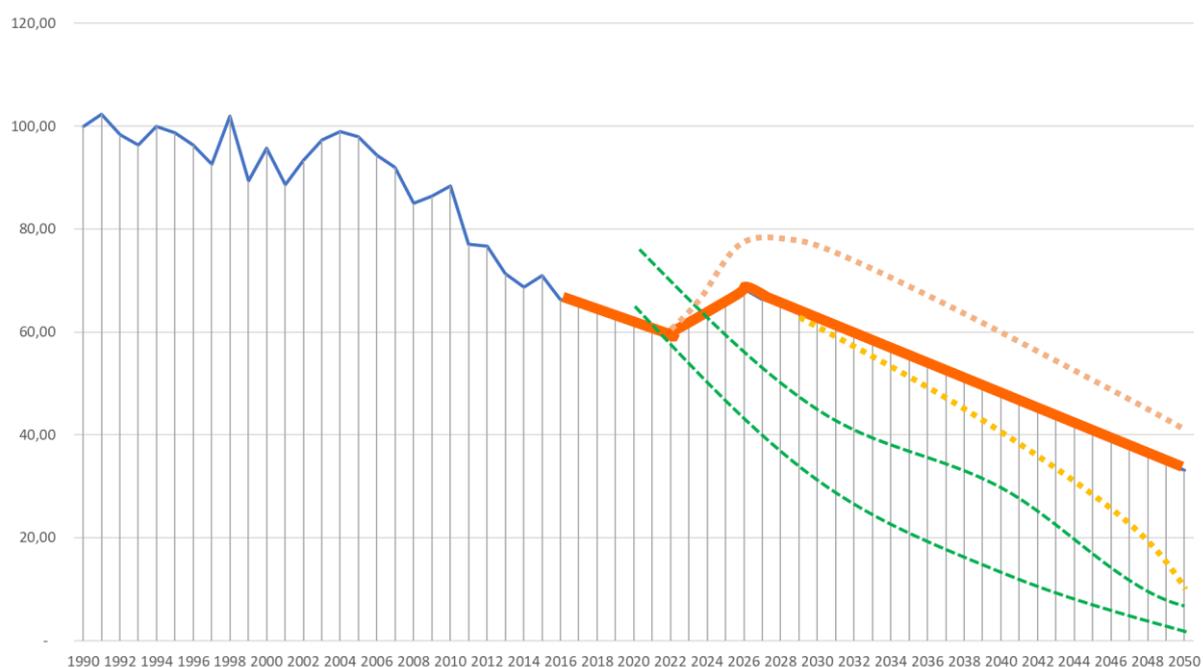
<sup>52</sup> SPF Santé publique, Sécurité de la Chaîne alimentaire et Environnement, Climact et VITO, Scénarios pour une Belgique bas carbone à l'horizon 2050. Synthèse des résultats, 2013.

des alternatives au gaz comme les énergies renouvelables, le stockage de l'électricité, la réduction de la consommation moyenne d'électricité (renforcement de l'efficacité énergétique et utilisation plus rationnelle de l'électricité), la gestion de la demande (déplacement de charge) et bien sûr l'innovation (filtres CO<sub>2</sub> pour les centrales thermiques, stockage par hydrogène...).

Rappelons également que le secteur de l'électricité produit 17% du volume total de CO<sub>2</sub> en Belgique (figure 36 bis). D'autres secteurs qui expliquent 83% des

émissions de gaz à effets de serre doivent donc aussi venir « compenser » la hausse des émissions causée par le recours plus intense aux centrales thermiques. Nous pensons par exemple à certaines branches d'activité de l'industrie (28,7% des émissions), au chauffage domestique et tertiaire (19,6% des émissions), mais également aux secteurs dits « non ETS<sup>53</sup> » comme les transports (la mobilité représente 22,4% des émissions et constitue le seul secteur où l'on observe une hausse du volume de CO<sub>2</sub> émis<sup>54</sup>, le bâtiment, les déchets et, sous certaines conditions, l'agriculture.

Figure 36 – Evolution des émissions de CO<sub>2</sub> en Belgique par le secteur de l'énergie (essentiellement la production d'électricité) et projection du CEPESS à l'horizon 2050 (1990 = 100) – Trajectoire COP21 en pointillés verts – Le scénario d'un recours important aux centrales thermiques au gaz en pointillés orangés clairs. Le scénario d'un recours modéré aux centrales thermiques au gaz en orange. Celui d'un rattrapage de la trajectoire après 2030 en pointillés jaunes.



Source : Données (climat.be<sup>55</sup> ; BFP<sup>56</sup> ; Albrecht, 2018 et Energycity, 2017), Projection (CEPESS)

<sup>53</sup> L'ETS (Emissions Trading System) fixe la un volume d'émissions de CO<sub>2</sub> que chaque pays-membre de l'Union européenne (ainsi que l'Islande, le Liechtenstein et la Norvège) ne peut pas dépasser afin d'atteindre l'objectif de réduction de 21% des émissions d'ici 2020 (par rapport à 2005). Dans ce cadre, les entreprises reçoivent (des autorités publiques) ou achètent (auprès d'autres entreprises) des quotas d'émission (en d'autres termes un « droit à polluer »). Selon leur niveau d'activité et d'émissions de CO<sub>2</sub>, les entreprises revendent ou achètent des quotas. En effet, chaque année, elles doivent restituer un nombre suffisant de quotas auprès des autorités compétentes pour couvrir le volume de leurs émissions. Si ce n'est pas le cas, elles sont sujettes à de lourdes amendes. Ce système encourage les sociétés à réaliser des efforts dans la réduction des émissions (car elles peuvent alors revendre leurs

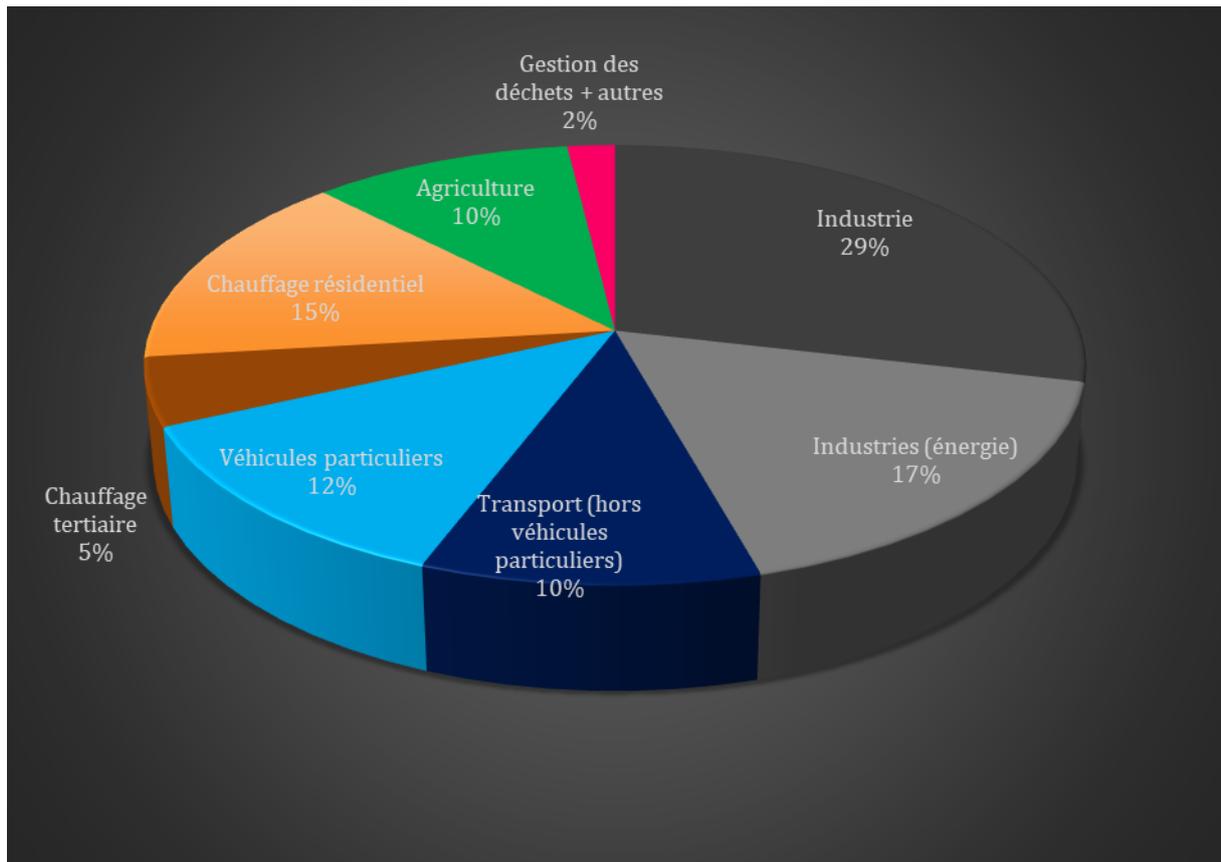
quotas et générer des recettes nouvelles) et responsabilise celles qui polluent davantage (et qui doivent payer leur droit à émettre plus de CO<sub>2</sub>). Certains secteurs dits « non ETS » échappent à ce mécanisme de marché. Ils bénéficient d'un régime plus souple et sont encouragés à tendre vers un objectif moins ambitieux de réduction de 15% des émissions de CO<sub>2</sub> d'ici 2020 (par rapport à 2005).

<sup>54</sup> <http://www.climat.be/fr-be/changements-climatiques/en-belgique/emissions-belges/emissions-par-secteur/>

<sup>55</sup> [http://www.climat.be/files/9815/2164/7581/trends2018-03\\_tableau-secteurs.pdf](http://www.climat.be/files/9815/2164/7581/trends2018-03_tableau-secteurs.pdf)

<sup>56</sup> [https://www.plan.be/admin/uploaded/201505121007300.FOR\\_MIDTERM\\_1520\\_10996\\_F\\_Ch5.pdf](https://www.plan.be/admin/uploaded/201505121007300.FOR_MIDTERM_1520_10996_F_Ch5.pdf)

Figure 36bis – Part de chaque secteur dans le volume d'émissions de GES total en Belgique (2016)



Source : climat.be ; GHG inventory submission – EEA

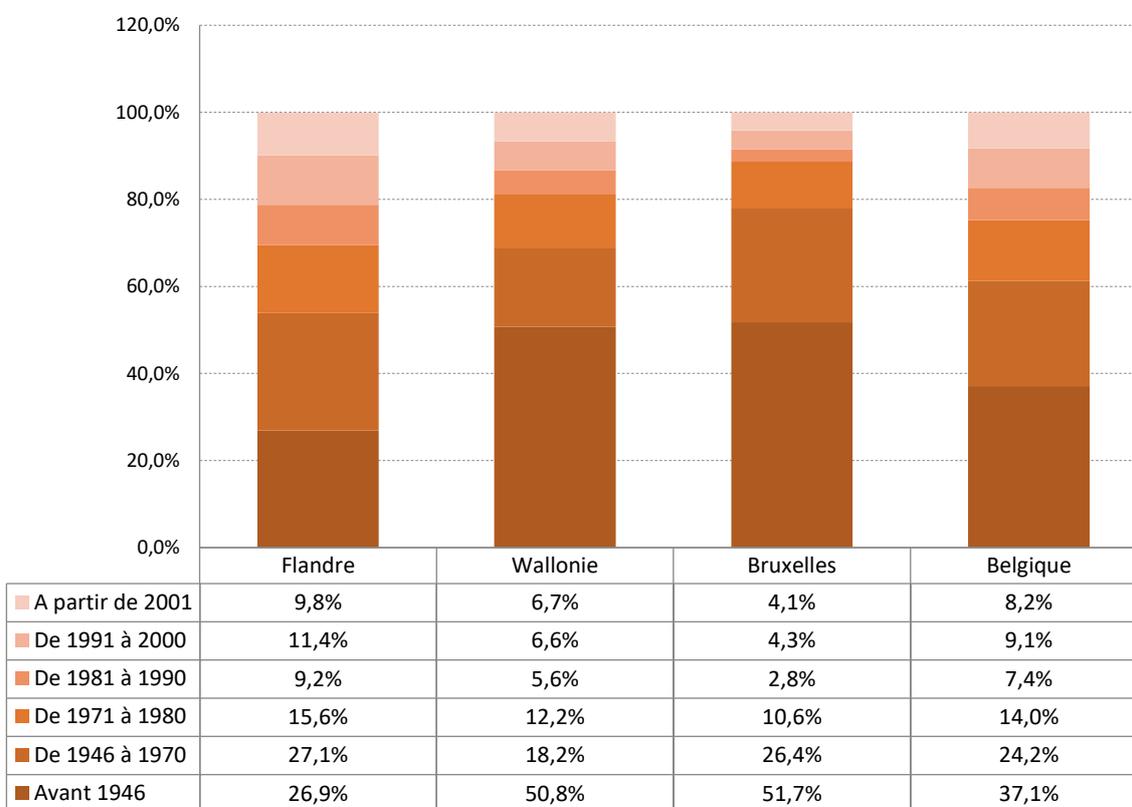
## 2.8. LA PERFORMANCE ENERGETIQUE DES BATIMENTS EN BELGIQUE

Comme mis en évidence dans les sections 2.5 et 2.6, le chauffage contribue de manière significative au coût de l'énergie pour les ménages et les entreprises et émet de grandes quantités de CO<sub>2</sub>. Même si des améliorations peuvent être observées depuis quelques années, le parc

de logements est relativement âgé en Belgique, particulièrement en Wallonie et à Bruxelles.

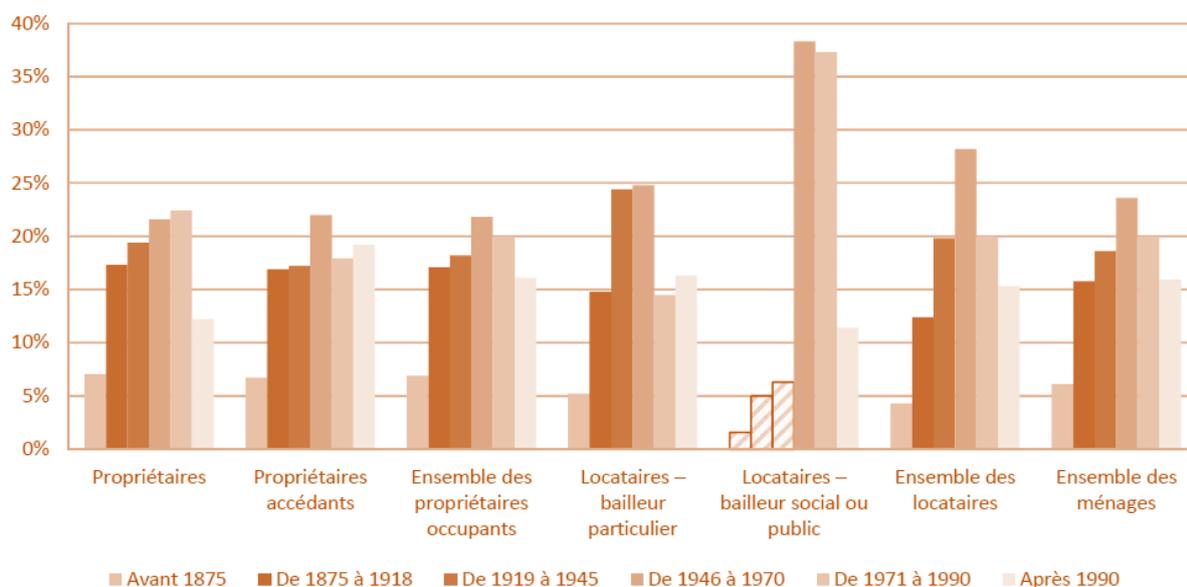
Des données plus récentes ont été publiées par le Centre d'Etudes en Habitat Durable, dans le cadre de son étude sur la qualité de l'habitat, mais ne concernent que Wallonie. Elles confirment cette répartition, avec toutefois quelques variations. 40% des répondants à l'enquête relative à la qualité de l'habitat en Wallonie vivent dans un logement construit avant 1945 et 22% d'entre eux occupent un logement qui date d'avant 1918.

Figure 37 - Année de construction du parc de logements par Région



Source : SPF-DGSIE, Census, 2011

Figure 38 - Année de construction du parc de logements en Wallonie en 2013

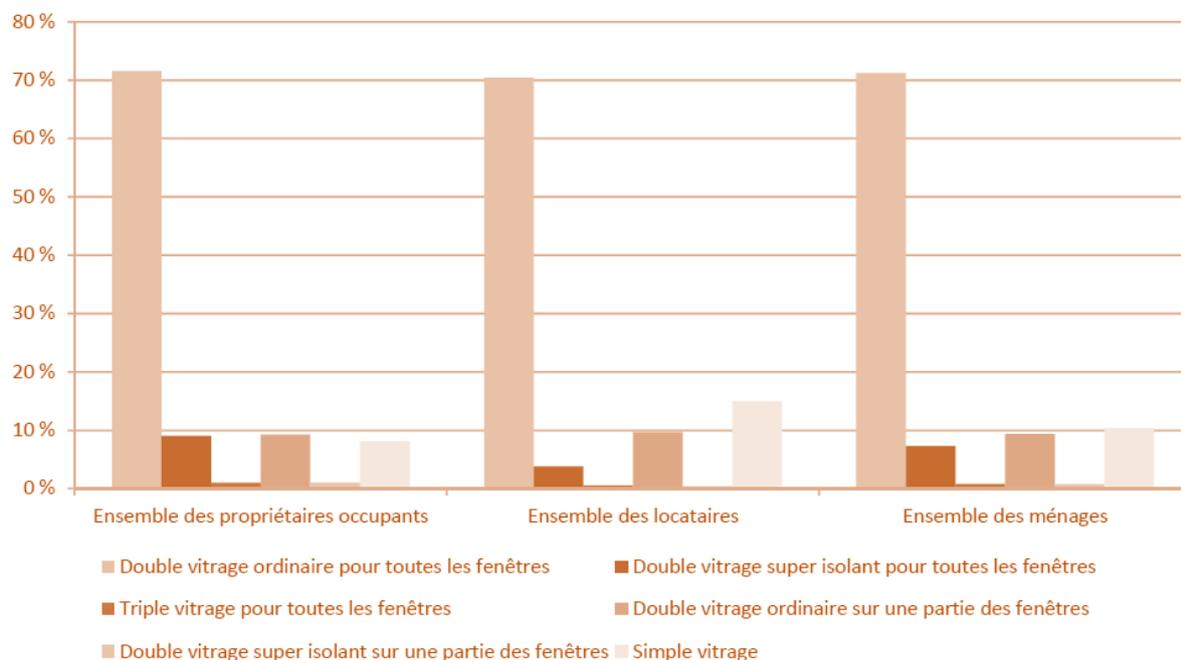


Source : EQH 2012-2013, calcul CEHD, 2014<sup>57</sup>

Le CEHD offre également un aperçu des caractéristiques de l'habitat wallon en matière de performance énergétique. Cette enquête indique notamment que la proportion d'habitations munies de double ou triple

vitrage sur l'ensemble des fenêtres est plus élevée qu'on ne pourrait le penser, avec environ 80% des logements équipés.

Figure 39 - Part des habitations wallonnes munies de double ou triple vitrage



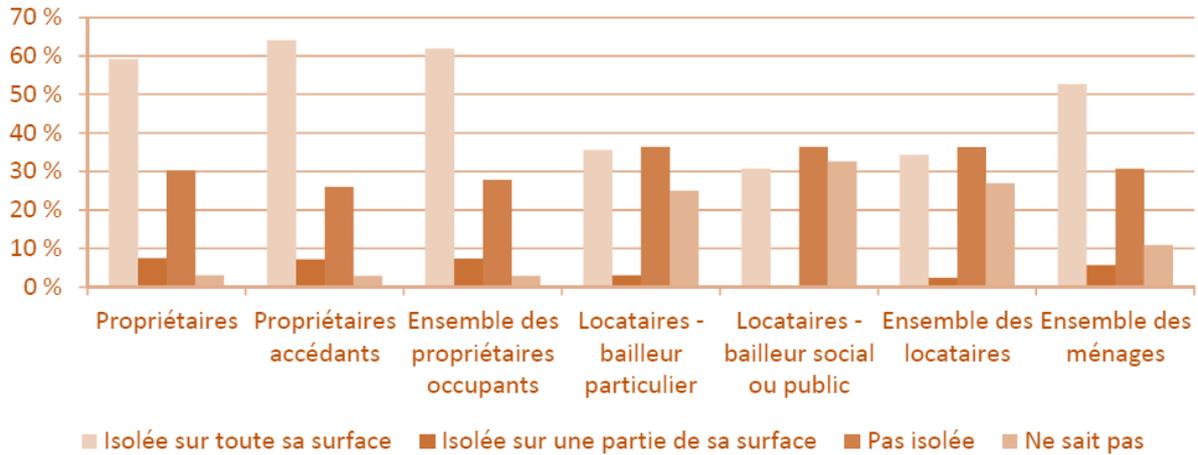
Source : CEHD, 2014

<sup>57</sup> CEHD, *Enquête sur la qualité de l'habitat en Wallonie – Résultats clés*, 2014.

Toutefois, le fait de disposer de fenêtres à double vitrage n'induit pas automatiquement une performance énergétique optimale. En effet, si les murs et la toiture de l'habitat n'ont aucune qualité thermique, un double ou triple vitrage n'offre qu'un bénéfice très limité sur le plan de la PEB.

Or, d'après l'enquête du CEHD, l'isolation de la toiture enregistre un score relativement faible avec à peine 52% des répondants qui déclarent en bénéficier. Si on retire de l'échantillon, les personnes qui ne savent pas si la toiture est isolée ou non, le taux des toits isolés s'élèverait à environ 60%.

Figure 40 - Part des habitations wallonnes munies d'une toiture isolée

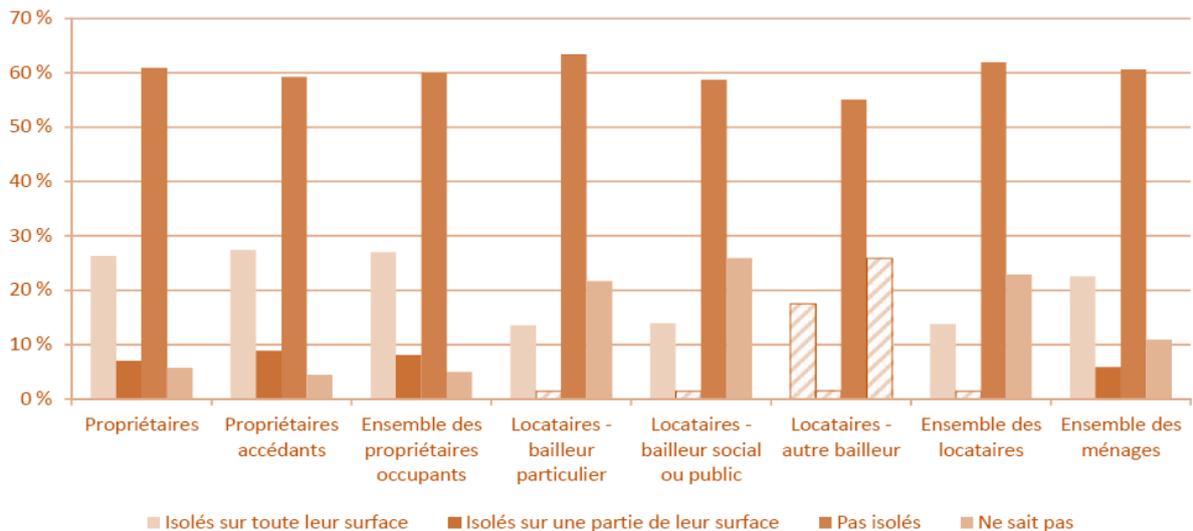


Source : CEHD, 2014

Enfin la performance énergétique des murs des habitations est généralement médiocre, avec moins d'un quart des logements dont les parois sont isolées sur toute

la surface. Si ce type de travaux est généralement plus important et plus coûteux, il conditionne de manière significative la performance énergétique du bâtiment.

Figure 41 - Part des habitations wallonnes munies de murs isolés



Source : CEHD, 2014

En Wallonie, sur 336.644 logements ayant fait l'objet d'un audit pour la certification PEB entre 2011 et 2015, 106.719, soit un tiers, font partie de la dernière catégorie du certificat PEB, soit la catégorie « G »<sup>58</sup>. En d'autres termes, une habitation wallonne sur trois enregistre la pire performance énergétique prévue dans le référentiel européen PEB. À Bruxelles, un logement sur deux appartient aux catégories PEB « E » ou « F »<sup>59</sup>.

Malgré ces chiffres montrant qu'il reste encore une marge de progression importante en matière d'isolation du parc de logements, le système de primes « Energie », de prêts à taux zéro et de possibilités de déduction fiscale proposé depuis plusieurs années pour réaliser des investissements économiseurs d'énergie ont néanmoins eu des effets positifs sur la performance énergétique d'un nombre significatif de logements en Wallonie et à Bruxelles.

Pour rappel, en Wallonie, il existe depuis plusieurs années des primes destinées à couvrir une partie des dépenses liées à l'isolation de l'habitation ou à l'installation d'un système de chauffage plus performant. Dans le cadre d'un plan « Eco-Logis », le montant de ces primes a été majoré en 2008 à l'initiative du Ministre wallon de l'Energie de l'époque. C'est également à cette époque que le certificat de « performance énergétique des bâtiments » (PEB) est instauré et rendu obligatoire pour les nouvelles constructions. Un audit gratuit (coût couvert par une prime et une déduction fiscale) est enfin mis en place pour cibler les investissements à réaliser en priorité dans l'habitation pour générer le meilleur gain énergétique. En 2009, toujours sous l'impulsion du Ministre de l'Energie est créé un nouveau système d'aide qui prend la forme d'un prêt à taux zéro (éco-prêt) accordé par la Région pour préfinancer le coût des investissements que les primes ne couvrent pas et étaler son remboursement sur plusieurs années. En 2011 et 2015, le Gouvernement wallon a réformé une nouvelle fois le calcul des primes, notamment pour mieux prendre en compte le niveau de revenu des bénéficiaires dans le calcul de la prime. Il a aussi étendu le champ d'application de l'obligation de disposer d'un certificat PEB. Nous y reviendrons plus en détail un peu plus loin dans notre rapport. Enfin, en 2012 est mis en place l'écopack, c'est-à-dire la combinaison de l'audit gratuit, des primes « Energie » et de l'Eco-prêt dans une seule et même offre destinée à soutenir la réalisation d'un « bouquet de travaux ». Cet écopack sera optimisé en 2015, avec la suppression de la notion de « bouquet de travaux », permettant de bénéficier de l'écopack même avec un seul travail de performance énergétique. Les niveaux de revenus maximums pour être éligible à l'écopack sont également revus à la hausse afin d'élargir le bénéfice aux classes moyennes et notamment aux ménages à deux revenus. La durée de remboursement est aussi allongée

et peut atteindre 15 ans. Les différentes aides aux investissements économiseurs d'énergie ont été évaluées en 2018, notamment pour objectiver leur impact sur la décision des Wallons à réaliser des travaux ainsi que sur les gains énergétiques générés. Cette évaluation a permis de réformer le système en profondeur en vue de le rendre plus efficient.

Cette réforme adoptée par le Gouvernement wallon en 2019 prévoit de fusionner les procédures administratives relatives aux travaux d'énergie et de rénovation d'une habitation en une seule, avec la création d'un guichet unique. Une seule demande de primes pourra être introduite, quels que soient les travaux. Un audit global de l'habitation devra désormais être réalisé au préalable, par un auditeur agréé. Il sera chargé de lister l'ensemble des travaux à réaliser et de définir un ordre dans lequel ceux-ci doivent être menés. Enfin les usagers pourront se limiter à introduire une seule demande de primes en lien avec l'audit, qui vaudra pour l'ensemble des travaux, même s'ils n'exécutent pas 100% des travaux immédiatement et préfèrent les échelonner sur plusieurs années. Ils pourront continuer à bénéficier de l'accompagnement et des conseils de l'auditeur. Une base de données unique permettra enfin de disposer d'informations fiables et chronologiques sur l'évolution du bâtiment et les travaux réalisés, un peu comme un « car pass ». Cela permettra de renforcer la transparence des informations relatives à l'état et la performance énergétique d'un bien immobilier lors d'un changement de propriétaire ainsi que les travaux à encore effectuer.

Par ailleurs, le Gouvernement wallon a effectué une refonte du système des Ecopack ainsi que des prêts à taux réduit ou taux zéro avec la création d'un seul mécanisme à partir de 2019, le Renopack. Il absorbe l'Ecopack et propose plusieurs améliorations comme l'augmentation du montant plafond du prêt à 60 000 euros (contre 30.000 euros auparavant) et l'allongement de la durée maximale du prêt à 30 ans, soit deux fois plus que dans l'ancien système. Par ailleurs, dans le cadre du renopack nouveau, les primes seront préfinancées. En d'autres termes, il ne faudra plus avancer le montant des primes, car elles seront directement versées avec l'octroi du prêt.

À Bruxelles, il existe également un système d'aide similaire, avec des primes « Energie » couvrant une partie du coût de l'investissement économiseur d'énergie et un prêt à taux zéro, lancé en 2008 (prêt vert social) accessibles aux ménages à revenus modestes. En 2016, à l'initiative de la Ministre bruxelloise de l'Environnement, ces primes ont bénéficié d'une enveloppe de 21,6 millions d'euros et ciblent en priorité les investissements les plus efficaces pour renforcer la performance énergétique des bâtiments, à savoir l'audit, l'isolation et le chauffage. Ce recentrage permet d'étendre l'éligibilité de la prime à un

<sup>58</sup> ATTOUT Xavier, « Le très mauvais bulletin des habitations wallonnes », dans *LESOIR*, 26 février 2016, p.3.

<sup>59</sup> ATTOUT Xavier, « Un bâti ancien mais qui s'améliore », dans *LESOIR*, 27 février 2016, p.24.

nombre plus important de ménages, quels que soient leurs revenus, et notamment les classes moyennes. Le montant des primes tient compte des revenus du bénéficiaire, mais plus de Bruxellois peuvent dorénavant bénéficier de ce coup de pouce accordé par la Région. Dorénavant, le régime préférentiel des primes est ouvert à un ensemble de personnes morales actives dans les secteurs de l'éducation et de l'aide aux personnes tels que les crèches, les écoles, les centres d'accueil et d'hébergement des personnes âgées ou porteuses d'un handicap, ainsi qu'à partir de 2017, les universités et hautes écoles. Les montants alloués par la Région pour stimuler les investissements sont 170% plus élevés en moyenne que dans les autres régions. À titre de comparaison, la prime pour l'isolation d'un toit par un ménage moyen s'élève à environ 1.800 euros à Bruxelles contre 500 euros en Flandre et en Wallonie. Cette différence est encore plus significative lorsque les investissements portent sur l'isolation des murs ou l'achat d'une pompe à chaleur, avec une prime de respectivement 4.000 euros et 5.000 euros par ménage moyen en Région bruxelloise pour environ 1.000 en Flandre et Wallonie.

L'État fédéral proposait également certaines aides visant à soutenir les travaux économiseurs d'énergie ou la production d'énergie soutenable. Nous pensons plus particulièrement au prêt vert lancé en 2009, accessible à tous, sans limites de revenus qui offraient aux bénéficiaires une bonification d'intérêt de 1,5% ainsi qu'une réduction fiscale sur les intérêts de 40%. Les dépenses éligibles étaient également plus larges puisqu'elles pouvaient couvrir, outre l'installation de double vitrage, l'isolation du toit, des murs et des sols, la réalisation d'audits énergétiques de l'habitation ou le remplacement des anciennes chaudières, l'installation d'un système de chauffage de l'eau sanitaire par le recours à l'énergie solaire, mais également et surtout

l'installation de panneaux photovoltaïques pour transformer l'énergie solaire en énergie électrique. Le prêt vert fédéral a disparu fin 2011 et les prêts en cours de remboursement ont vu la réduction fiscale sur les intérêts passer de 40% à 30%. De 2009 à 2011, 215.959 crédits ont été conclus pour un montant total d'environ 3,5 milliards d'euros. L'État fédéral a également accordé jusqu'en 2011 une réduction d'impôt pour toutes les dépenses visant les économies d'énergie. Seules les dépenses pour l'isolation du toit peuvent encore aujourd'hui bénéficier de cet avantage fiscal.

## 2.9. QUELLES EVOLUTIONS DE LA DEMANDE ET DE L'OFFRE D'ELECTRICITE A L'HORIZON 2030 ?

ELIA prévoit une plus forte électrification de la Belgique (hausse du transport électrique, croissance démographique, nouveaux comportements...): la **consommation annuelle devrait par conséquent augmenter**, se chiffrant entre 88,8 TWh et 90,4 TWh en 2030, selon divers scénarii.

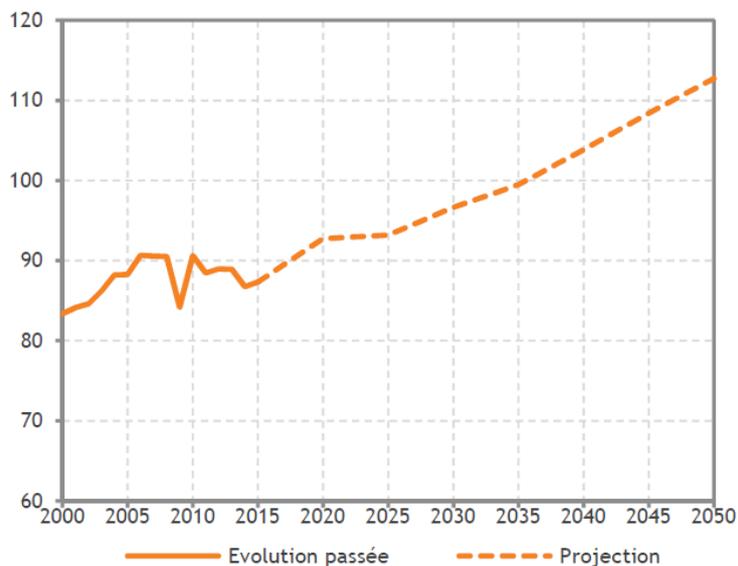
D'après les projections de Johan ALBRECHT<sup>60</sup>, la consommation annuelle pourrait toutefois diminuer (notamment grâce à l'amélioration de la performance énergétique des bâtiments et équipement et d'une utilisation plus rationnelle de l'énergie), oscillant dans une fourchette allant de 76,3 TWh (scénario radical) et augmentant à 92,4 TWh (scénario alternatif) avec un scénario de référence à 91,1 TWh.

Enfin, le Bureau fédéral du Plan estime qu'à politique inchangée, la consommation pourrait même atteindre 96 à 109,6 TWh en 2030 et 113 TWh en 2050<sup>61</sup>.

<sup>60</sup> ALBRECHT Johan, HAMELS Sam et Lennert THOMAS, *Le trilemme énergétique*, Skribis/Itinera Institute, 2017.

<sup>61</sup> BUREAU FÉDÉRAL DU PLAN, *Le paysage énergétique belge à l'horizon 2050*, octobre 2017. Bureau Fédéral du Plan, *Insights in a clean energy future for Belgium*, 2018.

Figure 42 – Evolution de l'énergie appelée en Belgique à l'horizon 2050 (en TWh)



Source : PRIMES, calculs BFP, 2017

Le pic moyen de consommation devrait également être plus élevé d'ici 2030. ELIA estime qu'il passera « en moyenne » à 14.200 MW voire même 14.400 MW, avec une variation possible de +/- 500 MW selon la rudesse de l'hiver. Pour Johan Albrecht, le pic moyen de consommation pourrait atteindre de 11.433 MW (scénario radical) à 15.000 MW (scénario alternatif) avec dans le scénario de référence un *peak load* de 14.750 MW.

D'après les projections du Bureau du Plan, d'ici 12 ans, le *peak load* devrait également augmenter, passant à 14.750 MW<sup>62</sup> et pourrait atteindre 16,7 MW à l'horizon 2050<sup>63</sup>.

Dans le même temps, les réacteurs nucléaires de Doel et Tihange seront mis hors service d'ici 2025, soit une diminution de la capacité de production non intermittente de - 5.926 MW.

La fermeture de certaines anciennes centrales thermiques devrait tirer vers le bas les capacités de production. Si aucune nouvelle unité thermique n'est construite dans les prochaines années, la puissance installée passerait de 3.846 MW aujourd'hui à 2.300 MW en 2030, soit une diminution de 1.546 MW.

De nouvelles capacités potentielles de production d'électricité sont toutefois identifiées par ELIA, Johan ALBRECHT<sup>64</sup> et le Bureau fédéral du Plan d'ici 2030<sup>65</sup> :

- **Hausse de l'éolien** (grâce notamment à l'offshore) : entre + 2.752 MW et + 6.552 MW selon les scénarios de production centralisée ou décentralisée d'ELIA. Pour Johan Albrecht, la croissance potentielle devrait se situer entre + 3.377 MW (scénario de référence) et + 8.497 MW (scénario radical). Le Bureau fédéral du Plan estime que cette hausse s'élèvera de +2.852 MW à +4.552 MW.
- **Hausse du photovoltaïque**<sup>66</sup> : selon ELIA, la croissance de la capacité pourrait se situer entre + 1.172 MW et + 7.772 MW. Selon Johan Albrecht, cette augmentation de capacité pourrait osciller entre + 1.498 MW (scénario de référence) et +9.603 MW (scénario radical). D'après le Bureau fédéral du Plan, un quasi arrêt du développement du photovoltaïque est possible (+172 MW) tout comme un accroissement significatif des capacités de production (+9.372 MW).

<sup>62</sup> BUREAU FÉDÉRAL DU PLAN, *Impact van het Pact*.

*Bijkomende cijfers ter staving van een Energiepact*, 2018.

<sup>63</sup> BUREAU FÉDÉRAL DU PLAN, *Le paysage énergétique belge à l'horizon 2050*, octobre 2017.

<sup>64</sup> ALBRECHT Johan, HAMELS Sam et Lennert THOMAS, *Le trilemme énergétique*, Skribis/Itinera Institute, 2017.

<sup>65</sup> BUREAU FÉDÉRAL DU PLAN, *Le paysage énergétique belge à l'horizon 2050*, octobre 2017 et Bureau Fédéral du Plan, *Impact*

*van het Pact. Bijkomende cijfers ter staving van een Energiepact*, 2018.

<sup>66</sup> Celui-ci devrait d'ailleurs se faire naturellement au vu de l'évolution à la baisse des prix des installations et de l'atteinte du « grid parity », c'est-à-dire le seuil à partir duquel l'énergie électrique produite avec des méthodes alternatives (énergies renouvelables) coûte le même prix que l'énergie traditionnelle (réseau électrique).

Tableau 7 – Estimation de la demande globale (TWh), des pics de consommations (MW) et des capacités de charge maximales à l’horizon 2030 (MW). Aucun scénario de prolongation de réacteurs nucléaires n’est intégré dans le tableau.

	2016	2030-BFP	2030-ELIA	2030-Albrecht (2017)	2030 Albrecht (2018)	2030-Fourchette	2030-Pacte
<b>Demande totale (TWh)</b>	<b>86,0</b>	<b>96-109,6</b>	<b>88,8 - 90,4</b>	<b>76,3 - 92,4</b>	<b>90,5</b>	<b>76,3 – 109,6</b>	<b>90,5<sup>67</sup></b>
Demande de pointe (MW)	13.750	14.750	13.700 – 14.900	11.433 – 15.000	14.100	11.433 – 15.000	14.100 <sup>68</sup>
Capacités nucléaires	5.926	0	0	0	0	0	0
Centrales Gaz (CCGT/OCGT)	3.846	5.300-7.700	5.000-5.900	5.850-7.750	7.550	5.000-7.750	5.000
Cogénération	1.938	2.100	2.100	1.318	2.100	1.318-2.100	2.100
Biomasse	794	1.250-1.300	900	1.213-2.463	900	900-2.463	900
Panneaux photovoltaïques	3.828	4.000-13.200	5.000 – 11.600	5.326 – 13.431	8.000	4.000 – 13.431	8.000
Eoliennes	2.848	5.700-7.400	5.600 – 9.400	6.225 - 11.345	8.200	5.600 – 11.345	8.200
Capacités d’importation	4.500	4.500-6.500	6.500 - 8.000	9.000	9.000 <sup>69</sup>	4.500 – 9.000	6.500
Stockage (batteries et véhicules to grid)	0	500-700	0-1.800	1.188-2.448 <sup>70</sup>	700	0-2.448	1.600 <sup>71</sup>
Pompage-Turbinage	1.308	1.308	1.308-1908	1.308-1908	1.908	1.308-1908	1.908
Flexibilité	826	1.500-1.800	1.100-2.000	1.600-2.500	1.800	1.100-2.500	2.000
Hydroliennes	109	109	120-150	-	-	120-150	120 <sup>72</sup>
Géothermie	0	-	0-100	-	-	0-100	100 <sup>73</sup>

Source : Données (ELIA, 2017 ; ALBRECHT & AI, 2017 ; ALBRECHT, 2018 ; Bureau fédéral du Plan, 2017 et 2018 ; APERe, 2018)

<sup>67</sup> Hypothèse de Johan ALBRECHT (2018).

<sup>68</sup> Idem.

<sup>69</sup> Importations moyennes équivalente à 3.000 MW mais pouvant atteindre 9.000 MW à certains moments de l’année.

<sup>70</sup> Albrecht propose même dans son scénario radical une capacité de stockage maximal de 8.088 MW, partant de l’hypothèse que plus de 2.000.000 véhicules électriques seraient en circulation 2030 avec également 65% de raccordements intelligents. Nous considérons toutefois cette hypothèse peu probable et lui préférons celle proposée dans le scénario alternatif de son étude (2017).

<sup>71</sup> Le pacte fixe l’objectif de 3.500 MW de capacité de stockage à l’horizon 2030 composées de réservoirs (pompage-turbinage), de batteries domestiques, de véhicules électriques ou encore d’hydrogène. Partant de l’hypothèse d’une hausse de la capacité de pompage-turbinage à 1.908 MW, il reste donc encore 1.600 MW de stockage à développer à partir d’autres technologies.

<sup>72</sup> Chiffres non précisés dans le pacte énergétique. Nous postulons que dans le scénario de référence du pacte, les unités hydro-électriques vont croître mais de manière limitée d’ici 2030.

<sup>73</sup> Chiffres non précisés dans le pacte énergétique qui prévoit néanmoins le développement de la géothermie à moyen terme.

- **Nouvelles interconnexions** avec l'Allemagne (ALEGRO) et la Grande-Bretagne (NEMO) (+ 2.000 MW), avec le potentiel pour accroître les capacités d'importation à +4.000 MW. Johan Albrecht fait lui l'hypothèse que 4.500 MW de nouvelles interconnexions seront créés d'ici 2030. Pour garantir la sécurité d'approvisionnement, il conviendrait donc d'investir à temps dans de nouvelles infrastructures et/ou d'interconnexions pour diversifier les zones géographiques d'où il sera possible d'importer de l'électricité à un prix satisfaisant, même en période de pic de consommation.

**Toutefois, ces nouvelles capacités se caractérisent par leur incertitude** : les énergies renouvelables dépendent des conditions météorologiques (soleil et vent) et les importations renforcent la dépendance de la Belgique par rapport aux pays voisins. En termes d'adéquation, l'apport des nouvelles interconnexions au-delà des 6500 MW ne contribue pas à la sécurité d'approvisionnement. Rappelons en effet que plusieurs États ont décidé de sortir du nucléaire (Allemagne) ou de réduire à long terme la capacité de production dans cette filière (France), ce qui pourrait à terme faire monter le prix de vente de l'électron importé, surtout en période de forte consommation et de faible production d'électricité à partir de l'éolien ou du photovoltaïque

ELIA recommande également d'augmenter la puissance installée d'unités thermiques de +1.154 à +2.054 MW afin de la porter à un niveau oscillant entre 5.000 et 5.900 MW (selon le scénario envisagé). Si nous prenons en compte la fermeture des anciennes unités attendue ces prochaines années (-1.546 MW), il faut donc prévoir de +2.700 MW à +3.600 MW de nouvelles capacités thermiques après l'arrêt des centrales nucléaires en fin de vie.

Pour assurer une solide souveraineté énergétique de la Belgique (ne pas dépendre des autres pays pour répondre à la demande nationale), la capacité installée d'unités thermique devrait être encore plus importante. Pour le Bureau fédéral du Plan et Johan ALBRECHT, cette capacité pourrait même, le cas échéant, atteindre +/- 7.750 MW. Ce scénario n'est toutefois pas compatible avec l'intégration du marché européen et n'est pas le plus efficient d'un point de vue économique. Produire chez nous presque toute l'électricité consommée aurait un coût important dès lors que nous bénéficions durant une grande partie de l'année des prix bas de l'électricité venant d'Allemagne et de France. De plus, ce scénario ne permettrait pas à la Belgique de pouvoir respecter ses engagements climatiques.

Pour réussir la transition, minimiser le recours aux centrales thermiques au gaz et assurer la sécurité

d'approvisionnement et l'indépendance énergétique de la Belgique, il est donc nécessaire de développer d'autres alternatives qui requièrent une participation plus active et directe des citoyens et des entreprises et notamment :

- **La limitation de la hausse prévue de consommation globale d'électricité** au travers d'une meilleure performance énergétique des bâtiments et des équipements et d'une utilisation plus rationnelle de l'énergie (possibilité de réduire le niveau du pic de consommation jusqu'à 11.433 MW).
- **La flexibilité de la demande** (déplacer les consommations des heures de pics de consommation vers les heures creuses) qui permettrait de diminuer les pointes jusqu'à 2.500 MW.
- **Le stockage (pompage-turbinage et batteries) avec un potentiel de 4.356 MW** de capacité. Il devrait surtout s'appuyer sur l'électrification du parc automobile.
- **L'utilisation de la biomasse**, plus particulièrement à partir des déchets produits par les particuliers et les entreprises, afin de produire de l'électricité (dont le potentiel atteint 2.463 MW, soit une croissance de +1.669 MW).
- **Le développement de petites unités de cogénération** (micro-cogénération) dans les entreprises qui ont besoin de brûler au moins 15.000 MWh par an. Soulignons que les différents scénarios étudiés par Johan ALBRECHT, ELIA et le Bureau fédéral du Plan ne retiennent pas la cogénération comme une alternative à haut potentiel.

## 2.10. DECIDER AUJOURD'HUI POUR ORIENTER L'AVENIR

Les chiffres exposés dans la section précédente sont cohérents avec les estimations réalisées par ELIA en 2016 pour chiffrer le « bloc structurel » nécessaire pour garantir notre sécurité d'approvisionnement<sup>74</sup>. Afin de concrétiser la sortie du nucléaire, la Belgique a besoin de développer d'ici 2027 un bloc structurel qui pourrait osciller entre 4.000 MW à 8.000 MW, bloc composé en grande partie de centrales au gaz. Ceci implique notamment la construction de nouvelles unités thermiques réglables d'une puissance totale de +/- 3.600 MW. Avec les anciennes unités qui fonctionneront encore d'ici là, la capacité thermique totale de la Belgique pourrait ainsi atteindre 5.900 MW.

Pour rappel, le bloc structurel correspond à une capacité réglable complémentaire à la production d'électricité de base. Cette dernière va en effet devenir plus variable et incertaine en raison du développement des énergies renouvelables. Lors de pics de consommation et/ou de creux de la production éolienne et photovoltaïque, le bloc structurel peut servir à combler le déficit de l'offre d'électricité par rapport à la demande. Sur base de l'hypothèse d'un bloc structurel de 4000 MW, les premiers 2000 MW seraient utilisés en moyenne de 500 à 2000 heures par an. La tranche suivante de 1000 MW serait activée pour environ 200 heures durant l'année. Enfin, les derniers 1000 MW seraient utilisés tout au plus pour 15h par an et ne seraient pas nécessairement activés chaque année.

Les centrales thermiques ne seront pas actives en permanence durant toute l'année, ce qui limitera le chiffre d'affaires et donc le financement des coûts d'investissement et des coûts fixes de fonctionnement pourtant conséquents.<sup>75</sup> L'instauration d'un mécanisme de soutien public (appelé « CRM » pour *Capacity Remuneration Mechanism* ou mécanisme de rémunération de la capacité) est donc indispensable. Nous y reviendrons dans la dernière partie du livre blanc.

La FEB, FEBELIEC et ELIA présentent également un plan « B » dans lequel il est question de maintenir 2.000 MW d'activité nucléaire au-delà de 2025 en prolongeant les

deux réacteurs les plus récents et non fissurés (Doel 4 et Tihange 3), ce qui ferait baisser le besoin de capacités thermiques nouvelles à 1.600 MW. Ceux-ci affirment que le coût pour la collectivité diminuerait légèrement (environ 2% en moins que le scénario de sortie complète du nucléaire).

Le surcoût d'un scénario sans nucléaire par rapport au scénario avec maintien de capacités nucléaires doit être analysé avec la plus grande prudence. En effet, plusieurs estimations du coût ont été réalisées et elles ne coïncident pas nécessairement entre elles. De plus, celles-ci sont susceptibles d'évoluer en fonction des nouvelles données disponibles et de l'affinement des calculs réalisés.

Selon les dernières estimations du centre de recherche ENERGYVILLE (Université d'Hasselt et KU Leuven)<sup>76</sup>, le coût annuel du système électrique belge s'élèvera à 5,4 milliards d'euros en 2030 dans l'hypothèse d'un arrêt complet de la filière nucléaire. Avec une prolongation jusqu'en 2035 de deux réacteurs existants, le coût sera légèrement plus bas (5,1 milliards d'euros), soit à peine 300 millions d'euros de moins par an. Toutefois, les investissements nécessaires pour assurer la capacité de remplacement du nucléaire après 2035 devront toujours être réalisés, de sorte que si nous prenons, non pas 2030, mais 2040 comme horizon temporel, les deux scénarios coûteront approximativement le même montant : 7,2 milliards d'euros. La précédente étude d'ENERGYVILLE<sup>77</sup> évoquait un coût de 6,18 milliards d'euros en cas de « dénucléarisation » totale et de 5,57 milliards d'euros en cas de prolongation de 2.000 MW, soit un différentiel d'environ 600 millions d'euros par an. Dans sa première étude<sup>78</sup>, Johan ALBRECHT estimait à 9,1 milliards d'euros le coût d'une sortie totale du nucléaire et à 7,8 milliards d'euros le scénario basé sur une prolongation partielle des capacités nucléaires (2.000 MW), soit un surcoût de 1,3 milliard d'euros. Sa dernière étude<sup>79</sup> réalisée à la demande de la ministre fédérale de l'Energie revoit légèrement les chiffres, évoquant plutôt 8,4 milliards d'euros en cas de sortie du nucléaire et 7,5 milliards d'euros en cas de maintien de 2.000 MW de capacités nucléaires, soit une sortie du nucléaire qui coûterait 900 millions d'euros par an.

<sup>74</sup> ELIA, *Etude de l'adéquation et estimation du besoin de flexibilité du système électrique belge. Période 2017-2027*, 2016.

<sup>75</sup> Voir l'étude PWC sur le mécanisme CRM qui devrait être mis en place pour soutenir le développement de nouvelles centrales à gaz.

<sup>76</sup> DE OLIVEIRA Larissa P. N. et MEINKE-HUBENY Frank, *Sensitivity scenario's underpinning choices for the Belgian Energy Pact*, EnergyVille, 2018.

<sup>77</sup> DE OLIVEIRA Larissa P. N., MEINKE-HUBENY et Frank DUERINCK Jan, *Energy Transition in Belgium – Choices and Cost*, EnergyVille, 2017.

<sup>78</sup> ALBRECHT Johan, *Le trilemme énergétique*, Itinera Institute, 2017.

<sup>79</sup> ALBRECHT Johan, *Energypact Scenarios. Adequacy and System Costs*, Universiteit Gent, 2018.

Tableau 8 – Estimation du surcoût annuel en 2030 du scénario « sans nucléaire »

Montants en euros	Albrecht 2017	Albrecht 2018	EnergyVille 2017	EnergyVille 2018
<b>Coût total sans nucléaire</b>	9,1 Mia	8,4 Mia	6,2 Mia	5,4 Mia
<b>Coût total avec 2.000 MW de capacités nucléaires</b>	7,8 Mia	7,5 Mia	5,6 Mia	5,1 Mia
<b>Delta</b>	1,3 Mia	900 Mio	600 Mia	300 Mio
<b>Delta/#ménages</b>	271	187,5	125	62,5

Source : Albrecht, 2017 et 2018 ; EnergyVille, 2017 et 2018

Comme nous l'avons préalablement démontré, une sortie complète du nucléaire en 2025 semble constituer le meilleur scénario. Toutefois, de nombreux acteurs, et notamment ELIA, mettent en garde l'État fédéral et les Régions sur la **nécessité de s'accorder rapidement sur un scénario énergétique commun**. Mettre à l'arrêt l'ensemble des capacités nucléaires d'ici quelques années, sans porter atteinte à la sécurité d'approvisionnement, implique que **les entités (État fédéral et Régions) s'engagent d'ici début 2020 sur les options et projets de remplacement et prévoient les investissements et budgets nécessaires**. Si les décisions importantes se prennent trop tardivement, la filière nucléaire deviendra progressivement la seule alternative envisageable, avec pour conséquence de placer le producteur ayant le monopole sur les sites de Tihange et Doel (principalement Engie Electrabel et, dans une moindre mesure, EDF Luminus) en position de force pour négocier des termes avantageux pour lui. Pour rappel, les délais nécessaires entre la décision politique de créer de nouvelles unités thermiques et leur mise en service sont particulièrement long, de l'ordre de 4 à 6 ans (préparation et adoption des décisions politiques nécessaires notamment sur les mécanismes de soutien envisagés, examen par la Commission européenne de ses mécanismes et de leur conformité à la réglementation sur la concurrence et les aides d'État, procédures d'octroi des permis d'environnement et d'urbanisme, éventuels recours, durée des travaux de construction, tests...).

Complémentaire aux centrales thermiques, il conviendra de poursuivre et d'amplifier le développement d'autres solutions comme les énergies renouvelables, le stockage, la gestion de la demande... Selon ELIA, ces nouvelles capacités devraient également être complétées par le renforcement des interconnexions avec les pays limitrophes (par exemple en ajoutant 2.000 MW supplémentaires aux 6.500 MW pour porter la capacité à 8.500 MW). C'est d'ailleurs le scénario retenu

par Johan ALBRECHT dans sa dernière évaluation des besoins de capacité suite à l'adoption du pacte, qui prévoit des pics d'importation susceptibles d'atteindre jusqu'à 9.000 MW à certains moments de l'année.

Quel que soit le scénario suivi par la Belgique (avec ou sans nucléaire), la transition aura un coût qui devra être assumé de manière juste et équitable, par les autorités publiques et l'ensemble des citoyens.

## 2.11. UN PACTE ÉNERGETIQUE INDISPENSABLE POUR REPOUDRE AUX ENJEUX DES HORIZONS 2030 ET 2050

Les Ministres de l'Énergie de l'État fédéral et des trois Régions se sont accordés sur un pacte énergétique interfédéral à l'horizon 2030 et 2050<sup>80</sup>. Le texte a été approuvé par l'ensemble des Gouvernements concernés. Parmi les éléments importants de ce pacte qu'il convient d'intégrer aux politiques énergétiques, nous noterons :

- La **recherche de l'efficacité environnementale** (décarbonisation de la société), **de l'efficacité économique** (compétitivité des entreprises et création d'emplois, sécurité d'approvisionnement) et **l'efficacité sociale** (coût de la transition pour les citoyens et les entreprises et protection des populations socialement vulnérables).
- Le rôle central **des citoyens, des administrations et des entreprises dans la transition**, en tant que consommateurs responsables et coproducteurs d'énergie.
- La confirmation de la **sortie du nucléaire d'ici 2025**, ce qui implique une perte de capacité de production électrique d'environ 6000 MW.

<sup>80</sup> <https://www.pacte-energetique2050.be/>

- D'ici 2025, maintien, **extension ou création de plusieurs centrales TGV/thermiques** afin d'atteindre une capacité de **5000 MW (+2.700 MW)**.
- Le **développement du stockage industriel, en ce compris le pompage-turbinage ainsi que du stockage résidentiel (3.500 MW au total dont 2.000 MW dans le secteur industriel et 1.500 MW dans le secteur résidentiel via les accumulateurs, chauffe-eau, réseaux de chaleur et batteries d'ici 2030)**.
- D'ici 2030, **développement de la gestion dynamique de la demande industrielle, tertiaire et résidentielle** (pour un total de **2.000 MW**): tarification dynamique ou incitative à instaurer pour encourager les consommateurs à moduler leur consommation en fonction de la disponibilité d'électricité; déploiement des compteurs intelligents...
- Au plus vite, la **réalisation de nouvelles interconnexions (NEMO, BRABO et ALEGrO)** pour porter la capacité d'importation d'électricité à **6.500 MW** et l'analyse d'opportunité d'y ajouter encore 2.000 MW de nouvelles connexions (total = 8.500 MW)
- **40% de l'électricité produite à partir de sources renouvelables à l'horizon 2030** (14% en 2016) et un objectif de 100% d'ici 2050. Plusieurs sources seront mobilisées: éolien offshore en mer du nord, cogénération à partir du gaz vert (bioéthanol, gaz synthétique, hydrogène), photovoltaïque, éolien. Les entités fédérées s'engagent à harmoniser leurs dispositifs de soutien et à envisager des partenariats afin de dégager des économies d'échelle. Il est également prévu de soutenir le développement des filières renouvelables en simplifiant les procédures d'octroi de permis et en veillant à réduire et supprimer les aides quand la technologie est mature et suffisamment rentable.
- **Un Modal shift vers une mobilité décarbonée**: réduction de l'utilisation individuelle des véhicules utilisant du carburant fossile en introduisant un prix carbone; déploiement d'alternatives de qualité (transport public, covoiturage, vélo, marche à pied...); 20% de véhicules «zéro émission» immatriculés en 2025 dans le total des immatriculations (50% en 2030).
- **Le développement des coopératives énergétiques et de la prise de participation citoyenne dans des fonds d'investissement consacrés à l'énergie renouvelable ou l'amélioration de la performance énergétique ou la gestion de la demande.**
- **Recherche et développement et expériences-pilotes dans la production, la production-**

**consommation et le stockage d'électricité**: développement de micro-réseaux de chaleur et de réseaux décentralisés de production d'électricité; conception de batteries lithium, matières, molécules plateformes, etc.

- Amélioration de la **PEB des bâtiments** et notamment des logements occupés par les ménages précaires et modestes, afin de résoudre à la source la question du coût de l'énergie durable pour les catégories de revenus les plus basses.
- Amélioration de l'**efficacité énergétique des entreprises**.
- **Mise en place d'une tarification carbone pour les secteurs non-ETS** (transport, bâtiments, agriculture, déchets) et utilisation des recettes pour financer la transition. Mise en place d'une **norme spécifique pour les entreprises électro-intensives**.

Ce Pacte est une étape importante qui permet à l'État fédéral et aux Régions de s'accorder sur des objectifs, des principes et une méthodologie commune pour progresser vers une société sans nucléaire ni carbone. Il ne faut toutefois pas en rester au stade d'un accord symbolique et se suffire d'une approbation des Gouvernements concernés.

Le Pacte doit dorénavant se traduire dans des décisions, mesures, actions et projets concrets, de l'échelon fédéral à l'échelon local. L'adoption par le Parlement fédéral d'une loi « Climat » et, le cas échéant, d'un accord de coopération « Transition énergétique » par les assemblées parlementaires concernées permettrait de faciliter la coordination des politiques énergétiques belges tout en fixant les objectifs à moyen et long terme et les contributions de chaque entité, pourrait renforcer l'effectivité du pacte à long terme. Cet accord garantirait aussi une certaine continuité des politiques énergétiques, quels que soient les changements de majorités parlementaires et de Gouvernements.

Le chapitre suivant de notre étude s'inscrit dans ce souci de concrétisation en identifiant plusieurs orientations et mesures à implémenter dans les prochaines années.

# **3. PLACER LE CITOYEN AU CŒUR DE LA TRANSITION ENERGETIQUE : ORIENTATIONS ET MESURES**



### 3. PLACER LE CITOYEN AU CŒUR DE LA TRANSITION ÉNERGETIQUE : ORIENTATIONS ET MESURES

#### Introduction

Notre livre blanc a tout d'abord tracé les contours et défini les principes d'une démarche humaniste de l'énergie. Toutes les dimensions de la **qualité de vie** (santé, convivialité et liens, cohésion sociale, dynamisme économique, cadre de vie...) dépendent de l'énergie. Les politiques énergétiques doivent donc avoir pour principale finalité de participer à l'amélioration de cette qualité de vie, mais également de celle des générations futures. Le défi climatique fait aussi partie intégrante de l'approche que nous préconisons. Les citoyens sont également au cœur de la transition énergétique en tant qu'acteurs. Les marchés et l'interventionnisme de l'État ne suffiront pas pour réussir la transition. **Des familles aux consommateurs, en passant par les investisseurs, les travailleurs ou les bénévoles, tous les citoyens peuvent participer au changement et en retirer un bénéfice.** Pour ce faire, il est indispensable de privilégier une démarche **bottom-up** qui encourage la participation et l'initiative, de miser sur l'**éducation** à l'énergie des citoyens, en développant leurs savoirs et savoir-faire, de privilégier le **partage** des ressources au travers de coopératives, de micro-réseaux virtuels, de la cohabitation ou du covoiturage, de développer l'**agilité** des consommateurs en les encourageant à adapter leur consommation en fonction de la disponibilité de l'énergie, de rendre les politiques et projets plus **soutenables**, c'est-à-dire inscrits sur le long terme, mais aussi « soutenus » par les citoyens, plus **efficaces**, la variable financière (coût, prix et facture) devant être intégrée aux décisions et plus **équitable**.

Nous avons ensuite posé de nombreux constats chiffrés à propos de l'évolution et des perspectives futures de l'offre et de la demande d'énergie ainsi que sur l'évolution des coûts et des prix. La sortie du nucléaire conjuguée aux objectifs climatiques implique de développer fortement les énergies renouvelables dans la production d'électricité. Leur caractère intermittent requiert néanmoins la mise en œuvre d'une stratégie ambitieuse et innovante pour garantir notre sécurité d'approvisionnement.

Nous avons enfin présenté une synthèse du Pacte énergétique inter fédéral conclu en décembre 2017 et qui doit maintenant se traduire au concret.

Le livre blanc s'inscrit dans l'esprit du pacte, se réfère à la démarche humaniste que nous avons précisée et tient compte des constats et enjeux identifiés afin d'émettre des propositions concrètes.

Le présent chapitre vise à identifier quel est le mix énergétique permettant d'assurer la sécurité d'approvisionnement en maîtrisant les coûts à charge des consommateurs, tout en respectant cet objectif. Chaque section établit des objectifs opérationnels, des orientations, des principes d'actions et des mesures visant à réussir la transition énergétique et à placer le citoyen au cœur du processus. Elle se clôture par un encadré détaillant un exemple de proposition qui fait l'objet d'un développement plus approfondi. Cette proposition n'est donc pas exclusive, mais vient compléter les autres propositions préalablement énumérées dans le texte.

Nous avons enfin privilégié une démarche nationale pour fixer de grands objectifs et proposer des mesures innovantes dont les différentes entités du pays devront se saisir.

### 3.1. REDUIRE LES BESOINS ENERGETIQUES

Afin d'accompagner la transition énergétique, la priorité est de réduire notre consommation énergétique. Chaque fois que nous économisons de l'énergie, nous économisons également les investissements, la production et le transport nécessaires pour satisfaire nos besoins. De plus, le coût des investissements nécessaires pour économiser de l'énergie permet de multiples gains futurs, tant du point de vue de l'activité que de la consommation d'énergie.

De plus, si le secteur de la production d'électricité doit participer à la baisse générale des émissions de CO<sub>2</sub>, rappelons qu'il n'explique en Belgique que 17% des émissions totales. L'industrie (combustion et processus) génère 28,7% du CO<sub>2</sub> belge, le transport 22,4%, le chauffage résidentiel et tertiaire 19,6%<sup>81</sup>.

**Il est donc indispensable de réduire nos besoins énergétiques**, notamment en électricité, grâce à l'amélioration de la **performance énergétique des bâtiments, des équipements et des infrastructures** dans les secteurs résidentiels et économiques ainsi que grâce à une **utilisation plus rationnelle de l'énergie**.

L'utilisation rationnelle de l'énergie peut se concrétiser en priorité dans les domaines suivants : les bâtiments résidentiels ou d'équipement ; le changement de nos modes de consommation ; le recours à des équipements moins consommateurs d'énergie et une métamorphose de notre rapport à la mobilité.

#### 3.1.1. Mener une stratégie ambitieuse d'isolation des bâtiments

En Wallonie, sur 336.644 logements ayant fait l'objet d'un audit pour la certification PEB entre 2011 et 2015, 106.719, soit 30%, font partie de la dernière catégorie du certificat PEB : la catégorie « G »<sup>82</sup>. 15% appartiennent à la catégorie « F » et 15% de la catégorie « E ». En d'autres termes, 60% des habitations wallonnes enregistrent de mauvaises performances énergétiques. À Bruxelles, un logement sur trois appartient également à la catégorie PEB « G »<sup>83</sup>. Si on y ajoute la catégorie F, cela représente près de la moitié du parc résidentiel. En Flandre, la

situation est légèrement meilleure, compte tenu du caractère plus récent du parc résidentiel. Or, l'isolation de la toiture, des murs et du plancher d'une habitation de catégorie F ou G (très mauvaise performance énergétique) permettent de diminuer de 60% à 70% la consommation énergétique du logement.

Selon les estimations du SPW<sup>84</sup>, pour rénover 40% des logements wallons de catégorie « G », 30% de logements de catégorie « F » et 20% du reste du parc, soit environ 439.000 logements, 18,38 milliards d'euros d'investissements sont nécessaires sur 12 ans (2018-2030), avec un investissement annuel croissant, passant en 2018 de 377 millions d'euros/an à 2,17 milliards d'euros/an en 2030. En réalisant une projection sur l'ensemble du territoire national, il faudrait par conséquent rénover approximativement 1,4 million de logements « peu performants » d'un point de vue énergétique d'ici 2030, soit un investissement de 58,8 milliards d'euros étalé sur 12 ans, en passant de 1,2 milliard d'euros/an en 2018 à 6,9 milliards d'euros/an en 2030. En moyenne, les dépenses correspondraient à 4,9 milliards par an, soit une différence de +3,7 milliards d'euros de dépenses par an par rapport à la situation actuelle. Un tel programme permettrait une réduction de la consommation d'énergie des logements de l'ordre de 20% à l'horizon 2030 et de 68% d'ici 2050. Avec une réforme des incitants publics aux travaux économiseurs d'énergie (priorité aux habitations et travaux qui offrent les meilleurs gains énergétiques, diversifier les aides publiques : crédits, primes, fiscalité, tiers-investisseurs...), il est possible de diminuer la contribution publique moyenne à un minimum de 10% du montant total des travaux. Avec des politiques constantes, l'apport des pouvoirs publics s'élèverait par contre jusqu'à 25%<sup>85</sup>. Considérant un apport moyen de 15% des Régions et du Fédéral, un budget public à répartir entre les trois Régions et le Fédéral de 735 millions d'euros par an seraient nécessaires. Pour rappel, actuellement, les primes « énergie » font l'objet d'un budget annuel de 50 millions d'euros en Wallonie, 22 millions d'euros à Bruxelles et 93 millions d'euros en Flandre, soit environ 165 millions d'euros. À ce montant s'ajoutent d'autres programmes, notamment liés à la rénovation des logements sociaux ou au financement des crédits à taux zéro. Ceci étant, les dépenses publiques visant la rénovation des logements devraient au moins être multipliées par trois dans les prochaines années.

Malgré les efforts consentis ces dernières années, de très nombreux logements sociaux doivent également encore

<sup>81</sup> <http://www.climat.be/fr-be/changes-climatiques/en-belgique/emissions-belges/emissions-par-secteur/>

<sup>82</sup> SPW, *Stratégie wallonne de rénovation énergétique à long terme du bâtiment*, 2017.

<sup>83</sup> ATTOUT, Xavier, « Un bâti ancien mais qui s'améliore », dans *LESOIR*, 27 février 2016, p.24.

<sup>84</sup> SPW, *Stratégie wallonne de rénovation énergétique à long terme du bâtiment*, 2017.

<sup>85</sup> JOSSEN Quentin, *Stratégie wallonne de rénovation énergétique à long terme des bâtiments – Présentation PowerPoint*, 2017. <http://renovate-europe.eu/wp-content/uploads/2015/09/170524-Strat%C3%A9gie-r%C3%A9novation-wallonne-Renovate-Europe.pdf>

faire l'objet d'une rénovation en profondeur. La Fondation Roi Baudouin a publié récemment une étude relative à la PEB des logements du secteur public. Sur 292.000 logements sociaux situés en Belgique, environ 50 % peuvent être considérés comme « très énergivores », dont 44% à Bruxelles, 40% en Flandre et 63% en Wallonie<sup>86</sup>. Cela représente entre 95.000 (hypothèse basse) et 190.000 (hypothèse haute intégrant également les logements « assez » énergivores) logements à rénover, soit un investissement compris entre 3 milliards et 6 milliards d'euros pour l'ensemble du Royaume<sup>87</sup>.

En ce qui concerne le secteur tertiaire (bureaux, écoles, administrations publiques...), environ la moitié des bâtiments situés en Wallonie ont été construits avant 1945 et près de 80% avant 1995, soit à une époque où la réglementation thermique pour les bureaux et les bâtiments scolaires n'existait pas. Ce sont surtout les bâtiments du secteur public qui souffrent d'une mauvaise isolation et de dispositifs de chauffage vieillissants. L'investissement global pour disposer d'un parc wallon de bâtiments tertiaires performant sur le plan énergétique serait de 4 milliards (pour une baisse de la consommation d'énergie primaire du parc de 35% par rapport à 2013) à 20 milliards (pour une baisse de 50% de la consommation)<sup>88</sup>. À l'échelon national, ce même investissement pourrait donc s'élever respectivement de

13 milliards d'euros à 64 milliards d'euros. En fixant un objectif de réduction de 50% de la consommation d'ici 2030 sur l'ensemble du pays, nous arrivons à un montant de 5,3 milliards d'euros par an à investir entre 2018 et 2030.

Compte tenu des gains de productivité induits par la réduction des charges énergétiques, le coût de la rénovation du bâti tertiaire dans le secteur privé peut être en grande partie supporté par les entreprises, moyennant la mise en place d'incitants efficaces (primes, déductions fiscales, crédits à taux zéro...). De plus, le parc tertiaire privé enregistre une PEB largement meilleure que le parc public de sorte que le nombre de projets de rénovation à considérer est beaucoup moindre.

En ce qui concerne le secteur public et non marchand, eu égard à l'ampleur des montants à affecter à la rénovation, d'autres mécanismes doivent être privilégiés afin d'éviter un financement complet et direct des investissements à partir du budget des autorités publiques. Nous pensons notamment au tiers-investissement privé, aux crédits à taux zéro ou aux garanties publiques qu'il est possible de combiner avec de plus petites subventions. Ceci permet d'éviter une prise en charge trop importante des investissements par les pouvoirs publics (et donc par les contribuables).

---

<sup>86</sup> MATHIEU Agnès (Isis Consul), *Coûts et avantages sociétaux de la lutte contre la précarité énergétique au sein du parc de logements sociaux*, étude réalisée à la demande de la plateforme de lutte contre la précarité énergétique, 2017. Citée dans FONDATION ROI BAUDOUIN, *Améliorer la performance*

énergétique des logements à finalité sociale en Belgique : analyse coûts-bénéfices et recommandations, 2018.

<sup>87</sup> FONDATION ROI BAUDOUIN, *Améliorer la performance énergétique des logements à finalité sociale en Belgique : analyse coûts-bénéfices et recommandations*, 2018.

<sup>88</sup> Idem.

Figure 43 – Illustration d'un chantier avec pose d'éléments isolants



Source : CCo Creative Commons

Grâce aux nouveaux instruments proposés, l'intervention publique pour inciter ou cofinancer l'investissement dans le secteur tertiaire (privé, public et associatif) peut s'élever à environ 15% du coût total des travaux. Nous estimons donc le budget annuel à prévoir pour l'ensemble du Royaume, tous niveaux de pouvoir confondus, à 800 millions d'euros par an (15% de 5,3 milliards d'euros). Rappelons qu'il s'agit d'un investissement assurant une rentabilité et non d'une dépense à perte. La réduction de la consommation d'énergie résultante de l'amélioration de la PEB, l'amélioration esthétique et fonctionnelle du bâtiment et le renchérissement de la valeur du bien immobilier qui en découle permettent en principe à moyen terme de récupérer les sommes engagées, voire de générer un boni budgétaire au profit du tiers-investisseur et/ou de l'entreprise, de l'association ou de l'organisme public occupant les locaux.

Si nous agrégeons le secteur résidentiel et le secteur tertiaire, il faudra donc au total au minimum investir 120

milliards d'euros d'ici 2030, dans l'habitat, le secteur public et les administrations, soit en moyenne 10 milliards d'euros par an dont 1,5 milliard à charge des pouvoirs publics, à répartir entre niveaux de pouvoir. Notons qu'en 2016, le secteur de la construction a généré un chiffre d'affaires de 65 milliards d'euros<sup>89</sup>.

Ce programme générera des économies budgétaires pour le secteur public (moins de dépenses énergétiques) et produira aussi un effet multiplicateur économique en raison de la forte activité du secteur de la construction. Enfin, les gains énergétiques contribueront à la productivité et la rentabilité des entreprises, ce qui est bénéfique pour la prospérité économique, la création de richesse et d'emplois. L'effet multiplicateur de la construction neuve oscille entre 1,5 et 2,3 (1 milliard d'euros d'investissement génère entre 1,5 et 2,3 milliards d'euros de valeur ajoutée)<sup>90</sup>. Selon la Fondation Roi Baudouin<sup>91</sup>, rénover en profondeur 1.000 logements permet de créer environ 39 emplois pendant 7 ans. Cela génère des réductions de dépense et des recettes

<sup>89</sup> FOREM, PLATEFORME, *Horizons Emploi. Secteurs d'activités. Construction* (21), 2017.

<sup>90</sup> PRICE WATERHOUSE COOPER, *Ingénierie et construction : impact de la filière sur l'économie française*, 2016. <https://www.pwc.fr/fr/espace-presse/communiques-de-presse/2016/fevrier/ingenierie-and-construction-chaque->

[milliard-euros-investi-dans-ce-secteur-permettrait-de-generer-23-milliards-euros-de-revenus.html](https://www.pwc.fr/fr/espace-presse/communiques-de-presse/2016/fevrier/ingenierie-and-construction-chaque-milliard-euros-investi-dans-ce-secteur-permettrait-de-generer-23-milliards-euros-de-revenus.html)

<sup>91</sup> FONDATION ROI BAUDOIN, *Améliorer la performance énergétique des logements à finalité sociale en Belgique : analyse coûts-bénéfices et recommandations*, 2018.

nouvelles pour les autorités publiques (réduction du chômage et donc du volume des allocations, ISOC, IPP, TVA...).

Les autorités publiques belges n'ont pas attendu 2018 pour agir. Depuis plusieurs années, tant les Régions que l'État fédéral ont mis en place des politiques incitatives ou d'investissement. En Wallonie, les primes UREBA permettent aux organismes publics et du non marchand d'améliorer la PEB de leurs bâtiments. Dans chaque Région, il existe également des primes et crédits à taux zéro visant à améliorer la PEB de l'habitation propre et unique des particuliers. Actuellement les primes « énergie » font l'objet d'un budget annuel de 50 millions d'euros en Wallonie, 22 millions d'euros à Bruxelles et 93 millions d'euros en Flandre, soit environ 165 millions d'euros pour les trois Régions. Le financement des crédits à taux zéro s'élève à 100 millions d'euros/an en Wallonie et 30 millions d'euros en Flandre. À Bruxelles, les dépenses sont intégrées dans l'enveloppe des 22 millions d'euros.

Le plan d'investissement de la Région wallonne prévoit également 750 millions d'euros sur la période 2019-2024 pour la rénovation des bâtiments, avec une attention particulière sur la PEB. Un plan de rénovation des bâtiments est également en cours d'élaboration à Bruxelles. En province de Liège, le Groupe de Redéploiement Economique (GRE) met également en œuvre le programme RENOWATT, avec le concours de fonds européens.

Les Régions consacrent +/- 350 millions d'euros par an à la rénovation du logement social. Mais avec de fortes disparités entre Régions. En Wallonie, environ 50 millions d'euros par an sont affectés à la rénovation des logements sociaux. Un plan de rénovation des bâtiments est également adopté à Bruxelles (75 millions d'euros par an). En Flandre, le Gouvernement a prévu en 2017 un budget de 250 millions d'euros par an dans la rénovation du parc de logements sociaux.

Il faut toutefois aller encore plus loin. Un vaste plan d'isolation des bâtiments, résidentiels, administratifs, industriels et tertiaires doit donc être mis en œuvre et échelonné sur plusieurs années.

De plus, un **fonds « isolation »** doit être créé afin de cofinancer (via un tiers-investissement) les investissements nécessaires à la rénovation et l'équipement des bâtiments publics et ceux utilisés par les associations. Dans ce cadre, les primes doivent être rehaussées pour les travaux les plus économiseurs d'énergies comme ceux portant sur la toiture.

À Bruxelles, à l'initiative de la Ministre de l'Environnement et de l'Energie, les propriétaires-bailleurs peuvent bénéficier de primes pour améliorer la PEB des logements mis en location. Il convient d'appliquer ce même principe en Wallonie.

La **fiscalité** doit enfin être adaptée afin de soutenir celles et ceux qui investissent dans des bâtiments performants sur le plan énergétique. La fiscalité immobilière actuelle ne favorise pas l'acquisition de logements performants sur le plan énergétique (neufs et récents) ou la mise en œuvre de travaux économiseurs d'énergie lors de l'acquisition d'une habitation mal isolée.

Les constructions neuves sont contraintes de répondre aux normes PEB les plus strictes, contrairement aux habitations plus anciennes mises en vente. Or, augmenter le nombre de nouveaux logements construits permet donc de participer à l'amélioration de la performance énergétique du parc immobilier belge. Cela permet aussi de lutter contre la hausse des prix, car les constructions neuves tirent vers le haut le nombre de logements sur le marché pour répondre à la demande. Pourtant, lors de l'achat d'un bien neuf (c'est-à-dire un bien vendu dans les deux ans de sa première occupation), un taux de TVA de 21% est appliqué (alors que les droits d'enregistrement pour les habitations anciennes oscillent entre 6% et 12,5% selon les Régions et la situation de l'acheteur), ce qui peut être dissuasif pour les personnes qui ne disposent pas de moyens financiers suffisants. Entre 2009 et 2011, l'État fédéral a instauré un taux réduit de 6% sur une première tranche de 50.000 euros de la valeur du bien immobilier. Mais ce régime a été supprimé en 2011 afin de se conformer au droit européen. Les opérateurs du logement social bénéficient quant à eux d'une TVA réduite. Depuis 2017, un taux réduit de 12% peut aussi être appliqué dans le cadre de certaines opérations immobilières privées, à condition que le logement soit mis en location par l'intermédiaire d'un opérateur du logement social. Lorsque les acquéreurs sont des particuliers, le taux s'élève donc à 21% et il n'est pas permis à l'État belge de modifier ce taux dans le cadre de ce type d'opération. Pourtant, comme mis en évidence par diverses études sur l'effet multiplicateur<sup>92</sup> du secteur de la construction, une baisse de la fiscalité sur le logement a un effet multiplicateur sur le secteur de la construction et permet donc de créer de la valeur ajoutée et des emplois, de sorte que le coût à court terme de la mesure est en bonne partie absorbé par les gains économiques. La Commission européenne a néanmoins exprimé au début de l'année 2018 son souhait de laisser plus de latitudes aux Etats-Membres pour définir le régime de TVA applicable aux biens et services vendus sur leur territoire, à condition que le taux moyen demeure au-dessus de 12%<sup>93</sup>. L'État fédéral peut donc s'appuyer sur cette prise de position des autorités européennes pour revoir le calcul de la TVA sur les logements neufs. À défaut, l'instauration d'un mécanisme de compensation

<sup>92</sup> Sur l'effet multiplicateur : CORNUEL, Didier, *Économie immobilière et des politiques du logement*, DE BOECK, 2013 ; Etude PricewaterhouseCooper, 2016 <https://www.pwc.fr/fr/espace-presse/communiqués-de->

[presse/2016/fevrier/ingenierie-and-construction-chaque-milliard-euros-investi-dans-ce-secteur-permettrait-de-generer-23-milliards-euros-de-revenus.html](https://www.pwc.fr/fr/espace-presse/communiqués-de-presse/2016/fevrier/ingenierie-and-construction-chaque-milliard-euros-investi-dans-ce-secteur-permettrait-de-generer-23-milliards-euros-de-revenus.html).

<sup>93</sup> [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-18-185\\_fr.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-18-185_fr.htm)

à destination de certains particuliers qui acquièrent un bien neuf (sous la forme d'une prime ou d'un crédit d'impôt plus important que celui accordé aux acquéreurs d'une habitation propre et unique en Wallonie et en Flandre) doit être envisagée.

En ce qui concerne l'achat de biens plus anciens (marché secondaire), les mécanismes de soutien à l'accès à la propriété (abattement sur les droits d'enregistrement à Bruxelles, crédits d'impôt en Wallonie et réduction d'impôt en Flandre) n'imposent pas à l'acquéreur d'investir dans des travaux économiseurs d'énergie lorsque l'habitation enregistre une mauvaise PEB. Les mécanismes de soutien à l'accès à la propriété ne donnent pas non plus d'incitation à leurs bénéficiaires afin qu'ils effectuent des travaux économiseurs d'énergie. Dans un marché secondaire sous pression, où l'offre est en de nombreux endroits déficitaire par rapport à la demande, les acquéreurs peuvent être amenés à utiliser ce qu'ils ne paient pas en taxes pour surenchérir et ainsi obtenir la vente. En d'autres termes, le cadeau fiscal accordé à l'acheteur devient un cadeau offert au vendeur et les acquéreurs n'ont tout simplement plus de budget disponible pour réaliser des travaux visant à améliorer la PEB dans les mois, voire les années qui suivent l'acquisition. Seule la Flandre propose un abattement supplémentaire aux droits d'enregistrement de 30.000

euros dans le cas de l'achat d'une habitation délabrée, vide ou inhabitable, à condition de réaliser dans les deux ans suivant la signature de l'acte les travaux de rénovation nécessaires pour faire de l'immeuble sa résidence principale.

Enfin, le secteur de l'éco-construction revêt de nombreux atouts pour amplifier la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> au travers de l'isolation à grande échelle du parc immobilier. Cette manière de construire des bâtiments est en effet bénéfique pour la santé (matériaux plus sains, sachant que nous passons 80% de notre journée à l'intérieur des bâtiments), le climat (très faibles émissions de GES liées à la production et au transport en comparaison aux matériaux standards) et notre économie (matières premières et savoir-faire disponibles sur les territoires belges).

Sachant qu'environ 6% des habitations disposent uniquement d'un chauffage électrique (chauffage résidentiel) et que beaucoup d'autres utilisent un convecteur comme chauffage d'appoint, et compte tenu du chauffage électrique utilisé également dans le secteur tertiaire, nous estimons qu'il serait possible de réduire de 500 MW la charge provenant de convecteurs électriques ou d'accumulateurs électriques (en mode « relance de jour »).

#### PROPOSITIONS :

- 1. Lancer un plan interfédéral d'investissement pour l'isolation des bâtiments résidentiels, administratifs, industriels et tertiaires, échelonné sur 12 années et s'appuyant sur un budget à la hauteur des défis qu'induit la transition énergétique : 1,5 milliard d'euros par an (pour les quatre entités), soit 18 milliards d'euros d'ici 2030.** Notre premier objectif est de réduire de 30% la consommation énergétique primaire des habitations d'ici 2030. Le second vise à réduire la consommation d'énergie primaire des bâtiments du secteur tertiaire (publics et privés) de minimum 40% à la même échéance.
- 2. Développer le mécanisme du tiers-investisseur par lequel des opérateurs privés ou publics réalisent des travaux économiseurs d'énergie pour le compte de tiers particuliers ou de bâtiments à usage collectif (écoles, crèches...) et les financent en captant une partie des économies d'énergie réalisées par le tiers (réduction de la facture).** Combiner ce mécanisme avec la mise en place d'un mécanisme permettant de réduire le risque du tiers-investisseur (société en commandite et/ou garantie régionale) et l'octroi d'une prime et d'un avantage fiscal pour le consommateur. Impliquer les fournisseurs d'énergie dans la mise en œuvre du tiers-investissement via la mise en place de quotas d'économies d'énergie à atteindre annuellement pour chacun d'entre eux. Ils devront donc proposer des services (conseil, accompagnement, gestion administrative des travaux...), ou apporter un soutien financier des travaux économiseurs d'énergie auprès des particuliers et des entreprises.
- 3. Renforcer massivement les moyens affectés à l'isolation des bâtiments scolaires.**
- 4. Renforcer le montant de certaines primes affectées à la rénovation et à l'isolation en veillant à cibler les travaux et les projets les plus efficaces en termes de réduction de la consommation énergétique et d'émissions de CO<sub>2</sub> (réalisation d'un audit et respect d'une feuille de route indiquant l'ordre de priorité des travaux).**
- 5. Proposer en Wallonie des prêts à taux zéro pour permettre à l'ensemble des propriétaires-bailleurs d'isoler les logements loués, à condition que le loyer respecte la grille de références des loyers.**

6. **Créer un fonds « isolation » afin de cofinancer les investissements nécessaires à la rénovation et l'équipement des bâtiments publics et ceux utilisés par les associations.** Dans ce cadre, les primes doivent être rehaussées pour les travaux les plus économiseurs d'énergies comme ceux portant sur la toiture.
7. **Affecter les revenus ETS au financement d'investissements économiseurs d'énergie et de réduction de gaz à effets de serre, en ciblant en priorité la rénovation du bâti.**
8. **Dans une logique « win-win », renforcer les moyens dévolus à la rénovation des logements publics et en même temps réformer le calcul des loyers des logements publics/sociaux** afin que les locataires sociaux contribuent également en partie au coût des travaux.
9. **En Wallonie, prévoir un bonus au chèque-habitat (réduction d'impôt accordée aux ménages qui deviennent propriétaires d'une habitation propre et unique et qui souscrivent un crédit hypothécaire) afin d'encourager la rénovation du bien acheté.**
10. **À Bruxelles, prévoir un bonus à l'abattement des droits d'enregistrement lors de l'acquisition de son habitation propre et unique afin d'encourager la rénovation du bien achat.**
11. **Diminuer la TVA de 21% à 12% sur les constructions neuves qui dépassent les normes européennes obligatoires** (passif ou quasi passif).
12. **Généraliser la TVA réduite sur la démolition-reconstruction** sous certaines conditions (vétusté du bâtiment à détruire, complexité technique ou coût excessif pour le rénover, limitation de l'impact du chantier sur le quartier concerné, excellente durée de vie du nouvel immeuble, préservation des façades d'intérêt patrimonial, très haute performance énergétique...).
13. **Encourager l'utilisation du bail de rénovation** (réduction du loyer pour les locataires qui acceptent de subir ou de réaliser des travaux de rénovation dans l'habitation louée).
14. **Permettre de déduire une partie des frais de rénovation du précompte immobilier, tant pour les habitations propres et uniques que pour les bailleurs.**
15. **Permettre de déduire une partie des frais de rénovation liés à des investissements économiseurs d'énergie des droits de donation et des droits de succession.**
16. **Bâtir les 14 quartiers nouveaux labellisés par la Région wallonne.** Adopter (ou maintenir) et mettre en œuvre des mesures visant à soutenir les quartiers nouveaux (exonération du précompte immobilier ; dessertes de bus dès l'arrivée des premiers habitants ; investissements régionaux...). Lancer un nouvel appel à projets. Privilégier les projets autour des petites gares SNCB situées sur les axes principaux.
17. **Soutenir le développement de l'éco-construction au travers d'un bouquet de mesures :** sensibilisation et information du grand public, développement de formations spécifiques dans les organismes régionaux de formation, intégration de l'éco-construction dans les programmes de l'enseignement secondaire qualifiant et de l'enseignement supérieur, développement d'un label « Eco-matériau », octroi d'une surprime lorsque les matériaux d'isolation de bâtiments sont biosourcés et labellisés comme tels, meilleure intégration des éco-matériaux dans les critères utilisés dans le cadre de marchés publics, facilitation de l'accès aux agréments techniques et aux analyses de cycle de vie pour les entreprises de l'éco-construction, renforcement des projets de recherche et développement (pôle GREENWIN en Wallonie) et des actions d'accompagnement des entreprises, entrepreneurs et consommateurs (cluster éco-construction).

**Par ailleurs, des mesures sociales, en faveur des ménages à revenus limités, mais aussi des classes moyennes doivent être mises en place :**

18. **Mieux soutenir les ménages à faire face à leur facture d'énergie, grâce à un renforcement du fonds social « mazout » qui doit aussi se transformer en « fonds social « chauffages »** afin de l'élargir à toutes les sources d'approvisionnement et anticiper la fin du chauffage au mazout dans quelques années. Relever le niveau de revenu des ménages pouvant y faire appel.
19. **En Wallonie, procéder à une harmonisation par le bas des tarifs des gestionnaires de réseau de distribution, en générant des économies d'échelles via le rapprochement et, à terme, la fusion, de ces différents opérateurs.**

### 3.1.2. Investir dans des équipements économiseurs d'énergie

Pour réduire nos besoins énergétiques, nous devons soutenir les investissements dans les équipements économiseurs d'énergie (généralisation des éclairages LED intelligents, domotique résidentielle, compteurs intelligents, électroménager à très basse consommation...).

L'éclairage représente environ 30% de la consommation électrique des bâtiments tertiaires et jusqu'à 15% des bâtiments industriels<sup>94</sup> et des logements. L'éclairage public couvre également environ la moitié de la consommation électrique des pouvoirs locaux. Par ailleurs, au plus les bâtiments sont efficaces d'un point de vue énergétique, au plus l'éclairage prendra du « poids » dans l'énergie consommée par les ménages, administrations et entreprises. Or, le recours à de nouvelles technologies de luminaires (lampadaires LED, puissance lumineuse modulable, activation intelligente...) combiné à une approche plus intelligente de l'éclairage (mieux « doser » les puissances des lampadaires et mieux les localiser, prendre en considération le potentiel de la lumière naturelle dans la conception des bâtiments et la rénovation pour réduire les besoins d'éclairage...) permet de réduire jusqu'à 80% de la consommation électrique liée à l'éclairage<sup>95</sup>. La consommation électrique peut donc diminuer d'environ 6% en intervenant sur l'éclairage<sup>96</sup>. Le gain de charge

maximal pourrait être au minimum de 600 MW en période de pointe.

En Wallonie, le Gouvernement wallon vient par exemple de décider d'équiper d'ampoules LED l'ensemble des lampadaires du territoire d'ici 10 ans. Une économie d'environ 102 W peut être réalisée pour chaque luminaire<sup>97</sup>. Sur les 585 000 luminaires publics communaux wallons, un gain de puissance de l'ordre de 60 MW devrait être atteint. À l'échelle nationale, la réduction potentielle de la charge demandée pourrait largement dépasser 100 MW. Ce chiffre est intégré dans les 600 MW d'économies estimées dans le paragraphe précédent.

D'autres équipements électriques peuvent également contribuer à une diminution des besoins en électricité et du « pic » de consommation d'un bâtiment, d'un logement ou du domaine public. Un réfrigérateur de catégorie « C » (peu performant) a par exemple une puissance de 300 watts contre 150 watts pour un frigo de catégorie « A+ ». Cela représente un gain de charge de l'ordre de 150 watts<sup>98</sup>. Appliqué à un million de ménages, cela équivaut à une baisse de la charge électrique totale demandée par ces frigos de 150 MW. L'amélioration de la performance énergétique d'un réfrigérateur réduit aussi les périodes d'activité du condensateur et donc de charge électrique, avec par conséquent moins de frigos qui « tournent » au même moment.

<sup>94</sup> REACTIF n°83, Décembre 2015.

<https://energie.wallonie.be/servlet/Repository/reactif-n-83.pdf?ID=39579>.

<sup>95</sup> Idem.

<sup>96</sup> 25% (part du secteur tertiaire dans la consommation électrique globale) X 30% (part de l'éclairage dans la consommation électrique du secteur tertiaire) + 50% (part du secteur industriel dans la consommation électrique globale) X 15% (part de l'éclairage dans la consommation électrique du secteur industriel) + 25% (part du secteur résidentiel dans la consommation électrique totale) X 15% (part de l'éclairage dans la consommation électrique du secteur résidentiel) = 19% (part de l'éclairage dans la consommation électrique globale). Si nous ciblons uniquement les lampadaires énergivores : 19%X40% = 7,5% selon l'hypothèse que 60% des lampadaires sont déjà

équipés d'ampoules LED ou économiques. Sur base d'un gain énergétique moyen estimé de manière prudente à 60% en passant d'une ampoule énergivore vers une ampoule LED, l'économie globale d'électricité s'élèverait à +/- 4,5% (=7,5% X 60%). Sachant que l'éclairage est activé surtout lors des périodes de pointe de la consommation, et que le peak load moyen s'élève à à 13.250 MW, le gain de charge peut être estimé à 600 MW (= 4,5% X 13.250 MW)

<sup>97</sup> Communiqué de presse du Gouvernement wallon du 14/09/2017: <http://www.wallonie.be/fr/actualites/passage-au-led-pour-leclairage-public-communal>

<sup>98</sup> ADEME, *Réduire sa facture d'électricité. Limiter la consommation de ses équipements*, 2017 et <https://particuliers.engie.fr/economies-energie/conseils/les-eco-gestes-au-quotidien/economiser-equipements-electriques.html>

Figure 44 – Eclairage de la voirie avec des lampadaires LED



Source : CCo Creative Commons

Les secteurs industriels et tertiaires peuvent également contribuer à la réduction de la consommation d'énergie, en ce compris l'électricité ainsi que des émissions de CO<sub>2</sub>, en investissant dans des bâtiments, des équipements et des méthodes de production et de travail plus performants. En effet, complémentairement à l'amélioration de la performance énergétique du bâtiment (isolation de la toiture et des murs, double ou triple vitrage...) et de l'éclairage, d'autres investissements peuvent être réalisés tant dans le secteur secondaire (par exemple la mise en place de compteurs énergétiques afin de mieux suivre les différentes consommations des processus de production

et le remplacement de machines, fours ou frigos...) que le secteur tertiaire (par exemple en privilégiant des équipements informatiques moins énergivores ou l'installation d'une pompe à chaleur). En fonction de la situation de départ, de la branche d'activité et des actions menées, une entreprise peut réduire sa consommation d'électricité de 10% à 25%. Il est complexe d'estimer précisément le gain de charge résultant de ces investissements et changements dans l'organisation des entreprises, mais il pourrait facilement dépasser 200 MW (hors éclairage et nouvelle organisation du travail développés dans la section précédente et suivante et hors effacement de la demande).

## PROPOSITIONS :

20. **Equiper d'ampoules LED la quasi-totalité des luminaires du territoire d'ici 10 ans (éclairage public, bâtiments tertiaires, habitations...) et généraliser l'utilisation de lampadaires intelligents sur la voirie (activation lors du passage d'usagers).**
21. **Encourager les organisations publiques à montrer l'exemple, tant sur le plan des choix d'investissement que de l'organisation du travail et du fonctionnement interne ou encore des critères de sélection qualitative ou d'évaluation des offres dans le cadre de marchés publics.**
22. **Encourager fiscalement l'acquisition d'équipements électroménagers de classe A et d'ampoules LED.**  
Nous estimons que ces mesures peuvent réduire la consommation d'électricité sur l'ensemble du Royaume de 8%.
23. **Poursuivre la mise en œuvre d'accords de branche** (c'est-à-dire la conclusion sur base volontaire de contrats d'objectifs, entre la Wallonie et les secteurs industriels, représentés par les entreprises les plus intensives en énergie via leur fédération) et élargir leur utilisation à de nouveaux secteurs ainsi qu'aux PME et TPE.
24. **Instaurer progressivement au niveau européen une contribution carbone**, pour les secteurs non couverts par les quotas d'émission CO<sub>2</sub>, visant à décourager le recours aux énergies carbonées et à intégrer dans les prix la quantité de CO<sub>2</sub> émis pour produire et transporter les produits achetés. Pour les secteurs ETS, prévoir une déduction des quotas dans le calcul de la contribution. Veiller à ce que cette contribution soit proportionnée et juste et ne fragilise pas les entreprises, plus particulièrement les PME et TPE et l'emploi. Phaser la tarification sur 12 ans (augmentation progressive du tarif) afin de laisser suffisamment de temps aux entreprises de se préparer à cette fiscalité. Accompagner et soutenir les entreprises, et plus particulièrement les PME et les TPE. Lier également cette mesure à la mise en place d'un mécanisme d'aide et d'accompagnement des citoyens disposant de revenus limités ou vivant en zones rurales et au développement d'alternatives crédibles.
25. **Mettre en place aux frontières de l'Europe des droits de douane adaptés en fonction d'objectifs environnementaux, sociaux et humains (droits de l'homme, santé...) afin d'encourager les entreprises non européennes à s'aligner sur les normes en vigueur au sein des Etats-membres de l'Union.**
26. **Inclure des clauses de statu quo dans les accords commerciaux internationaux autorisant les États à imposer les mêmes objectifs sociaux, environnementaux et humains aux entreprises non européennes.** Mettre en place une information sur la provenance et l'impact environnemental des produits qui soit la plus lisible pour le consommateur.
27. **Instaurer le « cash for watts » à destination des entreprises : réformer l'impôt des sociétés afin de renforcer les possibilités et l'attractivité des déductions fiscales des investissements économiseurs d'énergie dans les entreprises, sur base d'un audit, d'un contrat d'objectifs et de la certification des progrès réalisés.**
28. **Pour les PME et TPE, proposer un prêt à taux réduit visant les investissements économiseurs d'énergie, en collaboration avec les outils économiques régionaux (sociétés publiques d'investissement) et un service d'accompagnement.**

### 3.1.3. *Changer nos modes de consommation*

La diminution de la consommation énergétique passe également par d'autres modes de consommation. Il s'agit d'une démarche peu coûteuse pour les pouvoirs publics, les entreprises et les citoyens, susceptible de générer des gains relativement importants sur le plan de la consommation énergétique.

Si nous reprenons l'exemple d'un réfrigérateur, de petites actions et nouvelles habitudes permettent de réduire la consommation électrique comme notamment un dégivrage régulier, la vérification du joint de la porte de l'appareil, la limitation de la durée d'ouverture du frigo, la décongélation des produits à l'intérieur du frigo (ce qui permet de diffuser le froid dans le réfrigérateur) ou encore le refroidissement préalable et complet des plats lorsqu'on envisage de les stocker à l'intérieur du frigo. Il est possible de réduire jusqu'à 30% la consommation moyenne d'un frigo en accordant davantage d'attention à son entretien, son usage et sa localisation<sup>99</sup>. Il en résulte des appareils frigorifiques qui tournent moins souvent et moins longtemps à plein régime.

L'extinction complète (ou la mise en veille) de certains appareils peut aussi générer des gains énergétiques importants. Une télévision standard a en moyenne une puissance de 100 watts. Certains la font fonctionner en permanence, notamment lors des périodes de pic de consommation, sans nécessairement la regarder. Reporté à une population d'un million de ménages, un usage plus sobre du téléviseur lors de ces périodes critiques peut permettre d'économiser 100 MW de charge. On considère également que l'ensemble des appareils en « veille » dans une maison mobilisent une puissance moyenne de 50 W<sup>100</sup>, cela équivaut donc à 50 MW de réduction de charge pour un million de ménages.

Dans le secteur privé et public, les bâtiments et équipements électriques peuvent également être utilisés

avec plus d'efficacité. Nous pensons par exemple au fait de ne pas laisser les équipements informatiques (ordinateurs, imprimantes, fax, scanner...) en veille jour et nuit (alors qu'un ordinateur continue à consommer entre 20% et 40% de sa puissance électrique, environ 4% des écrans et 15% des unités centrales restent allumés en permanence, même les weekends<sup>101</sup>), à l'utilisation de multiprises munies d'interrupteur afin de couper l'alimentation électrique vers l'ensemble des appareils lorsqu'on quitte son bureau, à l'allumage de l'éclairage uniquement quand le jour tombe, en veillant à activer les luminaires aux endroits où ils sont réellement nécessaires et à les éteindre dès qu'ils ne sont plus utiles, à modérer la température du chauffage en hiver et à mieux cibler les pièces et les périodes à chauffer et à limiter l'usage de la climatisation en été, ou encore à trier et nettoyer régulièrement les fichiers stockés sur le disque dur.<sup>102</sup>

Nous souhaitons renforcer les campagnes de sensibilisation et d'information et intégrer ces enjeux dans les programmes scolaires (par exemple le programme « challenge Ecole zero watt » en cours de réalisation en Wallonie) ou encore organiser des opérations plus ludiques (en s'inspirant par exemple de la « tournée minérale » pour mobiliser les citoyens autour de l'enjeu des économies d'énergie) sont autant d'actions que les pouvoirs publics peuvent réaliser ou soutenir.

Enfin, la mise en place de compteurs communicants peut contribuer, sous certaines conditions, à un usage plus parcimonieux de l'électricité (voir point 3.4. « Encourager la flexibilité de la demande d'électricité »). Ces modifications dans les habitudes de consommation des particuliers et de l'organisation du travail des administrations et des entreprises, pourrait rapidement générer une baisse de la consommation de l'ordre de 200 MW.

<sup>99</sup> <https://particuliers.engie.fr/economies-energie/conseils/les-eco-gestes-au-quotidien/economiser-equipements-electriques.html>

<sup>100</sup> ADEME, *Réduire sa facture d'électricité. Limiter la consommation de ses équipements*, 2017.

<sup>101</sup> ADEME, *Etre éco-citoyen au bureau*, 2012. [http://www.info-energie-paysdelaloire.fr/docs/8-ENVIRONNEMENT/guide\\_ademe\\_etre\\_ecocitoyen\\_au\\_bureau.pdf](http://www.info-energie-paysdelaloire.fr/docs/8-ENVIRONNEMENT/guide_ademe_etre_ecocitoyen_au_bureau.pdf)

<sup>102</sup> Idem.

#### **PROPOSITIONS :**

29. **Interdire l'ouverture permanente des portes des commerces en période hivernale et rendre obligatoire l'extinction des publicités et enseignes lumineuses durant la nuit.**
30. **Mettre en place une campagne de sensibilisation permanente à la consommation responsable de l'énergie : s'inspirer de la campagne « BOB » dans le domaine de la sécurité routière pour développer un programme de sensibilisation à la consommation responsable de l'énergie**, auprès de divers publics et en utilisant différents outils de communication. Assortir la campagne d'une identité forte, avec un personnage et un prénom. Mettre en œuvre des campagnes publicitaires percutantes (spots TV et radio, affiches, messages sur internet...).
31. **Organiser des projets interactifs et des événements dans les écoles** : les enfants ont aujourd'hui un impact non négligeable sur les décisions familiales. Ils sont également des adultes en devenir qu'il convient de sensibiliser le plus tôt possible.
32. **Faciliter la mise en œuvre des solutions techniques permettant aux consommateurs de mieux suivre leur consommation énergétique quotidienne et au fil des saisons, son coût et de réagir aux signaux de prix, à n'importe quel moment (applications en ligne, compteurs intelligents...).**
33. **Mettre à disposition des ménages des prises électriques « coupe veille » intelligentes** (prises qui activent ou coupent l'alimentation électrique automatiquement, sur base des habitudes de consommation).
34. **Veiller à ce que les compteurs intelligents permettent aux consommateurs de mieux maîtriser leur consommation et leur facture énergétique, en assurant une excellente lisibilité des informations communiquées par l'appareil.** À l'image des données fournies par les voitures récentes en matière de consommation de carburants ou par les opérateurs de téléphonie mobile concernant l'état de la future facture, les compteurs intelligents devront permettre aux consommateurs de connaître, comprendre et réagir efficacement aux informations affichées (et notamment fournir une estimation exprimée en euros de la consommation par journée, semaine, mois et année).
35. **Associer les fournisseurs d'énergie dans les actions d'information et de sensibilisation.**

### 3.1.4. Favoriser une autre mobilité

Le secteur du transport est responsable de 22% des émissions de CO<sub>2</sub>. De plus, l'évolution de la consommation énergétique dans ce secteur ne suit pas la tendance que l'on observe ailleurs, mais poursuit plutôt son augmentation de manière continue. Il est par conséquent fondamental de changer notre manière de nous déplacer ou de transporter les marchandises. Ce n'est d'ailleurs pas uniquement un enjeu environnemental, mais également de qualité de vie (amélioration de la qualité de l'air, réduction du temps perdu dans les embouteillages, diminution des accidents de la route, mobilité active propice à l'exercice physique...). Enfin les difficultés de mobilité nuisent à notre attractivité économique. Ainsi, BECI estime le coût économique des embouteillages pour Bruxelles à 375 millions d'euros, soit 0,75% du PIB bruxellois<sup>103</sup>. L'OCDE et le Conseil européen affirment pour leur part que ce coût peut s'élever de 1% à 2% du PIB, soit jusqu'à 1,36 milliard d'euros par an pour Bruxelles<sup>104</sup>.

Une forte électrification des transports (véhicules, trains, trams...) est attendue ces prochaines années, surtout dans le secteur automobile, et devrait participer à la diminution des émissions liées aux déplacements. L'électrification des voitures permettra également et de renforcer les capacités de stockage d'électricité (voir plus loin la section 9.5 consacrée au stockage), soit un volet important de la stratégie énergétique que nous défendons et qui se retrouve également dans le pacte énergétique interfédéral. Pour ALBRECHT il faudrait un parc automobile de 2 millions de véhicules électriques (soit 40% du parc automobile) pour se rapprocher d'une capacité de stockage nationale de 2.500 MW. Or, le pacte énergétique va encore plus loin, fixant un objectif de 3.500 MW. Autant dire qu'une stratégie ambitieuse doit être mise en œuvre pour accélérer le rythme d'acquisition de voitures électriques et d'installation des infrastructures et équipements nécessaires à leur utilisation (bornes de recharge, réseaux...). Selon la CREG, la présence d'un million de voitures correspondrait à une hausse estimée de 4% de la consommation d'électricité sur l'année. Si ces véhicules sont rechargés à des moments inadéquats (périodes de pics de consommation), ils pourraient avoir un impact sur la sécurité d'approvisionnement. Par contre, s'ils sont rechargés en période creuse, lorsque l'électricité intermittente est abondante, et utilisée de manière rationnelle durant les heures plus critiques, l'impact sur la sécurité d'approvisionnement sera neutre, voire même positif si d'ici 2030, le système de « power to the grid » est opérationnel. Celui-ci consiste à permettre aux véhicules

électriques de se brancher en double flux au réseau d'électricité, non seulement pour charger la batterie, mais aussi pour réinjecter l'énergie qu'elle contient vers le réseau si nécessaire (par exemple lors d'une soirée d'hiver où le risque de déficit d'électricité par rapport à la demande est important).

Enfin, le développement des véhicules électriques devrait contribuer à améliorer non seulement la performance énergétique, mais aussi environnementale de la Belgique, étant donné que ces véhicules n'émettent pas de CO<sub>2</sub> et de particules fines, exception faite du processus de fabrication qui précède leur commercialisation et du processus de production de l'électricité qu'ils consomment (si cette électricité provient de centrales thermiques). Les véhicules hybrides ou utilisant du CNG (gaz naturel comprimé) peuvent aussi contribuer à la réduction de la pollution provenant du trafic routier.

Ces dernières années, de nombreuses mesures ont été menées ou avancées afin de promouvoir les modes de déplacement alternatifs à l'utilisation individuelle de la voiture (covoiturage, transports ferroviaires ou en bus, vélo, marche...), à encourager l'acquisition de véhicules plus propres ou électriques et un usage de l'automobile plus parcimonieux ou encore à rendre le transport de marchandises plus durable.

En 2014, le cdH proposait l'instauration d'un « budget mobilité »<sup>105</sup> permettant aux employeurs d'offrir plusieurs formes d'avantages extra-légaux (intervention dans les frais de logement si le travailleur souhaite se rapprocher de l'entreprise ; prise en charge des dépenses de télécommunication pour favoriser le télétravail ; bonus financier en cas d'utilisation des transports en commun ou du vélo...) plutôt que de se limiter au système à la mise à disposition d'un véhicule de société.

Le cdH demande également depuis plusieurs années d'achever le RER dans les meilleurs délais, en utilisant les budgets d'investissement ferroviaire avec plus de souplesse en rendant la clé de répartition 60/40 pluriannuelle. Le Gouvernement fédéral a finalement suivi sa demande, ce qui permet de relancer le chantier RER. Plus globalement, il est indispensable de réinvestir dans le réseau ferroviaire afin de le rendre plus attractif auprès des citoyens et des entreprises. En ce qui concerne le transport de marchandises et matières premières, les voies navigables représentent une alternative qu'il convient de rendre plus compétitive.

En Wallonie, sous l'impulsion du Ministre wallon de la Mobilité Carlo DI ANTONIO, le Viapass pour les poids

<sup>103</sup> BECI, Le livre blanc de la mobilité. Pour une mobilité efficiente par une répartition modale intelligente dans et autour de la Région de Bruxelles-Capitale. État des lieux, modèles inspirants et recommandations, 2014. [http://www.beci.be/media/uploads/public/custom/Voice\\_of\\_Brussels/Livre\\_blanc\\_mobilite.pdf](http://www.beci.be/media/uploads/public/custom/Voice_of_Brussels/Livre_blanc_mobilite.pdf)

<sup>104</sup> OCDE, *Études économiques de l'OCDE : BELGIQUE*, 2013. [https://static.lecho.be/upload/BELGIQUE\\_2013\\_4073721-2613451.pdf](https://static.lecho.be/upload/BELGIQUE_2013_4073721-2613451.pdf)

<sup>105</sup> Voir page 41 du programme du cdH lors des élections de 2014: [http://www.lecdh.be/sites/default/files/axe\\_4\\_-\\_final.pdf](http://www.lecdh.be/sites/default/files/axe_4_-_final.pdf)

lourds a été mis en place. Il permet de responsabiliser les transporteurs routiers et de tenir compte des externalités (pollution, congestion...) de ce mode de transport dans la fiscalité routière. Des normes plus strictes sur la performance environnementale des véhicules ont également été adoptées (avec d'ici 2030, la fin programmée de l'usage de voitures diesel).

Toujours à l'initiative du Ministre DI ANTONIO, le Gouvernement wallon a adopté le plan "Vision de la mobilité wallonne à 2030 - Fluidité, Accessibilité, Sécurité, Santé, Transfert modal (FAST)<sup>106</sup> en octobre 2017. Dans le cadre du plan d'investissement du GW adopté en janvier 2018, 600 millions d'euros sont prévus pour le concrétiser. Cette vision entend clairement repenser la mobilité et favoriser le transfert modal, au travers de changement en termes de gouvernance, d'investissements et de comportement. Le plan est ambitieux en ce qui concerne le transfert modal qu'il souhaite provoquer : passer d'une part modale du vélo de 1% à 5%, de la marche de 3% à 5%, renforcement de l'utilisation des transports publics, développement du covoiturage... Les infrastructures pour les piétons et cyclistes seront également renforcées. Même si la marge de progression est encore importante, la part des modes actifs de déplacement se renforce petit à petit, notamment grâce au réseau RAVEL (long de 1400 km en 2017). Dans le cadre du plan FAST, le RAVEL verra progressivement son utilité élargie, passant d'une utilisation majoritairement dédiée aux loisirs et au tourisme, vers une utilisation comme mode de déplacement structurant, reliant les zones de vie et les zones de concentration d'activité économique. Cette évolution permettra réellement aux modes de déplacement doux de réaliser tout leur potentiel. Son accessibilité sera renforcée pour lui permettre d'accueillir plus de déplacements quotidiens vers les écoles et entreprises. La conclusion d'un nouveau contrat de gestion de la SRWT doit aussi favoriser le renouvellement de la flotte de bus, l'amélioration des dessertes et de la qualité des services ou encore service minimum des TEC. Davantage de bandes bus en zones urbaines et péri-urbaines et de parkings P+R verront également le jour tout. Enfin, le projet du tram de Liège se concrétisera prochainement puisque sa mise en service est planifiée pour 2022. Un incitant public sera octroyé dans le déploiement d'infrastructures (bornes électriques, stations de recharge au gaz liquéfié, power-to-gas (fabrication d'hydrogène par électrolyse), unités de production de biogaz à partir de déchets pour le réseau de transport public,) permettant la transition vers des véhicules moins polluants et moins nuisibles pour la santé. La vision FAST ambitionne également de contenir l'augmentation du besoin de déplacement, par le changement des comportements, le développement d'un aménagement du territoire rationnel

conformément aux dispositions du Schéma de Développement Territorial et via le développement de mesures cohérentes notamment pour promouvoir le télétravail et le coworking.

À Bruxelles, sous l'impulsion de la Ministre bruxelloise Céline FREMAULT, une zone de basse émission est mise en œuvre à Bruxelles depuis janvier 2018. Cette mesure peut être mise en application dans d'autres villes belges. Par ailleurs les chantiers à répétition dans les tunnels bruxellois incitent certes les Bruxellois comme les navetteurs à se détourner de leur voiture, mais également pour ces derniers à ne plus se rendre dans la capitale. Il est donc nécessaire de développer rapidement des alternatives crédibles à la voiture.

D'autres mesures doivent être mises en place notamment pour inciter les camions à se déplacer en heures creuses : le trafic de poids lourds représente une part importante du trafic routier, y compris en heure de pointe (environ 15%) : adapter le prélèvement kilométrique sur les camions (viapass) sur les axes autoroutiers les plus embouteillés entre certaines heures, à définir en concertation avec le secteur, afin de diminuer la fréquentation durant les périodes les plus congestionnées ; créer un centre de déchargement logistique à Bruxelles pour limiter le trafic de grands transporteurs en ville...

Le développement de réseaux cyclables intégrés dans chaque commune est aussi indispensable. Les coupures urbaines, comme le fait qu'une piste cyclable aboutisse sur une voirie non équipée ou un carrefour dangereux, réduisent l'attractivité de ce mode de transport. La continuité des itinéraires, orientés vers les déplacements quotidiens, est une priorité.

Une fiscalité incitative doit être instaurée afin d'encourager l'acquisition de véhicules plus propres (gaz, électricité, faible consommation et émissions...).

Enfin, le covoiturage reste le moyen le plus efficace pour réduire les nuisances de l'automobile sur le plan des embouteillages, des émissions de particules fines et de CO<sub>2</sub>.

Plus largement, on peut s'interroger sur la pertinence du développement du transport aérien et en particulier low-cost dans le cadre d'une métamorphose de nos modes de mobilité. Ce développement est anachronique et le coût du ticket est de loin inférieur au coût réel induit par ce type de transport. Le transport aérien est responsable d'environ 2% des émissions de CO<sub>2</sub>. Un avion émet en moyenne 360 g équivalents CO<sub>2</sub> par kilomètre, une voiture 150 g/eqCO<sub>2</sub> et un train 11 g/eqCO<sub>2</sub><sup>107</sup>. Un déplacement par avion est donc davantage nuisible à l'environnement. La fiscalité européenne doit être adaptée afin de ne plus favoriser ce mode de transport,

<sup>106</sup> <http://diantonio.wallonie.be/files/Documents/11037-fastmobilitwallonie2030.pdf>

<sup>107</sup> ADEME, *Optimiser ses déplacements. Les impacts de la mobilité actuelle*, 2014.

en particulier pour les distances courtes qui peuvent être réalisées par la voie ferroviaire.

#### PROPOSITIONS :

36. **Doubler le nombre de jours-personnes de télétravail en Belgique.** Actuellement, 17% de personnes bénéficient du télétravail et pour ceux-ci, le nombre de jours accordés moyen s'élève à 1,5. Pour rappel, selon le SPF, 40% des travailleurs ont un emploi qui leur permet de télétravailler, parfois avec quelques ajustements. Pour les 60% restants, c'est plus compliqué. Il est donc possible de dépasser la barre de 30% de travailleurs bénéficiaires et de 2 journées en moyenne de télétravail.
37. **Permettre de concentrer ses heures de travail sur 4 jours plutôt que 5 ou de travailler plus durant certaines semaines et moins pour d'autres (garde d'enfants).**
38. **Développer le "téléTRAINvail" en assurant un accès internet dans le train, plus de tablettes et de prises disponibles, et en encourageant les employeurs à reconnaître le travail accompli durant les trajets.** Appliquer la même démarche pour les voyages professionnels en autocar. À terme, élargir le télétrainvail à l'ensemble des transports publics, au covoiturage et aux véhicules autonomes.
39. **Pérenniser et étendre le réseau express de covoiturage (RECO)** avec davantage de bandes réservées aux covoitureurs sur les autoroutes, la mise en place de stations d'embarquement et de débarquement faciles et rapides le long du réseau autoroutier, le développement d'une nouvelle application partagée sur tout le territoire belge, la meilleure prise en compte fiscale du covoiturage et la mise en place de navettes assurant le retour vers le point de départ.
40. **Prévoir systématiquement sur les routes régionales et communales en travaux des aménagements pour sécuriser l'usage du vélo** (pistes cyclables en sites propres, marquage au sol, zones avancées). Revoir le mécanisme de financement des investissements communaux à cet effet. Faire évoluer le réseau RAVEL afin qu'il serve aussi aux trajets domicile-travail et domicile-école et pas uniquement aux promenades touristiques (nouveaux itinéraires, connexion avec les autres réseaux cyclables, les pôles d'emploi...).
41. **Mettre en place des aides financières pour soutenir l'achat et l'usage du vélo et du vélo électrique ou encore d'autres véhicules légers (trottinette, hoverboard...)** : réduction de la TVA à 6% ; déductibilité pour l'entreprise à 120% pour tous les frais liés à ce type de véhicule ; primes pour son acquisition et indemnités de déplacement domicile-travail obligatoire avec démarches administratives simplifiées pour en bénéficier.
42. **Instaurer la portabilité des droits d'enregistrement** afin de permettre aux travailleurs de racheter une habitation plus proche du travail, sans devoir repayer 100% de droits d'enregistrement.
43. **Accorder une réduction d'impôt durant 5 ans pour celles et ceux qui choisissent de se rapprocher de leur lieu de travail parce qu'ils ne disposent pas d'une offre de transport public suffisante.** Cette réduction sera équivalente aux frais réels liés aux trajets domicile-travail déclarés par le travailleur avant son déménagement.
44. **Réduire à terme le parc automobile belge en limitant l'avantage fiscal aux seules voitures de société les plus performantes sur le plan environnemental et en permettant de remplacer cet avantage par un budget mobilité, une aide au logement (intervention dans le crédit hypothécaire ou le loyer) ou l'octroi de titres-services.** Procéder par phase afin de permettre aux entreprises et aux salariés de s'adapter à ce nouveau système.
45. **Aménager de véritables pôles de mobilité qui combinent gares, arrêts de bus et de trams, parkings de covoiturage, véhicules partagés (voitures, vélos, etc.), parkings (avec bornes de recharge électrique) et abris vélo sécurisés.** Espace de coworking et commerces feront partie de ces pôles.
46. **Refinancer le ferroviaire et garantir au minimum un train par heure et par sens dans toutes les gares et points d'arrêts.** Accélérer la finalisation du RER.

47. En attendant l'instauration d'une vignette automobile, réformer la taxe de mise en circulation et la taxe de circulation afin de mieux prendre en compte les émissions de CO<sub>2</sub> réelles, la masse et la puissance du véhicule. Prendre en compte la composition du ménage dans le calcul de la taxe afin de ne pas pénaliser les familles nombreuses.
48. Rendre effective la zone de basse émission mise en œuvre à Bruxelles, assurer son renforcement progressif et appliquer cette mesure à d'autres villes belges.
49. Réduire significativement le transport de marchandises par camion en développant les alternatives (transport ferroviaire et par voie navigable, vélo-cargo...).
50. Soumettre à l'échelle européenne le kérosène des avions et le fuel des navires aux accises, harmoniser la TVA sur les billets d'avion et de train à l'échelle européenne, en fixant un taux maximum pour les premiers et un taux minimum pour les seconds. Ces moyens doivent être dédiés à un fonds pour la mobilité durable, qui soutienne le développement de la mobilité durable.

### 3.1.5. Conclusion

De manière plus transversale, il est indispensable que tous les secteurs et acteurs prennent leur part de responsabilité pour contribuer à la diminution de la consommation d'énergie.

Le **secteur public** doit montrer l'exemple, tant sur le plan des choix d'investissement que de l'organisation du travail et du fonctionnement interne ou encore des critères de sélection qualitative ou d'évaluation des offres dans le cadre de marchés publics. La direction générale et le service des ressources humaines des organismes publics peuvent par exemple mettre en place un programme d'action à destination des employés afin de les sensibiliser aux enjeux et aux conduites à privilégier. Ils peuvent aussi adapter les processus et activités pour les rendre moins énergivores ou encourager chaque service à développer des projets ou soumettre des propositions.

En ce qui concerne le **secteur privé**, nous proposons de poursuivre la mise en œuvre d'accords de branche (c'est-à-dire la conclusion sur base volontaire de contrats d'objectifs, entre la Wallonie et les secteurs industriels, représentés par les entreprises les plus intensives en énergie via leur fédération) et d'élargir leur utilisation à de nouveaux secteurs ainsi qu'aux PME. Pour rappel, les accords de branche de première génération mis en place en Wallonie jusqu'en 2013 ont permis aux 173 entreprises les plus importantes, actives dans 16 secteurs différents, soit environ 90% de la consommation industrielle wallonne, de réduire leur consommation énergétique de 16,5%. Les accords de seconde génération (2014-2020) sont en cours d'implémentation et comprennent de nouveaux objectifs et de nouvelles méthodologies.

En réduisant leur consommation d'énergie, électrique, mais également et surtout fossile (chauffage, transport...), les particuliers, les administrations et les entreprises réalisent des économies. Celles-ci permettront de compenser, partiellement ou totalement, la hausse probable des prix de l'énergie et plus particulièrement de l'électricité à moyen terme, selon diverses estimations répertoriées préalablement dans notre étude, le coût de production, de transport et de distribution de l'électricité devrait augmenter dans les 25 prochaines années).

Enfin, en ce qui concerne la sécurité d'approvisionnement, le fait d'utiliser des bâtiments, infrastructures et équipements moins énergivores et de faire preuve de parcimonie et de sobriété dans la consommation électrique aura pour effet de limiter le niveau des pics de consommation, indépendamment de la flexibilité de la demande et du stockage.

**Nous estimons à +1.500 MW<sup>108</sup> le gain de charge supplémentaire qu'il serait possible de générer en période de consommation de pointe avec des investissements plus importants dans la performance énergétique et un changement progressif, mais structurel des modes de consommation et de mobilité.**

---

<sup>108</sup> = 500 MW (chauffage électrique) + 600 MW (éclairage) + 200 MW (entreprises, hors chauffage, éclairage et organisation du travail) + 200 MW (habitudes de consommation des particuliers et organisation des administrations et entreprises). Nous postulons que la croissance du parc automobile électrique aura un effet modéré sur les pics de consommation parce que les pouvoirs publics auront mis en place des mécanismes incitatifs visant à encourager la recharge des batteries quand les

énergies intermittentes sont disponibles (en journée et en période venteuse). Comme le confirme la CREG : « *une introduction massive d'un (et même deux) million(s) de voitures particulières électriques en Belgique ne fera pas baisser la sûreté d'approvisionnement, à condition que les véhicules électriques soient chargés à un moment opportun* » (CREG, *Étude sur le fonctionnement et l'évolution des prix du marché de gros belge de l'électricité - rapport de suivi 2016, 2017*. Le volume annuel global de consommation augmenterait quant à lui de 3 à 5 TWh.

### 3.2. ENCOURAGER LA FLEXIBILITE DE LA DEMANDE D'ELECTRICITE

Complémentairement à une utilisation plus rationnelle de l'énergie et au développement des énergies renouvelables, il est indispensable de concentrer sa consommation lors de périodes où les capacités de charge sont excédentaires et la réduire quand ces capacités s'avèrent insuffisantes. En effet, la sortie du nucléaire et les objectifs de la COP21 induisent un shift énergétique vers davantage de production renouvelable et décentralisée au travers desquels l'offre d'électricité deviendra moins stable et prévisible qu'aujourd'hui. Les rythmes de consommation électrique devront en tenir compte pour deux raisons : garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité (éviter un délestage à grande échelle qu'imposerait un grave déficit de l'offre par rapport à la demande : la puissance demandée par les utilisateurs dépasse de manière trop importante la puissance disponible maximale) et réduire le coût des infrastructures et services de transport et de distribution de l'électricité. Plus le marché se caractérise par des périodes où l'offre d'électricité est fortement excédentaire, plus les infrastructures de transport, de distribution et de délestage doivent être puissantes pour acheminer l'électricité vers des zones de consommation ou de stockage. Or, actuellement, les réseaux des GRD ne sont pas suffisamment adaptés à un tel marché décentralisé.

L'enjeu consiste donc à adapter la consommation électrique pour profiter des périodes de production renouvelable élevée, en particulier à proximité des équipements photovoltaïques et éoliens. Les pouvoirs publics doivent dès lors mettre en place des politiques qui encouragent les utilisateurs à consommer l'électricité quand elle est fortement disponible (période venteuse et le jour) et à limiter leur consommation quand elle se raréfie (par exemple en période peu venteuse, en soirée, la nuit), en d'autres termes à avancer ou postposer certaines activités énergivores lorsque le déséquilibre entre l'offre et la demande le justifie. C'est ce qu'on appelle le déplacement de charge ou gestion de la demande.

#### 3.2.1. *Encourager les entreprises, administrations, prosumers et citoyens à déplacer leur consommation lors de périodes critiques*

La diminution des unités de production en principe « prévisibles » (comme les centrales nucléaires, mais de plus en plus aléatoires compte tenu des pannes successives), l'électrification attendue des usages et des transports et le développement des énergies renouvelables intermittentes nous obligent à repenser nos modes de consommation de l'électricité. En effet, la puissance disponible à partir de ces énergies dépend des aléas météorologiques et ne suit pas naturellement la variation de la demande durant l'année, la semaine et la journée. Les écarts entre les deux courbes (déficit ou surplus) se feront plus fréquents. D'où la nécessité d'amener les citoyens à adapter leurs usages de l'électricité en fonction de sa disponibilité.

Quatre acteurs peuvent déplacer leur consommation dans le temps pour réduire l'ampleur des pics de consommation ou rapprocher la demande de l'offre d'électricité lorsque cette dernière est limitée, par exemple lors de soirées d'hiver, quand il n'y a pas de vent.

En priorité, certaines entreprises ont la possibilité d'optimiser les processus de production par rapport à la disponibilité en électricité et chaleur. Il convient de les inciter à ce qu'ils s'engagent dans cette voie via un signal prix qui leur permet de tirer un bénéfice d'une réorganisation de la production et du travail. Des solutions techniques et commerciales se sont développées ces dernières années, notamment en Belgique. Le gestionnaire du réseau de transport Elia achète de la flexibilité, soit directement ou soit par l'intermédiaire d'agrégateurs d'effacement, auprès de certains consommateurs comme de grands industriels ou des organismes et institutions publiques énergivores. En d'autres termes, chaque agrégateur dispose d'un « portefeuille » de clients qui acceptent de réduire leur consommation ou d'arrêter certains processus de production, ou encore d'activer un générateur de secours (ex : cogénération), si l'agrégateur leur demande. Ces entreprises ont souvent des contraintes qui les obligent à maintenir des activités durant certaines périodes, de sorte que toutes les entreprises clientes d'un agrégateur ne peuvent en même temps réduire ou couper le courant électrique. Toutefois, l'agrégateur a connaissance de ces contraintes et peut estimer l'effacement maximum possible selon les heures de la journée et les moments de l'année. Les entreprises sont rémunérées lorsqu'elles souscrivent à ce type de contrat, ce qui peut aussi participer à leur rentabilité. En Belgique, plusieurs opérateurs de flexibilité sont déjà actifs et proposent des solutions aux entreprises : Actility Benelux, REstore, Flexiris/Lampiris, Anode, Teamwise, Powerhouse et Next Kraftwerke.

Deuxièmement, les organisations publiques (administrations, écoles...) doivent montrer l'exemple en adaptant leur consommation d'électricité selon en fonction de sa disponibilité. Ils peuvent, le cas échéant, faire appel à un agrégateur.

Troisièmement, les prosumers bénéficient actuellement du mécanisme du compteur qui tourne à l'envers. Ce mécanisme permet d'injecter l'électricité excédentaire sur le réseau et ainsi de faire diminuer la consommation d'électricité enregistrée, induisant une diminution de la facture et une rentabilisation de leur investissement. Toutefois, ce mécanisme a une faiblesse : il n'encourage pas les propriétaires de panneaux photovoltaïques à concentrer leur consommation électrique en période d'ensoleillement et à la réduire en soirée ou la nuit. De ce fait, un volume croissant d'électrons non consommés en journée est réinjecté sur le réseau, ce qui implique d'importants coûts de transport et de distribution reportés sur les autres consommateurs. Leur consommation en soirée ne participe pas non plus à une réduction du niveau du pic de consommation. La mise en place de compteurs intelligents permettra à l'avenir de développer une tarification plus incitative.

Enfin, alors que nous restons encore aujourd'hui dans un système de taxation de l'énergie +/- forfaitaire et de tarification du réseau mono-horaire ou bi-horaire jour/nuit fondé sur la production continue des centrales nucléaires et l'abondance d'électricité, l'ensemble des utilisateurs devront à terme passer à une tarification plus dynamique. Il existe deux systèmes complémentaires qui peuvent être développés en Belgique : les incitations tarifaires et les effacements « de marché » diffus.

Les incitations tarifaires s'appuient sur le même principe que la tarification bi-horaire jour-nuit. Le consommateur s'accorde avec un fournisseur pour bénéficier d'un tarif avantageux durant certaines périodes et d'un tarif plus élevé pour d'autres. Si la tarification jour-nuit se base sur le créneau horaire 8h-20h, la tarification du futur devra à la fois intégrer les périodes de la journée et de l'année les plus énergivores et celles où l'on enregistre les charges électriques disponibles les plus faibles parce que les éoliennes ont tendance à moins tourner et/ou l'ensoleillement est faible ou nul. La tarification devra donc prévoir une hausse du prix au kWh quand la consommation est élevée et que l'éolien et le photovoltaïque produisent peu et inversement. Ce modèle doit encore être défini et peut se baser sur les prix des bourses de l'électricité, quart d'heure par quart d'heure et qui reflètent l'équilibre ou non entre l'offre et la demande d'électricité. Doit-on prévoir un calendrier figé à l'année qui a l'avantage d'être clair pour les consommateurs qui ne disposent pas des équipements qui leur permettent d'adapter automatiquement la consommation de leurs appareils électriques en fonction des signaux de prix de marché, mais qui ne permettra pas de prévoir correctement la production éolienne et les besoins de chauffage ? L'exemple de l'offre TEMPO en

France s'inscrit dans cette perspective, avec trois catégories de journées (jours bleus, jours blancs et jours noirs fixés à l'année, avec également des heures creuses de 22 heures à 6 heures du matin). Ou alors, doit-on privilégier une tarification dynamique qui s'ajuste chaque semaine, chaque jour ou chaque quart d'heure, selon la météo, mais qui soit plus complexe et risque de pâtir d'un manque de clarté ? Nous pensons que les deux modèles peuvent être intégrés dans un seul par exemple en identifiant des créneaux horaires fixés en début de semaine (ce qui permet d'intégrer des prévisions météorologiques satisfaisantes).

Afin d'inciter les consommateurs à utiliser le réseau lorsque l'électricité renouvelable est disponible en grande quantité et de limiter la consommation lorsque cette énergie propre est moins disponible pour répondre à la demande, il est nécessaire d'évoluer vers une tarification plus dynamique qui peut se baser sur les prix des bourses de l'électricité et qui reflète l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité pour les consommateurs disposant des équipements leur permettant d'adapter automatiquement la consommation de leurs appareils électriques.

Pour les consommateurs qui ne disposent pas de ces équipements, nous plaçons provisoirement en faveur de l'instauration de trois périodes de référence fixes, planifiées à l'année (heures vertes = tarif réduit, blanches = tarif standard et rouges = tarif élevé) afin de préserver la simplicité du système de tarification auxquelles correspondent des prix déterminés. À ce calendrier annuel viendrait se greffer deux autres types de périodes « mobiles » (périodes noires en cas de risque d'un important déficit entre l'offre et la demande et périodes jaunes en cas de très fort excédent de la production d'électricité par rapport à la demande). Pour ces deux dernières périodes, chaque semaine, un calendrier tarifaire hebdomadaire construit à partir des données météorologiques et des prévisions de la demande serait publié par le régulateur. Les fournisseurs devraient se conformer à ce référentiel dans la définition de leurs offres.

La généralisation des compteurs intelligents et de la domotique (mise en route ou arrêt à distance ou par programmation des équipements électriques) facilitera la mise en place de ce dispositif. À moyen terme, le développement d'un réseau central intelligent, de micro-réseaux décentralisés et des compteurs communicants devrait permettre d'évoluer vers une tarification dynamique qui reflètera en temps réel les prix du marché, mais aussi le coût effectif du transport et de la distribution (par exemple consommer de l'électricité produite à proximité de chez soi au moment où elle est la plus disponible coûtera beaucoup moins cher).

Le système devra toutefois veiller à protéger les consommateurs par rapport à leurs données personnelles. Il devra également leur assurer un réel

bénéfice de leur mode de consommation plus responsable. Pour ce faire, nous proposons d'inciter les fournisseurs et les gestionnaires de réseaux de distribution à mettre en place de tarifs reflétant mieux le niveau du prix de l'électricité sur le marché afin d'inciter davantage le client à consommer au bon moment et à automatiser son mode de consommation. Compte tenu de la hausse souhaitée du parc automobile électrique, les utilisateurs de véhicules électriques pourront aussi bénéficier de ce tarif variable.

Complémentairement, et vu l'objectif ambitieux de développement du photovoltaïque en Belgique d'ici 2030, il est indispensable d'adapter la tarification appliquée aux prosumers afin de les encourager à autoconsommer directement leur production d'électricité et d'éviter de la prélever au départ du réseau en période de pointe. Cette réforme s'impose pour de nombreuses raisons : le maintien du système actuel risque d'être impayable (nouveaux investissements nécessaires dans les réseaux de distribution afin d'absorber les fortes fluctuations de consommation ou de réinjection d'électrons, besoins supplémentaires de capacités thermiques de réserve...) pour les citoyens et entreprises qui ne disposeront pas d'installation d'autoproduction et sur qui seront reportés les coûts. Afin de ne pas piéger les propriétaires actuels de panneaux photovoltaïques, seuls les nouveaux entrants (nouvelles installations) devront être soumis à la nouvelle tarification. Par ailleurs, la meilleure consommation de l'électricité se situe au plus proche de l'endroit où elle est produite, afin de minimiser les déperditions durant son transport. Or, actuellement, seulement 1/3 de l'énergie produite par les prosumers est autoconsommée, les 2/3 restants étant réinjectés dans le réseau. Il conviendrait d'atteindre 2/3 d'autoconsommation et 1/3 de réinjection sur le réseau.

Enfin, un système d'effacement de marché « diffus » peut aussi être déployé auprès des particuliers et petites entreprises. Dans ce cadre, ces derniers autorisent un opérateur de flexibilité à commander à distance certains usages en temps réel (par exemple un boiler électrique, un frigo, une climatisation...), en fonction des besoins du marché et en tenant compte des contraintes communiquées par le client. La généralisation des compteurs communicants et la domotique (arrêt automatique de certains appareils ou équipements en période de pointe<sup>109</sup>) rendent possible cette évolution.

### 3.2.2. Développer et encadrer le compteur intelligent

Les compteurs intelligents peuvent fournir des données plus pointues et pratiques, en temps réel, sur la consommation énergétique de l'utilisateur : consommation horaire, quotidienne, mensuelle ou annuelle permettant au consommateur d'identifier les périodes les plus énergivores et leurs causes ou d'estimer provisoirement sa consommation en euros. La mise en réseau offre également la possibilité de comparer sa consommation avec la consommation moyenne des autres utilisateurs. Ils aident le consommateur à vérifier l'exactitude des factures, réduisent les risques de fraude aux compteurs et facilitent certaines opérations comme les déménagements ou les dépannages.

Le déploiement des compteurs intelligents permet également une gestion plus active du réseau par les opérateurs puisqu'il facilite l'équilibrage entre l'offre et la demande, ce qui est particulièrement intéressant sachant que la part de l'injection d'électricité renouvelable décentralisée augmentera à moyen terme. C'est au travers des compteurs intelligents que pourront se développer les microréseaux virtuels (fonctionnant sur le réseau actuel d'électricité).

Depuis plusieurs années, ces compteurs intelligents se développent dans de nombreux États européens. En Belgique, des compteurs plus spécifiques existent également, notamment les compteurs à budget en Région wallonne qui, dans le cadre de la politique sociale et de maîtrise de la facture d'énergie, fonctionnent selon un système de prépaiement (il faut « charger » son compteur à budget avant de pouvoir consommer l'énergie). Les diverses expériences menées en Europe permettent aujourd'hui d'avoir un recul satisfaisant sur les bénéfices, les coûts, les limites et les risques qu'induisent les compteurs intelligents. Le marché des constructeurs de compteurs d'électricité est également en train d'intégrer cette nouvelle donne et plusieurs constructeurs ont déjà annoncé leur décision d'arrêter à court terme la fabrication des compteurs mécaniques traditionnels. Le Gouvernement wallon a décidé de remplacer une partie des compteurs mécaniques par des compteurs communicants d'ici 2034.

L'obligation de placement d'un compteur communicant touchera exclusivement les consommateurs ayant un impact significatif sur le réseau de distribution (avec pour objectif de dépasser 80% des compteurs pour ce public d'ici 2030). Il s'agit notamment des ménages qui consomment plus de 6.000 kWh d'électricité par an (+/- 15% des ménages wallons), des prosumers et des ménages disposant d'une borne de recharge pour véhicules électriques. Il en sera de même

<sup>109</sup> Au niveau des bâtiments, la généralisation des thermostats contrôlables à distance permet également de diminuer la consommation de chauffage depuis n'importe quel lieu, dès lors

qu'il n'est pas nécessaire de chauffer certains locaux ou le bâtiment.

pour les compteurs à budget ainsi que des immeubles où un nouveau compteur doit être installé (dans de nouvelles constructions ou lorsque le compteur mécanique doit être remplacé). Les autres consommateurs non soumis à cette obligation, mais qui en font la demande, pourront également bénéficier d'un compteur intelligent.

La Région de Bruxelles-Capitale a également adopté des décisions en ce sens.

Si cette nouvelle technologie semble receler de nombreux atouts, elle n'est pas non plus sans risques pour les consommateurs. En effet, sans mesures préventives, le compteur intelligent offre la possibilité à certains opérateurs privés ou services administratifs de disposer de données de consommation très détaillées ou d'y accéder pour des motifs très variés, outre l'intrusion dans la vie privée des personnes, les données générées peuvent également amener certains fournisseurs à développer des formules tarifaires plus complexes et incertaines, aux dépens du consommateur. Enfin, tout le monde n'est pas égal dans sa consommation d'électricité (logement mal isolé en raison d'un manque de moyens financiers, difficultés à payer ses factures, analphabétisme ou difficultés à comprendre les données fournies par le compteur...). Il ne faut pas que le compteur communiquant exacerbe ces inégalités. Il doit au contraire garantir à chacun le droit de bénéficier d'un minimum d'énergie et contribuer à plus de cohésion sociale.

Parmi les mesures visant à protéger les citoyens et consommateurs, nous pensons :

- au design du compteur qui doit offrir un accès facile et instantané à des données claires et lisibles pour tous les citoyens ;
- à la stricte confidentialité des informations collectées par les compteurs intelligents. Elles ne pourront être utilisées que dans des conditions encadrées par la législation et au seul bénéfice économique du client final. Nous plaidons par conséquent pour que le

développement de réseaux et compteurs intelligents soit couplé à la mise en place d'un cadre légal strict garantissant la confidentialité de leurs données de consommation, l'impossibilité pour les fournisseurs d'utiliser ces dernières à des fins tarifaires et les prémunissant de toute dérive pouvant aboutir à une augmentation artificielle de leurs factures ;

- à la protection des droits des consommateurs ne possédant pas encore de tels compteurs pour éviter que ne se créent des différences de traitement entre les consommateurs ;
- à la mise en place de mesures complémentaires visant à aider les consommateurs disposant d'un compteur intelligent à en faire le meilleur usage : le renforcement de la lisibilité de la facture, l'amélioration des comparateurs de prix et la création d'un service d'accompagnement des consommateurs ;
- à la protection des personnes souffrant d'hypersensibilité aux ondes électromagnétiques.

Comme indiqué préalablement, la capacité de « déplacement » de la demande d'ici 2030 peut atteindre 2.000 MW à 2.500 MW. Nous pensons qu'il est **possible d'atteindre les 2.500 MW.**

La flexibilité de la demande ne nécessite pas de budget à proprement parler puisqu'elle se fonde avant tout sur une adaptation de la tarification. Toutefois, l'installation de compteurs intelligents est indispensable. Les expériences menées dans les pays européens montrent que le prix plafond s'élève à 600 euros par compteur. Vu que la Belgique compte +/- 5,97 millions de compteurs, le coût global s'élèverait à 3,5 milliards d'euros à répartir entre les trois Régions sur une période de 17 ans (horizon 2035), soit 210 millions d'euros par an. Le financement de leur installation sera assuré au travers de la composante 'Distribution' de la facture d'électricité.

## PROPOSITIONS

51. **Généraliser le compteur communicant d'ici 2035, de manière progressive**, en ciblant en priorité les grands consommateurs d'électricité (plus de 6.000 kWh/an), les producteurs d'énergie renouvelable (prosumers, propriétaires d'une petite éolienne...), ceux disposant d'une borne de recharge pour véhicule électrique ou encore les nouvelles constructions. Remplacer les autres compteurs au fur et à mesure, lors du remplacement planifié de l'ancien compteur, de gros travaux de rénovation ou à la demande du consommateur.
52. **Mettre en place des mesures visant à protéger les consommateurs des risques liés à l'usage d'un compteur communicant** (protection de la vie privée, protection des droits des consommateurs, clarté des données communiquées par le compteur...).
53. **Pour les consommateurs disposant d'un compteur communicant et, le cas échéant, d'équipements permettant de moduler automatiquement le niveau de consommation d'électricité (domotique, objets connectés...), mettre en place une tarification dynamique se basant sur les prix des bourses de l'électricité et reflétant le coût effectif du transport et de la distribution ainsi que l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité.**
54. **Pour les consommateurs qui ne disposent pas de ces équipements, instaurer trois périodes tarifaires de référence fixes, planifiées à l'année** (heures vertes = tarif réduit, blanches = tarif standard et rouges = tarif élevé) **et deux autres périodes « mobiles »** (périodes noires en cas de risque d'un important déficit entre l'offre et la demande et périodes jaunes en cas de très fort excédent de la production d'électricité par rapport à la demande). Veiller à ce que cette tarification reste incitative et non punitive pour les consommateurs qui n'ont pas le choix d'utiliser le réseau durant les créneaux horaires les plus attractifs (modulation partielle de la composante distribution/taxes).
55. **Pour les nouveaux prosumers, instaurer un tarif d'injection qui encourage l'autoconsommation de l'électricité produite.**
56. **Renforcer le mécanisme d'effacement de marché « diffus » auprès des grandes entreprises, mais également le développer auprès des petites entreprises, du secteur public et non marchand et particuliers.** Dans ce cadre, soutenir les opérateurs de flexibilité chargés de gérer à distance le niveau de consommation d'électricité de leurs clients et de rémunérer leurs clients sur base des périodes de non-consommation qu'ils consentent.
57. **Amener les organisations publiques (administrations, écoles...) à montrer l'exemple en adaptant leur consommation d'électricité en fonction de sa disponibilité.**

### 3.3. DEVELOPPER LE STOCKAGE DE L'ELECTRICITE

En corolaire à la gestion de la demande, il est nécessaire d'accroître de manière importante la capacité de stockage d'ici 2030. Dans le cadre du pacte énergétique, les quatre entités belges impliquées se sont ainsi engagées à tendre vers une capacité de **3.500 MW d'ici 12 ans** comprenant des installations de pompage-turbinage d'une puissance de 1.908 MW (+600 MW), mais également des batteries fixes (entreprises, GRD, logements...) et mobiles (véhicules électriques) ainsi que d'autres technologies pour une puissance d'environ 1.600 MW. Cette ambition doit aussi passer par la recherche (et notamment l'utilisation de l'hydrogène).

#### 3.3.1. Electrifier le parc automobile belge

Le pacte s'appuie surtout sur l'électrification de la mobilité pour transférer les excédents de production vers le transport en journée et inversement des batteries mobiles vers le résidentiel et l'industriel durant la nuit (power to X)<sup>110</sup>. Les études récentes (ALBRECHT, ELIA...) montrent qu'il est possible d'atteindre de 1.188 MW à 7.048 MW de capacités de stockage via les batteries mobiles qui se trouvent dans les véhicules électriques (*vehicles to grids*<sup>111</sup>) auxquelles peuvent venir s'ajouter des capacités provenant de batteries stationnaires (de 130 MW à 1.040 MW) installées dans des bâtiments (industries, PME, habitations). La durée du stockage oscille entre 3h et 7h, ce qui pourrait être suffisant pour couvrir les périodes de pics de consommation (entre 17h30 et 20h30).

Tableau 9 – Estimation du nombre de véhicules électriques nécessaires selon le niveau possible de capacité de stockage par batterie mobile

Nombre de véhicules électriques	Taux de raccordement intelligent (permettant la réinjection sur le réseau)	Puissance (MW)
4.368 (situation actuelle)	0%	0
517.603	38%	1.048
929.923	49%	2.448
2.000.357	65%	7.048

Source : Johan ALBRECHT, 2017

Dans le cadre de notre livre blanc, nous fixons un objectif réaliste de l'ordre de 1.000 MW de puissance de stockage provenant des batteries mobiles et fixes. Pour tendre vers cette capacité de stockage de la Belgique devra compter environ 500.000 véhicules électriques en 2030. La diminution progressive des coûts des petits et moyens équipements de stockage (batteries au lithium, véhicules électriques...) et l'évolution de la réglementation (zone basses émissions à Bruxelles, sortie progressive du diesel à Bruxelles et en Wallonie à l'horizon 2030-2035) devrait contribuer à la croissance de ce type stockage. Le levier

fiscal doit également être mobilisé pour accélérer le développement de la filière.

Selon Xavier May de l'ULB, il y aurait +/- 625.000 voitures de société en Belgique, soit 13,5% des travailleurs. Un véhicule neuf mis en circulation sur deux est une voiture de société. La voiture-salaire est donc un levier puissant pour renouveler le parc automobile existant. Ces véhicules sont revendus sur le marché de l'occasion dans les 2 à 5 ans qui suivent, ce qui permet aussi de rajeunir le parc de voitures d'occasion. Or, les véhicules récents sont les plus « propres » en raison de l'évolution des normes de

<sup>110</sup> Les réflexions autour du « Power to X » visent aujourd'hui principalement à valoriser les surplus d'électricité intermittente (photovoltaïque, éolien) lors des périodes de faible demande. En l'absence d'une valorisation, cette électricité « fatale » complique en effet la gestion de l'équilibre du réseau électrique. L'ADEME envisage une interaction des différents réseaux (électricité, gaz, chaleur) « comme des moyens de stocker de l'énergie issue d'un autre vecteur énergétique (le réseau de gaz comme stockage de l'électricité, par exemple) et de leur offrir des débouchés complémentaires (production d'hydrogène décarbonée à partir du réseau électrique) ».

Source : <https://www.connaissancesenergies.org/power-x-une-piste-pour-reduire-les-emissions-de-co2-171010>

<sup>111</sup> Il s'agit d'un système permettant de transférer l'électricité du réseau vers les véhicules électriques mais également des véhicules électriques vers le réseau, quand cela est nécessaire. Ce système nécessite un dispositif technique (prises, câbles et compteurs adéquats) et financier (incitants « prix ») visant à encourager la charge des batteries des véhicules électriques lorsque l'énergie est disponible (en particulier l'énergie photovoltaïque, en journée) et d'utiliser la charge non utilisée de ces batteries en soirée pour alimenter le réseau ou directement le logement (réinjection dans le système électrique).

construction. La voiture de société peut donc être un levier intéressant pour verdir le parc automobile belge, à condition de limiter son octroi qu'aux véhicules électriques, CNG et, à moyen terme, à ceux utilisant l'hydrogène.

Mais le défi de l'électrification du parc automobile tel que suggéré par l'étude ALBRECHT et prise en compte dans le pacte énergétique interfédéral pose de nombreux défis. Des infrastructures et équipements de distribution et de connexion supplémentaires seront tout d'abord indispensables à l'échelle locale pour permettre aux voitures de se brancher au réseau. Les immeubles devront également prévoir des branchements intelligents à double flux. Ces investissements doivent faire l'objet d'un soutien public. Au niveau du véhicule et de sa batterie, la technologie doit également être

adaptée par les constructeurs automobiles. De plus, des mécanismes incitatifs devront être mis en place pour encourager les automobilistes à recharger leur véhicule en heures creuses et à réinjecter l'électricité durant les périodes de pics de consommation, en tenant compte également de l'équilibre des réseaux locaux concernés par la charge ou la réinjection étant donné que les véhicules électriques sont des moyens de stockage mobiles. Ceci permettra d'éviter un effet contreproductif, celui de l'exacerbation des pics de consommation d'électricité à l'échelle locale.

Une coordination entre Région et avec l'entité fédérale est en tout cas indispensable pour prévenir les effets d'aubaine entre territoires et assurer un équilibre du système électrique.

Figure 45– Illustration d'un véhicule électrique



Source : CCo – Creative Commons

Enfin, il faudra compléter le dispositif par le développement de microgrids, notamment virtuels, industriels et résidentiels connectés au réseau du GRD. L'intérêt de cette approche est triple : lissage de la demande dans le temps pour éviter les « pics », mutualisation des installations de production ou de stockage dans des micro-réseaux virtuels (meilleur équilibre offre-demande et économies d'échelle), réduction des coûts dans le réseau de transport et de distribution à charge des GRT et GRD qui sont répercutés sur la facture (vu que l'électricité est essentiellement produite à proximité des consommateurs).

L'électrification des véhicules routiers doit aller de pair avec le développement des voitures utilisant le CNG (*Compressed Natural Gas* pour Gaz Naturel Compressé). En effet, les voitures électriques sont davantage adaptées aux courtes et moyennes distances alors que le CNG permet de parcourir de plus longs trajets. Le CNG offre aussi la possibilité de réduire fortement les émissions de CO<sub>2</sub> et de particules fines relativement rapidement du fait de la maturité actuelle de cette technologie.

### 3.3.2. Mieux exploiter l'inertie thermique

Le recours à l'inertie thermique des matériaux et fluides concourt aussi au volume de stockage. Nous pensons par exemple au développement de réseaux de chaleur connectés à des sources d'électricité renouvelable et produisant de la chaleur en hiver et du froid en été (en priorité pour des quartiers nouveaux, de grands immeubles résidentiels et l'industrie), d'accumulateurs électriques de nouvelle génération (reliés à des équipements photovoltaïques ou à un compteur intelligent et à une tarification dynamique), de pompes à chaleur ou encore de chauffe-eau solaires s'inscrivent également dans une logique de stockage. Dans le secteur industriel et de la grande distribution, les congélateurs peuvent aussi être mobilisés. La chaîne du froid se maintient à partir de -18 degrés. Les congélateurs peuvent toutefois descendre beaucoup plus bas en température. Il est donc possible de concevoir des technologies du froid et des usages nouveaux où les appareils tourneront à plein régime lorsque l'électricité est excédentaire et bon marché, atteignant ainsi des températures plus basses, pour ensuite s'arrêter durant un laps de temps plus long, en période de pic de consommation, bénéficiant de l'effet d'inertie, jusqu'au moment où la température remonte à -18 degrés.

La technologie du changement de phase et le stockage géothermique font également partie des technologies à mobiliser.

### 3.3.3. Renforcer les capacités de pompage-turbinage

De nouvelles infrastructures de pompage-turbinage devront aussi contribuer au renforcement des capacités de stockage, à condition que la rentabilité de l'investissement soit satisfaisante. Il est notamment possible de renforcer la capacité des trois bassins de COO (+600 MW) et de créer de nouvelles unités de plus petite taille.

L'entreprise Rent A Port, la Société Régionale d'Investissement de Wallonie (SRIW), la Socofe et Idelux ont présenté un projet de « mini Coo » d'une capacité de 160 MW (120 MW par pompage turbinage et 40 MW par batterie) à proximité de La Roche-en-Ardenne. Le coût de l'investissement devrait osciller entre 330 et 400 millions d'euros.

Afin d'inciter les investisseurs privés à créer de nouvelles capacités de pompage-turbinage, le cadre légal doit être adapté pour rendre ce type d'investissement plus attractif : mise en place d'un mécanisme de rémunération des capacités, c'est-à-dire une aide financière versée à l'exploitant par le gestionnaire de réseau via un mécanisme d'enchères pour que l'installation contribue à l'équilibrage du réseau et à la sécurité d'approvisionnement<sup>112</sup> ; réduction ou suppression des tarifs de distribution lors du prélèvement (pompage) et de la réinjection (turbinage) de l'électricité sur le réseau...

Avec ce cadre réglementaire et financier plus favorable à l'investissement, d'autres petits sites de pompage-turbinage pourraient voir le jour. Dans le cadre du projet de recherche et développement wallon « SMARTWATER »<sup>113</sup> estime par exemple le potentiel de l'exploitation d'anciens sites carriers à 815 MW dont 140 MW pourraient être exploitables rapidement<sup>114</sup>. **Avec la création de petits bassins, nous fixons un objectif de 300 MW supplémentaires provenant du « petit pompage-turbinage » sur l'ensemble du royaume, auxquels viendront s'ajouter les 600 MW supplémentaires du site de COO, soit +900 MW ainsi que les +1.000 MW de stockage par batterie mobile ou fixe, faisant passer la capacité totale de stockage belge de 1.308 MW à +/- 3.200 MW.**

<sup>112</sup> Le gouvernement fédéral a adopté un avant-projet de loi en ce sens (pour toutes les capacités de production) le 20 juillet dernier qui doit être notifié à la Commission européenne.

<sup>113</sup> Partenaires du projet : Multitel, Ecorem, EngieLab, Engie-Electrabel, Engie-Fabricom, IDETA, ULB-ATM, UCL-CEREM,

les départements GELE et GEO de l'UMONS, les départements HECE, HGE et GGI de l'ULg et l'ISSEP.

<sup>114</sup> <http://clusters.wallonie.be/servlet/Repository/le-projet-smartwater.pdf?ID=133940&saveFile=>

## PROPOSITIONS :

58. Réformer la taxe de mise en circulation voire la taxe de circulation afin d'encourager l'achat de véhicules à carburant alternatif (électriques, CNG et hydrogène). Intégrer ces critères dans le calcul d'une éventuelle future vignette automobile belge.
59. Maintenir le mécanisme de la voiture de société, mais le limiter aux véhicules à carburant alternatif (électriques, CNG et hydrogène).
60. Mettre en place un prêt à taux zéro pour l'achat d'un véhicule à carburant alternatif à destination des ménages à revenus limités.
61. Remplacer d'ici 2025 l'ensemble de la flotte de véhicules appartenant aux pouvoirs publics par des véhicules à carburant alternatif (électriques, CNG et hydrogène).
62. Lancer un plan de déploiement de bornes de recharge rapides pour voitures électriques, CNG et hydrogène en partenariat avec le privé et uniformiser le système de paiement et de rechargement. Ces bornes seront nécessairement déployées près des nouveaux logements et quartiers ainsi que des zonings. Parallèlement, mettre en place un réseau de bornes de recharge lentes chez les particuliers, administrations et les entreprises.
63. Réaliser une cartographie complète des bornes de recharge.
64. Adapter la tarification de l'électricité afin d'encourager les utilisateurs de véhicules électriques à recharger leur véhicule lorsque la production d'énergie est importante et à éviter un rechargement lors de périodes critiques (par exemple les soirées d'hiver en cas d'absence de vent).
65. Encourager les entreprises dans le secteur industriel et de la grande distribution à pleinement exploiter l'inertie thermique liée au froid (par exemple couper l'alimentation des frigos, congélateurs et chambres froides pendant les heures critiques de l'hiver). La chaîne du froid est respectée à partir de -18 degrés, les congélateurs peuvent toutefois descendre beaucoup plus bas en température et être momentanément coupés durant les pics de consommation d'électricité. Il en va de même des frigos qui peuvent descendre à 1 degré pour ensuite être désactivés et réactivés quand la température atteint la limite imposée par les normes de sécurité alimentaire.
66. Développer le stockage d'électricité par batterie fixe, à l'échelle industrielle et résidentielle.
67. Développer le stockage par inertie thermique des matériaux et fluides : développement de réseaux de chaleur connectés à des sources d'électricité renouvelable et produisant de la chaleur en hiver et du froid en été (en priorité pour des quartiers nouveaux, de nouveaux immeubles de grande taille et les zonings et bâtiments industriels), d'accumulateurs électriques de nouvelle génération, de pompes à chaleur ou encore de chauffe-eau solaires.
68. Développer le stockage par inertie thermique des matériaux et fluides : développement de réseaux de chaleur connectés à des sources d'électricité renouvelable et produisant de la chaleur en hiver et du froid en été (en priorité pour des quartiers nouveaux, de nouveaux immeubles de grande taille et les zonings et bâtiments industriels), d'accumulateurs électriques de nouvelle génération, de pompes à chaleur ou encore de chauffe-eau solaires.
69. Adapter la réglementation afin de rendre plus attractif l'investissement dans de nouvelles infrastructures de pompage-turbinage et exploiter les sites carriers : mise en place d'un mécanisme de rémunération des capacités, c'est-à-dire un prix payé à l'exploitant par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité parce que l'installation contribue à l'équilibrage du réseau et à la sécurité d'approvisionnement ; réduction ou suppression des tarifs de distribution lors du prélèvement (pompage) et de la réinjection (turbinage) de l'électricité sur le réseau...

### 3.4. DEVELOPPER DES MODES DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ALTERNATIFS

Afin de parvenir à un mix énergétique respectueux des objectifs environnementaux et soutenable dans le temps, nous proposons de multiplier les alternatives pour produire l'électricité en renforçant les capacités des filières renouvelables et en associant les citoyens et les organisations publiques, privées et associatives aux investissements.

#### 3.4.1. Booster le photovoltaïque

En couvrant toutes les toitures du Royaume, il est en théorie possible de produire en Belgique jusqu'à 40.000 MW d'électricité avec des panneaux photovoltaïques (durant l'été, aux alentours de midi)<sup>115</sup>. En Belgique, on estime le rendement d'1m<sup>2</sup> de panneaux photovoltaïques à environ 125 kWh/m<sup>2</sup> et sa capacité de charge peut varier de 0 kW (la nuit) à maximum 0,150 kW (c'est-à-dire la puissance en kW au moment où la lumière du jour est la plus forte). Une installation standard chez un particulier correspond à une puissance de 3,2 kWc<sup>116</sup>, c'est-à-dire ± 18m<sup>2</sup>. Sur de plus grandes toitures ou terrains (entreprises, commerces, immeubles...), les surfaces peuvent atteindre voire dépasser les 10 kWc.

Pour rappel, le photovoltaïque est aujourd'hui autosuffisant. En quelques années, le coût induit par l'installation de panneaux photovoltaïques a fortement diminué, passant de plus de 6000 euros par kilowatt-crête (kWc) il y a 10 ans à moins de 2.000 euros aujourd'hui. Les technologies se sont aussi améliorées, permettant de produire plus d'électricité avec la même surface de cellules. Le prix est même encore moins cher quand l'achat d'installations s'opère de manière groupée avec un coût oscillant entre 1100 à 1500 euros par kWc<sup>117</sup>. Nous pouvons estimer raisonnablement le prix moyen du m<sup>2</sup> de PV à ± 333 euros. La durée de vie d'un panneau est au minimum de 20 ans (avec une perte d'efficacité de maximum 20% sur les dernières années de vie).

Selon les dernières estimations d'ELIA et d'Albrecht, sur l'ensemble du territoire belge, la capacité de production maximale pourrait techniquement atteindre de 11.600 MW à 13.431 MW d'ici 12 ans. Nous reprenons toutefois l'objectif fixé par le pacte énergétique, à savoir **8.000 MW**

de puissance maximale de PV à l'horizon 2030 sur le territoire national, soit une croissance de +4.172 MW par rapport à aujourd'hui. Cela représente près de 22,3 millions de m<sup>2</sup> de nouvelles surfaces photovoltaïques à installer pour environ 927.000 bâtiments ou terrains (hypothèse d'une puissance moyenne de 4,5 kWc par installation<sup>118</sup>). Actuellement, nous comptons ± 460.000 installations. La Belgique pourrait donc compter environ 1,4 million de bâtiments et parcelles équipés d'ici 2030.

Le coût global de l'investissement s'élèverait à 8,3 milliards d'euros, soit 695 millions d'euros à investir chaque année par les particuliers dans le PV (l'équivalent de 77.250 nouvelles installations qui s'ajoutent au parc chaque année).

À l'échelle du prosumer, un investissement dans une installation individuelle ou dans une part d'une installation collective pour une puissance de 3,3 kWc coûte 6.600 euros. Dans les conditions de marché et de soutien actuelles, sur 20 ans, avec le système du compteur tournant à l'envers et sans y ajouter d'autres mécanismes de soutien comme une prime ou des certificats verts, l'investissement permet d'économiser jusqu'à 17.000 euros sur la facture d'électricité, soit l'équivalent d'un placement sur compte épargne avec un taux d'intérêt nominal de +/- 6,6% (taux réel de 4,6%)<sup>119</sup>.

Les mécanismes de soutien des pouvoirs publics, et notamment les certificats verts, ne sont donc plus indispensables pour rendre le photovoltaïque rentable et attractif auprès des entreprises, administrations et citoyens. Trois facteurs peuvent toutefois accélérer le rythme du développement de la filière.

Nous pensons tout d'abord à l'instauration d'un environnement stable et rassurant pour les investisseurs (ne pas changer de mécanisme de soutien ou de régime fiscal applicable aux installations tous les 3 ans).

Nous pensons également au maintien d'un « coup de pouce » des pouvoirs publics comme l'octroi d'une prime incitative octroyée au moment de l'investissement (par exemple 1000 euros couvrant notamment les frais liés à la pose d'un compteur intelligent) afin de déclencher la décision d'investir dans une installation et/ou la possibilité d'obtenir un prêt à taux zéro (comme en Région de Bruxelles-Capitale) sur une durée suffisamment longue (par exemple 10 ans). Si nous reprenons l'exemple d'une installation de 3,3 kWc coûtant 6.000 euros, un crédit sur 10 ans permettrait à

<sup>115</sup> ELIA, *Electricity scenarios for Belgium towards 2050*, 2017.

<sup>116</sup> Le kWc est la puissance nominale du panneau, dans des conditions d'ensoleillement standards de 1000 W/m<sup>2</sup> et à 25°C sans ombre.

<sup>117</sup> TEST ACHAT, *Panneaux photovoltaïques : tout ce que vous devez savoir*, Juin 2018. <https://www.test-achats.be/maison-energie/energie-renouvelable/dossier/panneaux-photovoltaïques-toujours-interessant/prix-et-rentabilite>

<sup>118</sup> Il s'agit d'une moyenne, les prosumers particuliers disposant en moyenne d'une puissance de 3,3 kWc, celle-ci pouvant

dépasser les 10 kWh pour les entreprises et administrations. Notre livre blanc recommande, complémentairement aux installations photovoltaïques individuelles de +/- 3,3 kWc, de mieux soutenir le développement de plus grandes installations industrielles ou résidentielles et de mutualiser l'investissement et l'usage en recourant à un micro-réseau virtuel. Ceci devrait donc tirer vers le haut la puissance moyenne de chaque installation.

<sup>119</sup> Hypothèse : Taux d'inflation moyen = 2% ; Prix de l'électricité = 0,25 euros/kWh.

l'investisseur de ne payer que 55 euros par mois pour financer son investissement. Le gain lié aux intérêts non payés s'élève quant à lui à +/- 1.000 euros (pour un taux d'intérêt équivalent à 3%).

Sur l'ensemble des 927.000 nouvelles installations attendues d'ici 2030, la prime coûterait aux trois Régions environ 927 millions d'euros sur 12 ans, soit 77 millions d'euros par an. Le financement public du crédit à taux zéro requiert quant à lui un budget total de 941,5 millions d'euros à répartir entre les trois Régions sur 22 ans (hypothèse que les Régions empruntent à un taux de 2% sur 10 ans pour financer les crédits à taux zéro octroyés. Les derniers crédits seront ouverts en 2030 et financés sur 10 ans jusqu'en 2040). Le coût annuel du prêt à taux zéro pour les pouvoirs publics s'élèvera à 13,3 millions d'euros lors de la première année de sa mise en œuvre et augmentera chaque année pour atteindre un plafond de 72,4 millions d'euros par an de la 10<sup>ème</sup> à la 14<sup>ème</sup> année et ensuite redescendre progressivement jusqu'à la 22<sup>ème</sup> année.

Afin d'atteindre 8.000 MW de puissance photovoltaïque, le coût global sur 12 années pour les trois Régions serait donc de +/- 1,9 milliard d'euros, soit environ 160 millions d'euros par an.

Nous pensons enfin à l'actuel manque d'incitants et de solutions techniques pour encourager les installations photovoltaïques collectives, chaque particulier disposant de sa propre « petite » installation sur son toit privé, celui-ci n'étant pas toujours idéalement orienté. De plus, le système existant n'encourage pas les (co-) propriétaires de grands bâtiments dont les toits ou murs sont idéalement orientés (bâtiments commerciaux ou industriels, équipements collectifs...) à couvrir au maximum leurs surfaces disponibles. Ils se limitent en général à leurs propres besoins alors qu'ils pourraient également produire pour les autres ou mettre des parcelles de toitures ou de murs à la disposition d'autres entreprises ou citoyens. Pour ce faire, nous recommandons une réforme des systèmes d'aide, de la tarification du réseau et de la réglementation ainsi que le développement de solutions techniques (réseaux décentralisés ou intelligents, servitudes, locations...). En matière de micro-réseaux, nous plaçons pour le développement de « réseaux virtuels » permettant aux consommateurs de se regrouper autour d'une capacité de production locale tout en restant connectés au réseau public.

Plusieurs expériences de micro-réseaux résidentiels sont menées au niveau européen, et notamment en Allemagne, en Italie, aux Pays-Bas et en France.

En France, la ville d'Issy-les-Moulineaux et Bouygues Immobilier ont lancé une expérience-pilote dans un quartier nouveau à caractère résidentiel. De nombreuses entreprises sont mobilisées pour développer des solutions adéquates (Alstom, Bouygues Energies et

Services, Bouygues Telecom, EDF, ERDF, Microsoft, Schneider Electric, Steria, Total et autres start-up innovantes). Ce projet est aujourd'hui opérationnel et démontre qu'il est techniquement possible de partager la production d'énergie renouvelable des usagers d'un même quartier, qu'ils soient des particuliers, des entreprises (bureaux, commerces...) ou des opérateurs publics. Les consommations sont mutualisées, ce qui permet d'optimiser l'autoconsommation du quartier (les bureaux et commerces consomment plus en journée, les particuliers le matin et le soir) et de réduire l'empreinte carbone.

Un autre projet de micro-réseau résidentiel est développé en Allemagne (région de Constance) et en Italie (province de Caserte) et se nomme CoSSMIC (Collaborating Smart Solar-powered Microgrids). Plusieurs acteurs collaborent autour du projet et notamment la ville de Constance, la province de Caserte, le cabinet de conseil néerlandais Boukje, le fabricant de panneaux solaires Sunny Solartechnik et les universités de Naples et d'Oslo. Le but de ce programme de recherche et d'expérience vise à la fois à déployer un réseau alimenté par l'énergie solaire et où les productions et consommations peuvent être mutualisées, mais également de développer des solutions alternatives au stockage de l'électricité, encore très coûteux pour le moment. Lancé en octobre 2013, le projet est en cours de mise en œuvre et a bénéficié d'un financement européen (7<sup>e</sup> programme-cadre de recherche de la Commission européenne).

Enfin, le projet PowerMatching City, lancé en 2009, est localisé à Groningen, et plus précisément dans le quartier d'Hoogkerk. Il avait pour objectif de mettre en place un micro-réseau résidentiel reliant une vingtaine de maisons et alimenté par plusieurs sources d'énergie (maisons équipées de panneaux photovoltaïques, d'équipements de microcogénération, et de pompes à chaleur hybrides et en complément une ferme éolienne située à quelques pas de là qui apporte l'énergie complémentaire). Les habitations sont aussi équipées d'appareils intelligents ou soutenables (lave-linge et lave-vaisselle intelligents, compteurs intelligents, véhicules électriques, batterie au plomb pour stocker l'électricité solaire...). Le réseau est aussi stabilisé et optimisé grâce à un mécanisme de « signal prix » en temps réel qui permet de revendre l'énergie excédentaire sur un marché local (activation d'un tarif préférentiel pour les consommateurs des autres quartiers qui souhaitent s'alimenter en énergie solaire). Le projet est un succès et a permis de démontrer la faisabilité technique du concept et plus particulièrement de la mise en place d'un mécanisme tarifaire incitant les consommateurs de la ville à bénéficier de l'énergie produite par le quartier. Aujourd'hui, le nombre d'habitations faisant partie du micro-réseau s'élève à plus de 40.

Nous proposons donc de lancer un appel à projets auprès des communes afin de créer au cœur des villages et des

quartiers une centrale photovoltaïque prenant la forme d'une grande installation posée sur une toiture bien orientée et dont la surface est importante.

Il existe en effet dans la plupart des quartiers et villages un bâtiment susceptible d'accueillir une grande installation photovoltaïque idéalement positionnée pour pleinement profiter de l'énergie solaire. Le bâtiment devra appartenir à un acteur public ou non marchand : bâtiments administratifs, écoles (+/- 7.000 établissements répertoriés en Belgique), lieux de culte reconnus (on en dénombre plus de 4.000 sur l'ensemble du Royaume) et établissements de la laïcité, centres culturels, infrastructures sportives... Les églises, par exemple, sont bâties sur l'axe est-ouest, ce qui signifie qu'elles disposent en général d'un pan de toiture orientée plein sud.

Cette grande installation photovoltaïque serait gérée par une coopérative locale dans laquelle participeraient les riverains du quartier ou du village ainsi que la commune et d'autres associations ou entreprises intéressées également situées à proximité. Ce modèle permet une meilleure rentabilité de l'investissement via la réduction

du prix des panneaux. Par ailleurs, cette contribution citoyenne présente également un intérêt social permettant à des riverains locaux qui ne disposent pas de revenus suffisants ou d'une toiture correctement orientée pour pleinement participer au développement des énergies renouvelables. Un mécanisme de soutien ad hoc doit être mis en place afin de renforcer la rentabilité de l'opération (prime d'investissement de départ et tarif de réinjection favorable). Le propriétaire de la toiture bénéficierait d'une prime pour rénover la toiture afin de l'isoler, l'équiper et en assurer la solidité ainsi que d'un loyer payé par la coopérative.

Complémentairement, nous suggérons d'autoriser les GRD à développer des réseaux virtuels (réseaux fonctionnant de manière « virtuelle » comme un micro-réseau, en utilisant le macro-réseau existant et les technologies numériques et intelligentes. Les GRD pourront ainsi mettre en œuvre des projets-pilotes. Un décret devrait être adopté en ce sens par le Parlement wallon d'ici mai 2019.

Figure 46 – Illustration de panneaux photovoltaïques posés sur une église (village allemand à gauche, Loos-en-Gohelle à droite)



Source : [jfcaron.wordpress.com/2015/06](http://jfcaron.wordpress.com/2015/06) et [http://lsinzelle.free.fr/Allemagne\\_07/Allemagne\\_2007.htm](http://lsinzelle.free.fr/Allemagne_07/Allemagne_2007.htm)

La sortie du nucléaire et la montée en puissance de la production photovoltaïque impliquent à moyen terme une participation plus active des prosumers à la flexibilité de la demande, et ce d'autant plus que le pacte fixe des objectifs ambitieux en la matière. Les prosumers devront être incités à davantage autoconsommer leur production d'électricité et, à l'instar de l'ensemble des citoyens, à modérer leur consommation lors de pics de consommation. Le mécanisme du compteur tournant à l'envers devra donc être adapté à un moment donné pour les nouveaux propriétaires d'installations de manière à mieux rémunérer les prosumers qui auto-consomment l'électricité produite en journée et modèrent leur consommation en soirée et la nuit.

Enfin, vu la croissance attendue du nombre de prosumers, il faudra toutefois veiller à ce que tous les

consommateurs contribuent de manière équitable aux surcharges et aux obligations de service public afin d'éviter que ces charges soient exclusivement reportées sur les consommateurs et entreprises restants raccordés aux réseaux de transport et de distribution. Les prosumers bénéficient du réseau des GRD à deux reprises : quand ils réinjectent le surplus de leur production d'électricité vers le réseau et quand ils prélèvent des électrons depuis le réseau, car leurs panneaux n'apportent plus suffisamment d'énergie pour satisfaire leur pointe de consommation (en général en soirée).

#### **PROPOSITIONS :**

70. Instaurer un prêt à taux zéro remboursable sur 10 ans pour soutenir le développement de la filière photovoltaïque.
71. Octroyer une prime d'investissement de départ lors de l'installation de panneaux photovoltaïques.
72. Faire évoluer le mécanisme de compensation (compteur qui tourne à l'envers) afin d'encourager les prosumers à auto-consommer l'énergie qu'ils produisent.
73. Encourager les (co-)propriétaires de grands bâtiments dont les toits ou murs sont idéalement orientés (bâtiments commerciaux ou industriels, équipements collectifs...) à couvrir au maximum leurs surfaces disponibles.
74. Développer des « micro-réseaux virtuels » à l'échelle d'un quartier, d'un village ou d'un zoning, permettant aux consommateurs de se regrouper autour d'une capacité de production locale tout en restant connectés au réseau public. Les réseaux virtuels offrent les mêmes services que les micro-réseaux fermés (possibilité d'orienter les électrons produits localement vers les utilisateurs locaux, créer un marché décentralisé pour inciter les usagers à consommer en priorité l'énergie produite à proximité, notamment quand les panneaux photovoltaïques sont les plus productifs, mutualisation des capacités de stockage...). Les réseaux virtuels ont l'avantage de fonctionner à partir des infrastructures existantes et de compteurs intelligents. Il n'est donc pas nécessaire de devoir placer des nouveaux câbles pour recréer un réseau parallèle et hermétique au réseau du GRD.
75. Créer une « centrale » photovoltaïque partagée au cœur de chaque village et quartier : lancer un appel à projets auprès des communes afin de développer sur certains équipements collectifs (bâtiments publics, écoles, églises...) de grandes installations photovoltaïques et les connecter aux habitations environnantes via un micro-réseau virtuel.

### 3.4.2. *Des éoliennes participatives, petites ou offshore*

La capacité théorique maximale de production par le vent que l'on peut envisager en Belgique s'élève à 17.000 MW<sup>120</sup>. Ce scénario implique de densifier et de multiplier les parcs éoliens partout où ils peuvent s'implanter (y compris dans des zones protégées) et d'utiliser toutes les surfaces de la mer du nord susceptibles d'accueillir des éoliennes. Dans ce scénario maximaliste, l'éolien onshore pourrait produire jusqu'à 9.000 MW et l'éolien offshore jusqu'à 8.000 MW. Ce scénario radical reste toutefois théorique, car il faut tenir compte de contraintes techniques, politiques, sociétales et environnementales.

Selon les divers scénarii proposés par ELIA et Albrecht, d'ici 2030, il est envisageable de porter la capacité de production éolienne à un niveau maximum oscillant entre 9.400 MW (dont 3.300 à 5.400 MW de capacité onshore et 2.300 à 4.000 MW de capacité offshore) et 11.345 MW. Le Secrétaire d'État en charge de la mer du nord confirme que la puissance maximale possible offshore s'élèverait à 4.000 MW.

Les grandes éoliennes peuvent actuellement atteindre une puissance de 1,5MW à 3,5MW/mât sur terre et de 5 MW à 8MW/mât en mer. Leur espérance de vie correspond en moyenne à 20 à 25 ans. À titre indicatif, une éolienne onshore de 2,5 MW coûte environ 3,5 millions d'euros. Le prix d'une éolienne offshore de 5 MW est plus élevé et s'approche des 15 millions d'euros, mais ce prix a tendance à diminuer d'année en année. Le « petit éolien » concerne les équipements capables de générer de 100 à 500 kW et le « micro éolien » ceux dont la puissance ne dépasse pas 100 kW. Une éolienne de 100 kW coûte environ 200.000 euros.

---

<sup>120</sup> ELIA, *Electricity scenarios for Belgium towards 2050*, 2017.

Figure 47 – Illustration d’un poteau d’éclairage équipé d’une petite éolienne et de panneaux photovoltaïques



Source : CC3 - Creative Common - Lamiot

Compte tenu de l’impact paysager des grandes éoliennes, nous proposons de limiter l’extension du parc onshore, de développer à grande échelle la filière du petit et du micro éolien. Le petit et micro éolien présente certes l’inconvénient d’une rentabilité plus faible et requièrent dès lors un soutien public un peu plus important. Il permet néanmoins d’être implanté plus largement et en réduisant les nuisances à l’égard des riverains, permettant ainsi une extension plus rapide. Des possibilités d’extensions du grand éolien demeurent, en particulier à proximité des axes routiers ou au sein de zones d’activités économiques. L’éolien offshore sera également étendu, en tenant compte du fait que son coût va diminuer de manière significative dans les prochaines années (d’ici 2025, la filière devrait être *self supporting*) et ne nécessitera plus de mécanisme de soutien public. D’ici 5 ans, grâce aux progrès technologiques, les mâts offshore pourraient en effet atteindre une puissance de 13 à 15MW pour un coût d’investissement qui n’augmenterait pas nécessairement de manière linéaire.

En 2017, l’État fédéral a déjà diminué le prix des certificats verts attribués aux installations Offshore. Il est passé de 138 euros octroyés au producteur par MWh produit à 79 euros. Aux Pays-Bas, la société NUON va par exemple construire à moyen terme un parc offshore en mer du nord, sans recourir à des aides publiques. C’est dans ce contexte qu’une note de principe a été approuvée en août 2018 par le Gouvernement fédéral permettant le lancement à moyen terme d’un appel d’offres pour la construction de nouveaux parcs éoliens en mer du Nord pour une capacité d’1,7 GW. La mise en concurrence remplace l’ancien système de concessions jugé trop onéreux. Elle permettra de doubler la capacité belge d’énergie éolienne pour atteindre 4 GW à l’horizon 2030, soit l’équivalent de deux réacteurs nucléaires supplémentaires.

La contribution de la filière éolienne à la sécurité d’approvisionnement est aussi plus élevée que celle des PV, étant donné que les mâts produisent de l’électricité

en soirée et en hiver, quand les panneaux photovoltaïques cessent de fonctionner.

L'érection de grands mâts éoliens dans nos communes ne peut s'envisager qu'avec le soutien des citoyens et des communes. Il faut mettre en place un système qui permet que chaque nouvelle éolienne construite puisse faire sens auprès des populations locales concernées par le projet.

Nous proposons d'encourager la création de coopératives citoyennes d'investissement dans l'éolien par la mise en place de mécanismes d'accompagnement et de soutien. La Région doit offrir un subside de lancement à destination des porteurs de projet. Nous proposons également d'imposer aux gestionnaires de réseau de distribution, par le biais d'une obligation de service public, d'accompagner les communes/associations de communes/villes.

Les sociétés publiques d'investissement peuvent également voir leurs missions élargies afin de préfinancer ou cofinancer la création de coopératives énergétiques via l'octroi d'un prêt à taux réduit ou d'une garantie bancaire ou encore une prise de participation dans la coopérative. Il faut enfin que les communes soient parties-prenantes au projet, par exemple via une prise de participation par un apport en nature (terrain, mise à disposition de bureaux...).

Ce type d'opérations permettra de créer du lien entre les riverains et les éoliennes locales. Il peut aussi être intéressant d'un point de vue financier. Pour rappel, le montant des dividendes ne peut dépasser 6% du montant investi par le copérateur et est exonéré d'impôt pour une première tranche de 180 euros versée à chacun d'entre eux. Compte tenu du niveau élevé de rentabilité du grand éolien, il est très probable que le taux de rentabilité de 6% soit atteint, voire dépassé chaque année. Cela signifie qu'au-delà de la récupération du montant de l'investissement de départ, une prise de participation de 4.500 euros permet par exemple de recevoir un intérêt de 180 euros par an durant 20 à 30 ans.

Nous souhaitons enfin que les grands développeurs éoliens soient encouragés à proposer d'ouvrir une partie du capital (au moins 40% du capital) des nouvelles installations à la population locale, aux pouvoirs locaux ou aux coopératives citoyennes, mais aussi à les informer de cette possibilité. Les communes voisines pourraient être invitées à participer au capital, si le quota n'a pas été atteint dans la commune d'implantation des éoliennes. Il

convient d'adapter les législations actuellement en vigueur afin de prévoir un cadre permettant ce type de montage et d'en assurer la fiabilité et la rentabilité pour les investisseurs.

L'objectif pour 2030 est d'atteindre une puissance installée éolienne de **8.000 MW** (+5.152 MW), dont 4.000 MW onshore et 4.000 MW offshore. Nous disposons actuellement d'une capacité de 2.848 MW dont 1.971 MW onshore et 877 MW offshore. 2.300 MW de puissance offshore seront opérationnels d'ici 2021<sup>221</sup> et font déjà l'objet d'un financement.

L'ambition est donc d'enregistrer une croissance de l'ordre de +2.029 MW onshore (qui pourraient être répartis en +1.200 MW de grand éolien et +829 MW de micro, petit et moyen éolien) et +1.700 MW supplémentaires offshore (en plus des 2.300 MW disponibles dans 3 ans). Cela représente au maximum 480 nouvelles grandes éoliennes terrestres d'une puissance de 2 MW à 3 MW (investissement privé de 1,68 milliard d'euros), 8.290 petits mâts<sup>222</sup> (investissement privé de 1,66 milliard d'euros) et 340 installations offshore (investissement privé de 5,1 milliards d'euros) qui s'ajouteront aux mâts en cours de construction en mer du nord.

En ce qui concerne le mécanisme de soutien public, l'éolien offshore étant rentable, un appel d'offres attribué au moins-disant comme aux Pays-Bas fait qu'une aide publique limitée à maximum 30 euros par MWh devrait suffire pour soutenir le développement du parc complémentaire de 1.700 MW, soit un soutien d'environ 220 millions d'euros par an supplémentaires. Plusieurs investisseurs seront mis en concurrence afin de réduire le plus possible ce coût. Pour l'éolien onshore, une réduction du nombre de certificats verts octroyés pourrait être envisagée en ce qui concerne les grands mâts (à terme, un soutien de 40 euros par MWh devrait suffire) et à l'inverse, le maintien d'un plus haut niveau de soutien serait nécessaire pour soutenir la filière du petit éolien, même si la rentabilité devrait progressivement s'améliorer (hypothèse de 120 euros par MWh). Nous estimons à environ 440 millions d'euros (en moyenne) par an le coût pour les Régions du soutien à la filière éolienne (dont 220 millions d'euros pour le grand éolien onshore et 220 millions d'euros pour le petit éolien) à l'horizon 2030. À cela devra éventuellement s'ajouter une intervention fédérale relative à l'aménagement d'un nouveau parc d'éoliennes offshore.

<sup>221</sup> ELIA, *The need for strategic reserve for winter 2018-19*, 2017.

<sup>222</sup> Ce chiffre se base sur l'hypothèse que seuls des mâts de 100 kW seraient installés. En réalité, le mix du petit éolien comprendra de petits mâts de 10kW, 50 kW, 100 kW, 200 kW

voire 600 kW. Le coût de d'un mât de taille moyenne (500 à 600 kW) s'élève à environ 500.000 euros. Source : <http://basetpe.free.fr/tpe1/criteres/cout.html>.

**PROPOSITIONS :**

76. Limiter le nombre d'éoliennes onshore à créer en développant un nouveau parc éolien offshore.
77. Eloigner les grandes éoliennes onshore des habitations en les concentrant dans les zonings industriels, près des autoroutes et voies navigables...)
78. Limiter le nombre de grandes éoliennes onshore en développant le petit éolien à proximité de bâtiments susceptibles d'utiliser l'énergie produite de manière optimale (bâtiments tertiaires, hôpitaux...) et dans certaines zones résidentielles et urbaines.
79. Mettre en place une coopérative communale de développement des énergies renouvelables dans chaque commune et donner un titre de participation gratuitement à chaque habitant. Permettre aux habitants qui le souhaitent d'acheter d'autres titres dans la coopérative. Dans ce cadre, octroyer une aide financière lors du lancement de projets de développement de grandes installations photovoltaïques ou d'éoliennes terrestres et encourager les communes à mettre des terrains et toitures à disposition. De manière plus générale, favoriser le développement d'éoliennes onshore citoyennes en encourageant la création de coopératives d'investissement dans l'énergie éolienne (subside lors du lancement du projet, accompagnement par des facilitateurs et des gestionnaires de réseau de distribution, préfinancement ou cofinancement par des sociétés publiques d'investissement, mise à disposition de terrains par les communes...).
80. Encourager les grands développeurs éoliens à proposer d'ouvrir une partie du capital (au moins 40% du capital) des nouvelles installations à la population locale, aux pouvoirs locaux ou aux coopératives citoyennes, mais aussi à les informer de cette possibilité.
81. Privilégier sous certaines conditions le repowering (remplacement d'éoliennes en fin de vie par de plus puissantes).

### 3.4.3. *La biomasse transformée en énergie (électricité, chaleur, biogaz et biocarburant)*

Les ordures ménagères, les déchets végétaux, les boues de stations d'épuration, les fumiers et lisiers, les déchets agro-alimentaires et certaines cultures dédiées peuvent être utilisés afin de produire de l'électricité, de la chaleur, du biogaz ou du biocarburant. Il est intéressant de relier ce volet tant avec une stratégie d'approvisionnement équilibrée d'électricité qu'avec une stratégie d'utilisation du gaz (voir la section 3.6 de la présente étude). On estime qu'il est envisageable d'ici 2030 de mettre en place une capacité de production d'électricité à partir de cette ressource à environ 1.500 GWh / an dont 500 rien qu'à Bruxelles (Cluster Tweed, 2011 et Bruxelles Environnement, 2016). Cela correspond à **+200 MW** de puissance activable, dont +66 MW à Bruxelles. Un des intérêts de cette filière renouvelable se situe dans son caractère flexible (on peut la stocker et l'utiliser lors de périodes de pénurie), un autre est sa disponibilité sur le territoire belge, un troisième est une valorisation de certains produits et résidus de l'agriculture. Le coût resterait toutefois important (environ 300 euros par MWh produit, soit 450 millions d'euros par an pour l'ensemble des Régions).

Par contre, nous nous opposons fermement au développement de biocarburants qui sont issus de cultures exotiques, importées, dans des grandes exploitations à monoculture. Ces exploitations ont en effet des conséquences négatives tant en termes de cycle énergétique qu'au niveau de l'impact sur la biodiversité ou encore sur la spéculation foncière dans les pays où elle est pratiquée.

Pour soutenir la filière, un mécanisme de soutien de 100 euros par MWh doit être maintenu, soit environ 150 millions d'euros par an pour les trois Régions.

Nous proposons aussi d'inciter certaines entreprises à installer une unité de micro-cogénération avec pile à combustible, moteur sirtling ou moteur à combustion interne, lorsque leur activité implique au moins 15.000 kWh de production de chaleur. L'intérêt est de profiter du processus de combustion (en privilégiant le gaz) pour produire en même temps de l'électricité (qui sera autoconsommée ou réinjectée sur le réseau). Il est également possible de cibler les grands immeubles. Nous fixons comme objectif 200 MW de puissance électrique installée (soit 800 MW de puissance thermique) à l'horizon 2030 produisant 200 GWh d'électricité par an. Les mécanismes de soutien actuels devront être renforcés (soutien de 120 euros par MWh d'électricité

produit, soit un budget approximatif de 240 millions d'euros par an pour les trois Régions).

### 3.4.4. *L'hydrolienne au fil de l'eau*

La Belgique, et plus particulièrement la Wallonie, est traversée par de nombreuses voies navigables et cours d'eau de plus petite taille. Ils représentent une ressource d'appoint encore peu exploitée et pourtant intéressante pour produire de l'électricité de manière continue. Il existe sur notre territoire 153 centrales hydroélectriques, dont 136 en Wallonie et 17 en Flandre. Elles disposent ensemble d'une puissance de production électrique de l'ordre de 107,6 MW. 76 centrales enregistrent une puissance supérieure à 10 kW et 77 petites unités ont une capacité de moins de 10 kW. Les grandes installations couvrent la quasi-totalité de la puissance installée (107,2 MW) alors que les petites ne représentent pour l'instant qu'une infime partie de la capacité de production (0,5 MW). Toutefois, la filière du « petit » hydrolien est en plein essor, notamment grâce au soutien des certificats verts et d'innovations techniques qui tirent les prix vers le bas et le rendement des turbines vers le haut. Le coût d'une grande hydrolienne s'élève approximativement à 3.000 euros par kW, ce qui est proche du prix d'une éolienne offshore. Une petite installation est encore plus coûteuse, avoisinant les 6.000 euros par kW de puissance installée<sup>123</sup>. Toutefois, ces coûts doivent être nuancés. En effet, la durée de vie d'une hydrolienne est plus importante (30 ans) que celle d'une éolienne (20 ans), de sorte que sur le long terme, un investissement dans l'énergie hydraulique s'avère plus rentable. Afin de disposer d'une puissance d'appoint complémentaire, il reste opportun de poursuivre le développement de l'énergie hydrolienne à partir des cours d'eau. Le soutien de cette filière est indispensable pour permettre d'améliorer les capacités techniques des installations et pour réduire les coûts de fabrication et d'installation et donc de l'investissement. Toutefois, compte tenu des prix actuels, l'extension du parc d'hydroliennes devrait rester modérée. Nous proposons la mise en place d'ici 2030 d'environ **55 MW** de nouvelles capacités, essentiellement des petites et moyennes hydroliennes (production annuelle attendue de 121 GWh, +/- 800 unités), soit un coût de l'investissement de 280 millions d'euros sur 12 ans (soit 23,3 millions d'euros par an). Afin de soutenir le développement de la filière du petit hydrolien, une aide moyenne d'environ 150 euros par MWh produit peut être envisagée. Le coût annuel pour les Régions s'élèverait donc à 18 millions d'euros par an.

### 3.4.5. *Conclusion*

des dispositifs visant la préservation de la nature tirent vers le haut les coûts des installations (exemple : passages pour poissons, remontées...).

<sup>123</sup> Hors coûts liés aux travaux de génie civil nécessaires (canaux, digues...). Il convient également d'attirer l'attention sur les enjeux liés à la biodiversité des eaux. Ce sont souvent les coûts

En additionnant les possibilités de mix énergétique présenté ci-dessus dans les énergies renouvelables (photovoltaïque, éolien, biomasse, hydraulique), **9-579 MW** de nouvelles capacités maximales pourraient être créées d'ici quelques années. Cet objectif est réaliste compte tenu des hypothèses prudentes formulées ci-dessus.

En Wallonie, depuis 2017, le nombre de nouvelles éoliennes installées annuellement repart à la hausse (86 MW installés en 2017 pour à peine 25 MW en 2014)<sup>124</sup>. En 2017, les nouvelles installations photovoltaïques sont pour la première fois en croissance (59 MWc contre 48 MWc en 2016) alors qu'elles ont connu une diminution continue depuis 2012<sup>125</sup>. La réforme du code de développement territorial (CODT) menée par le Ministre de l'Environnement facilite les procédures et prévoit de nouvelles zones où l'installation d'éoliennes sera autorisée (zones d'activités économiques, zones forestières, zones tampons le long des autoroutes...). Le programme « pax eolienica » a été adopté par le Gouvernement wallon en 2018. Il comporte plusieurs mesures visant à rassurer les communes et riverains et les encourager à soutenir des projets éoliens ou y participer directement.

À Bruxelles, la Ministre de l'Environnement a mis en place un plan de soutien au photovoltaïque en 2016 (prêts, contrat-type pour les copropriétés, bâtiments publics...). Il est possible d'aller encore plus loin dans les dispositifs de soutien ou d'incitation : généralisation du crédit à taux zéro pour financer l'investissement, tiers-investissement, soutien aux coopératives énergétiques citoyennes (réduction ou suppression des taxes communales, subside de fonctionnement, préfinancement, accompagnement technique et juridique...), mutualisation des installations entre copropriétaires ou voisins, réseaux virtuels, déploiement du petit éolien... Le secteur public doit montrer l'exemple, mais aussi jouer un rôle de facilitateur (simplification des procédures de permis, mise à disposition de terrains appartenant aux autorités publiques, organisation d'achats groupés de panneaux photovoltaïques pour faire baisser les prix...). La hausse massive de ces capacités de production, et plus particulièrement du petit éolien fonctionnant même à très faible vent, devrait permettre de garantir une capacité disponible minimale de l'ordre de **+210 MW supplémentaires** (capacité minimale des ER, lors d'une soirée ou d'une nuit peu venteuse), sauf « soirée exceptionnelle »<sup>126</sup>.

---

<sup>124</sup> <https://www.apere.org/fr/observatoire-eolien>

<sup>125</sup> <https://www.apere.org/fr/observatoire-photovoltaïque>

<sup>126</sup> Hypothèses : 200 MW de nouvelles puissances « biomasse » à créer auxquels s'ajoutent 210 MW de puissances minimales des installations éoliennes et hydroliennes (sauf situation exceptionnelle : nuit sans vent ni courant dans les cours d'eau). Cela correspond à +/- 4 % de la capacité maximale des

nouvelles éoliennes qui seront installées d'ici 2030, soit 200 MW (calcul réalisé par comparaison entre la situation actuelle -hors offshore- et la situation en 2030, en ce compris l'offshore en cours de construction et opérationnel à 100% d'ici 2021) et 20% de la puissance maximale des nouvelles installations hydroliennes (10 MW).

## PROPOSITIONS

82. **Mettre en place une TVA à 6% sur les contrats de fourniture d'électricité lorsque ceux-ci garantissent l'utilisation d'un volume significatif de renouvelable belge.** Afin d'encourager les consommateurs à conclure un contrat de fourniture d'électricité dont l'approvisionnement provient de manière significative de productions renouvelables, nous proposons de réduire le taux de TVA à 6%. Cette mesure devrait accroître la demande en faveur des producteurs d'électricité renouvelable et donc soutenir l'investissement dans ces filières, à condition de prévoir une certification assurant que l'électricité concernée est bien renouvelable et produite en Belgique<sup>127</sup>. Comme expliqué dans la proposition 2, la Commission européenne a fait part de son souhait de laisser plus de latitude aux Etats-Membres pour définir le régime de TVA applicable aux biens et services vendus sur leur territoire, à condition que le taux moyen demeure au-dessus de 12%.
83. **Etablir un cadre juridique, fiscal et financier stable et prévisible de l'investissement dans les énergies renouvelables.**
84. **Développer la filière biomasse à partir des déchets organiques :** atteindre 200 MW de puissance activable supplémentaire, dont 66 MW à Bruxelles.
85. **Inciter certaines entreprises à installer une unité de cogénération petite ou moyenne, lorsque leur activité implique au moins 15.000 kWh de production de chaleur.** L'intérêt est de récupérer une partie de cette chaleur pour produire en même temps de l'électricité (qui sera autoconsommée ou réinjectée sur le réseau). Il est également possible de cibler les grands immeubles. Nous fixons comme objectif 200 MW de puissance installée.
86. **Mettre en place 55 MW de nouvelles capacités de production électrique à partir d'hydroliennes situées le long des cours d'eau d'ici 2030** pour atteindre un total de 164 MW de puissance installée en Belgique.

---

<sup>127</sup> Une partie de l'électricité « verte » vendue en Belgique provient en réalité de labels achetés dans les pays nordiques et provenant d'unités de production hydraulique.

### 3.5. INVESTIR DANS LA RECHERCHE ET LE DEVELOPPEMENT

**Nous devons enfin investir dans la recherche et le développement** en ce qui concerne les matériaux de construction et les modes de construction, les micro-réseaux industriels, résidentiels et virtuels, les modes de stockage de l'énergie et de nouvelles techniques de production d'énergie renouvelable. La Belgique bénéficie d'une solide réputation dans le domaine de la recherche et du développement. Notre pays compte d'excellentes universités et de nombreuses entreprises y ont implanté leur centre d'innovation. Les Régions soutiennent également des clusters, pôles de compétitivité et projets innovants. Plusieurs projets de recherche en lien avec l'énergie sont déjà menés par des centres de recherche universitaires et/ou privés.

Dans la continuité de cette dynamique, il est nécessaire de créer ou d'amplifier la R&D dans plusieurs filières relevant du secteur de l'énergie :

- **Créer un cluster interfédéral en Belgique sur le stockage de l'énergie par batterie en mobilisant les universités bruxelloises, flamandes et wallonnes et un partenaire industriel** : l'industrie automobile représente un moteur dans ce secteur. Audi a choisi Bruxelles pour construire ses prochains véhicules électriques. Pourquoi ne pas s'appuyer sur ce pôle pour développer de nouvelles solutions résidentielles « made in Belgium »? Plus globalement, l'enjeu se situe à l'échelon international, avec la domination des entreprises asiatiques et nord-américaines dans ce secteur. Pour que les entreprises européennes puissent proposer des solutions compétitives sur les marchés, il est indispensable de nouer des partenariats entre États et acteurs européens. La mise en place d'un consortium européen dans ce domaine serait opportune. Le cluster belge pourrait y jouer un rôle important.
- **Davantage intégrer le potentiel de l'inertie thermique des fluides dans les projets de construction ou de rénovation de bâtiments**. Cela concerne plus précisément la mise en place des réseaux de chaleur constitués de tuyaux et réservoirs remplis d'eau. L'eau peut être chauffée ou refroidie à partir de l'électricité produite par les énergies renouvelables (photovoltaïque, éolien), quand la production est abondante, permettant à la fois d'alimenter les habitants d'un quartier en eau chaude ou froide, mais également d'offrir un mécanisme de chauffage ou de refroidissement des immeubles. Un projet de recherche est actuellement mené par l'Université de Mons dans ce domaine.
- Complémentairement à l'installation de panneaux photovoltaïques sur toitures, **développer la filière du photovoltaïque vertical (bardage avec panneaux, vitrage photovoltaïque, brise-soleil, lames...)** qui permet d'augmenter significativement les surfaces exploitables pour produire de l'énergie renouvelable.
- **Développer des éoliennes alternatives** : renforcer la recherche et le développement et créer une filière industrielle autour des petites éoliennes en Wallonie, en réunissant plusieurs stakeholders autour d'un même programme de recherche (cluster TWEED, universités, PME concernées, SOFICO, GRD...). Un partenariat entre Fairwind et Engie a par exemple été conclu en 2017 pour développer et commercialiser de petites éoliennes verticales à destination des PME et exploitations agricoles, preuve que la filière devient rentable. Faire partie des premiers pays du monde à recourir aux éoliennes volantes et invisibles : analyser l'état d'avancement de la technologie et la faisabilité technique, juridique et financière de cette solution en Wallonie, initier des collaborations avec les sociétés et universités qui expérimentent les projets les plus compétitifs et adaptés à la situation wallonne et dès la commercialisation des premières éoliennes, lancer un appel à projet-pilote auprès des communes afin qu'elles participent volontairement à la phase-test.
- **Expérimenter plusieurs micro-réseaux virtuels dans les villes et villages, pour y développer du grand photovoltaïque (églises, écoles...)**. Un appel à projets peut être lancé par les Régions. Les expériences-pilotes seront menées avec l'aide des GRD concernés.
- **Soutenir les recherches visant à la transformation de végétaux et notamment des algues marines ou fluviales en biocarburant (liquide ou**

**gazeux)**<sup>128</sup>. Il existe déjà un projet belge de R&D. L'avantage de cette nouvelle technologie est multiple : la prolifération des algues en raison de la présence élevée dans l'eau de certains composants nutritifs comme le nitrate ou le CO<sub>2</sub> dissous offre une opportunité de recyclage de cette ressource pour contribuer à la transition énergétique. La valorisation des algues peut également amener des entreprises à considérer le nettoyage de certaines zones maritimes comme une activité économique attractive : il s'agit d'une capacité de stockage énergétique sous forme de biocarburant. Les coûts de production restent toutefois encore élevés, notamment parce que l'étape de transformation nécessite elle-même une forte quantité d'énergie. Ces coûts devraient diminuer avec les progrès techniques et une commercialisation à plus grande échelle. Enfin, la possibilité de concentrer cette phase en période de forte production d'énergies intermittentes constitue une forme de stockage de l'électricité.

- **Poursuivre les recherches et projets-pilotes dans le domaine de la géothermie.**
- **Soutenir le développement de l'écoconstruction et l'utilisation de matériaux naturels (exemple le chanvre). Cette manière de construire**

**des bâtiments est bénéfique pour la santé, le climat (très peu d'émissions de GES liées à la production et au transport) et notre économie (matières premières et savoir-faire disponibles sur le territoire wallon). Pour ce faire, nous souhaitons mettre en œuvre plusieurs mesures et notamment :** sensibiliser et informer le grand public aux bénéfices de l'éco-construction et des matériaux naturels ; développer des formations spécifiques dans les organismes régionaux de formation, intégrer l'éco-construction dans les programmes de l'enseignement secondaire qualifiant et de l'enseignement supérieur ; développer un label « Eco-matériau » ; octroyer une surprime lorsque les matériaux d'isolation de bâtiments sont biosourcés et labellisés comme tels ; mieux intégrer les éco-matériaux dans les critères utilisés dans le cadre de marchés publics ; faciliter l'accès aux agréments techniques et aux analyses de cycle de vie pour les entreprises de l'éco-construction ; renforcer le soutien aux actions menées par le pôle de compétitivité « GREENWIN » (projets d'innovation en éco-construction) et à celles mises en œuvre par le cluster « Eco-construction » (sensibilisation, information, formation, accompagnement), en veillant à leur complémentarité et leur cohérence.

---

<sup>128</sup> Pour ce type de projet, il est également intéressant de viser la bioéconomie et les bioraffineries, qui mutualisent les besoins/production énergétiques mais aussi la production de

valeur ajoutées par le ventes de molécules plateformes ou spécifiques qui sont à haute valeur ajoutée.

Figure 48 – Exemples d'éoliennes volantes (Cerf-volant de KitEnergy en haut à gauche, Turbine Altaeros en bas à gauche, éolienne de Makani à droite, avec zoom en haut et vue d'ensemble en bas)



Source : CCo – Creative Commons

#### PROPOSITIONS :

87. **Soutenir la recherche et le développement liés au stockage et à la gestion de la demande** : batteries fixes et mobiles, inertie thermique des fluides et matériaux, géothermie, micro-pompage-turbinage (buildings innovants, châteaux d'eau...), changement de phase, hydrogène...
88. **Accélérer les innovations en matière de production de l'électricité** : développer le photovoltaïque vertical, les éoliennes alternatives et les hydroliennes en mer et le long des cours d'eau...
89. **Soutenir également la recherche et le développement liés à la transformation de végétaux et notamment des algues marines ou fluviales en biocarburant ou biogaz.**
90. **Améliorer les technologies liées aux micro-réseaux virtuels.**
91. **Soutenir l'éco-construction** tant sur le plan de la recherche et du développement que de l'entrepreneuriat, de la commercialisation des innovations et de sensibilisation de la demande.

### 3.6. METTRE EN ŒUVRE UNE STRATEGIE DU GAZ EN TANT QUE SOURCE D'ÉNERGIE D'APPOINT ET D'ÉQUILIBRAGE

Compte tenu du caractère intermittent de la production d'électricité renouvelable, il est nécessaire de compléter le mix énergétique par des unités de production rapidement activables en cas de besoin, et le cas échéant, par des capacités d'importation significatives.

L'énergie reste une ressource stratégique essentielle pour la sécurité d'un État et la compétitivité de son économie. La souveraineté énergétique de la Belgique et l'autonomie d'approvisionnement sont des éléments majeurs à préserver afin de réduire la dépendance aux autres pays. La mise en service d'unités de production d'appoint aux énergies renouvelables s'avère dès lors indispensable. De nouvelles centrales TGV et turbines à gaz peuvent répondre à cet objectif, sous certaines conditions : il convient de limiter le nombre d'unités thermiques étant donné le coût de l'investissement, mais aussi d'en limiter l'usage, vu que ces unités émettent du CO<sub>2</sub>. La minimisation de la puissance disponible de ces unités et de leur utilisation dépend de notre capacité à rapidement atteindre les objectifs préalablement fixés (utilisation rationnelle de l'énergie, développement des énergies renouvelables, gestion de la demande, stockage...). Toutefois, cet usage ponctuel des capacités thermiques ne permet pas de rentabiliser de telles infrastructures. Il est ainsi nécessaire de prévoir un mécanisme de soutien de l'État fédéral au bénéfice des investisseurs privés qui décideront de financer la construction, l'entretien et le fonctionnement de telles centrales.

Pour rappel, on estime qu'il faudrait entre 2.700 MW et 5.700 MW de **nouvelles capacités thermiques**. Le pacte énergétique suit le scénario minimaliste de **2.700 MW**, à condition de mettre en place une politique volontariste en termes d'utilisation rationnelle de l'énergie, de performance énergétique, de production d'énergie renouvelable, de stockage et de gestion de la demande. Elia évoque plutôt 6.000 MW d'unités à mobiliser, soit 3.600 MW de nouvelles capacités. Nous recommandons de suivre l'orientation du pacte énergétique afin de limiter le nombre d'unités thermiques au gaz à créer et d'améliorer les performances environnementales de la Belgique (émissions de gaz à effet de serre, part de la production renouvelable...). Par ailleurs, la prolongation de la durée de vie de certaines centrales au gaz existantes et qui atteindront 25 ans en 2025 pourrait être envisagée étant donné le faible nombre d'heures de fonctionnement requis pour certaines tranches de capacités.

Afin de garantir la création de suffisamment d'unités thermiques, un mécanisme de rémunération de capacité (CRM) doit être mis en place. Pour rappel, le CRM est un

mécanisme de marché qui confère une certaine valeur à la capacité de production d'électricité à créer (par exemple la construction de centrales thermiques au gaz) pour garantir la sécurité d'approvisionnement d'un pays. Cette valeur permet de rémunérer les producteurs d'électricité à un prix attractif pour qu'ils investissent dans des capacités au départ peu rentables, parce que plus coûteuses et pas exploitées en continu. Il s'agit en quelque sorte d'une « prime d'assurance » payée à des producteurs d'électricité pour qu'ils acceptent d'installer ces capacités afin d'assurer l'adéquation entre l'offre et la demande tout au long de l'année. Il existe plusieurs types de CRM : les rémunérations de la capacité (rémunération fixe de la capacité qui est définie par une autorité centrale), les obligations de capacité (volumes imposés aux fournisseurs qui négocient ensuite avec des producteurs) et le modèle d'enchères de capacité (un volume de capacité souhaité est déterminé par l'autorité centrale qui met ensuite en concurrence plusieurs producteurs au travers d'une mise aux enchères ou d'une adjudication).

En juillet 2018, le Gouvernement fédéral a finalement adopté le modèle de la mise aux enchères en deux temps. Le mécanisme a fait l'objet d'une proposition de loi adoptée par la Chambre en avril 2019 qui fixe le cadre général. Une première mise aux enchères sera organisée en 2021, quatre ans avant chaque année de livraison et une autre est prévue un an avant la livraison. Les capacités du CRM seront déterminées sur base des recommandations d'ELIA. Ce dernier estime pour l'instant les besoins de nouvelles capacités à 3.600 MW à partir de 2025. Sur base du CRM privilégié par le Gouvernement fédéral, les fournisseurs de capacité sélectionnés bénéficieront d'une prime à condition de la capacité prévue soit disponible. Enfin, si le prix de référence du marché est inférieur au prix fixé lors de la conclusion du contrat avec le fournisseur de capacité, ce dernier devra rembourser la différence auprès de l'État fédéral.

Sur base d'un scénario de +3.600 MW de nouvelles capacités thermiques, le cabinet PricewaterhouseCoopers estime le coût du mécanisme de rémunération jusqu'à 345 millions d'euros par an. Dans l'hypothèse d'une limitation de la hausse des capacités à +2.700 MW, le coût annuel pourrait passer à +/- 260 millions d'euros.

Pour s'assurer de la disponibilité de capacités d'appoint suffisantes d'ici 2025, il est indispensable que les autorités fédérales obtiennent l'accord des autorités européennes et mettent en œuvre, avant les prochaines élections législatives, le mécanisme de rémunération de la capacité (CRM) pour qu'il soit opérationnel dans les prochaines années. En effet, ce mécanisme est complexe et vu les expériences à l'étranger, son implémentation va durer plusieurs années. Si la formation du prochain Gouvernement fédéral devait tarder, il n'est pas certain

que ces capacités soient opérationnelles en 2025. Or, la mise en place du mécanisme prend de l'ordre de 4 à 6 ans.

Des principes essentiels doivent guider l'État fédéral dans le choix du système CRM et le choix du ou des producteurs de capacités d'appoint : tout d'abord définir un design le mieux adapté possible au marché belge, veiller à une excellente mise en concurrence des opérateurs afin de disposer des meilleures offres aux meilleurs prix ; ensuite, maintenir le coût le plus bas possible pour le consommateur et prévenir les risques de surcharges déraisonnables reportées sur les contribuables ou consommateurs si la rentabilité des capacités est très faible ; enfin, dans le cas contraire, si la rentabilité est bonne, exiger une restitution partielle des bénéfices générés par les producteurs au bénéfice de l'Etat et du consommateur.

La loi d'avril 2019 devra être rapidement mise en œuvre par le futur Gouvernement fédéral, sans quoi nous risquons d'arriver hors délai pour garantir une sortie du nucléaire sans devoir importer de l'électricité de manière excessive.

Complémentairement, un renforcement de la stratégie du gaz doit être défini et mis en œuvre à l'échelle nationale. Elle devra couvrir tous les services utilisant le gaz (production d'électricité, chauffage, transport, industrie...) et garantir un accès à cette ressource à long terme à un prix satisfaisant.

Pour rappel, Zeebrugge est un hub européen du gaz naturel par lequel transitent déjà 10% des volumes consommés en Europe. Le gaz naturel représente un combustible disponible et moins polluant que le fuel et le charbon. Il peut également être facilement stocké. À moyen terme, le gaz peut participer à la transition énergétique que nous souhaitons (développement du biométhane, du biopropane et du gaz de synthèse, power to gas), à un coût raisonnable et sans risque important de rupture d'approvisionnement. À titre indicatif, le biopropane (un gaz 100 % renouvelable issu de la transformation de déchets, de résidus et d'huiles végétales) est en plein développement et émet deux fois moins de CO<sub>2</sub> que le mazout.

À court terme le gaz peut répondre aux besoins résidentiels et tertiaires (chauffage), tant dans les zones irriguées par le réseau de transport et de distribution que dans les zones non couvertes. En effet, complémentairement à la stratégie d'isolation des bâtiments, l'installation de petites chaudières alimentées par de petites citernes de propane ou de gaz naturel voire une bombonne enterrée peut suffire à chauffer de nombreuses habitations en zone rurale sans devoir effectuer d'importants investissements de réseaux de transport et de distribution (FLUXYS est d'ailleurs occupé à mener un projet pilote).

#### **PROPOSITIONS :**

- 92. Mettre en œuvre avant 2021 un mécanisme de rémunération de la capacité (CRM) afin de créer 2.700 MW de nouvelles capacités thermiques à partir du gaz d'ici 2025. Lancer un appel d'offres pour disposer de capacités de production au gaz ou de stockage supplémentaire (pompage-turbinage et autres technologies innovantes).**
- 93. Définir une stratégie nationale du gaz couvrant à la fois les unités thermiques de production d'électricité, l'industrie, le transport (véhicules CNG) et le chauffage (notamment le remplacement du fuel par le (bio) gaz déploiement de petites chaudières au biopropane dans les habitations isolées). Cette stratégie doit veiller à assurer à long terme la disponibilité du gaz à un prix satisfaisant.**
- 94. Mettre un terme à la vente et à l'installation de chaudières à mazout à l'horizon 2030 au plus tard à condition que les consommateurs puissent se reporter vers une alternative crédible et abordable (par exemple la présence d'un réseau de distribution de gaz). Prévoir un phasing-out pour les chaudières existantes (maintien de services d'entretiens et de réparation...). Soutenir le développement d'alternatives (conversion vers le biogaz, réseaux de chaleur à l'échelle d'un quartier, travaux d'isolation, pompe à chaleur...).**

### 3.7. METTRE EN ŒUVRE LA SORTIE DU NUCLEAIRE

Dans le cadre du pacte énergétique conclu entre les Ministres de l'Énergie, l'objectif a été maintenu de respecter le cadre légal et de sortir du nucléaire à l'horizon 2025. Dans cette contribution et compte tenu des multiples risques et coûts liés à cette technologie, nous considérons nécessaire de confirmer cet objectif.

Pour compenser la fin du recours à l'énergie nucléaire pour la production d'électricité, il faudra compenser une capacité de 5.926 MW provenant des réacteurs de Doel et Tihange. À cette perte s'ajoute encore la disparition d'une puissance de 1.546 MW en raison de la fermeture des vieilles centrales au gaz, soit une puissance totale à retrouver de 7.472 MW. Il convient également de tenir compte de la hausse du niveau du pic de consommation annuelle attendu que nous évaluons à 700 MW sur base des données fournies par Elia, Albrecht et le Bureau fédéral du Plan. L'objectif consiste donc à identifier

comment obtenir une puissance supplémentaire d'environ 8.000 MW d'ici 2030 afin de compenser les arrêts d'unités nucléaires et thermiques et suivre l'évolution de la demande.

La démarche citoyenne que nous proposons dans ce livre blanc démontre qu'il est possible d'y arriver, à condition de mettre en œuvre dès à présent les actions qui s'imposent tout en plaçant le citoyen, l'administration, les collectivités et l'entreprise au cœur de la transition. Pour ne pas être en retard d'ici 2025, nous devons également lancer dans les meilleurs délais le processus de mise en place de capacités thermiques suffisantes. Grâce à une forte implication des acteurs, la capacité thermique nécessaire après 2025 peut être limitée à 5.000 MW (soit un niveau moindre que celui envisagé actuellement par le Gouvernement fédéral). Parallèlement, nous devons dès aujourd'hui préparer la fermeture et le démantèlement des centrales nucléaires.

Figure 49 – Démantèlement de la centrale nucléaire de Zion (Illinois, Etats-Unis)



Source : [www.chantiersdefrance.fr](http://www.chantiersdefrance.fr)

Alors que les chiffres se contredisent et que l'ONDRAF revoit régulièrement à la hausse les dépenses à prévoir pour démonter les centrales nucléaires et stocker les déchets radioactifs (le coût estimé a d'ailleurs été réévalué en août 2018, passant de 3,2 milliards d'euros à 10 milliards d'euros), il est important que les coûts liés au démantèlement et à la gestion des déchets soient évalués selon plusieurs scénarios et provisionnés sur base du scénario le plus défavorable, afin de ne pas faire peser le prix de cet héritage sur nos enfants et les générations futures. Un programme de démantèlement et des choix à long terme sur le plan de la gestion des déchets doivent être déterminés sur cette base. Les provisions nucléaires doivent être sécurisées et rendues effectivement disponibles au moment voulu. À ce jour, 10 milliards d'euros sont censés être provisionnés. Or, Synatom, la filiale d'Engie-Electrabel qui reçoit les provisions nucléaires, peut emprêter jusqu'à 75% de l'argent provisionné à l'exploitant nucléaire (qui est aussi sa maison-mère). Et comme les premiers déchets ne seront pas enterrés avant plusieurs dizaines d'années, beaucoup de choses pourraient arriver à Engie-Electrabel d'ici là. D'autant plus que des transferts ont été réalisés au sein du groupe avec pour conséquence de réduire les actifs d'Electrabel. Il convient aussi de renforcer les pouvoirs de la Commission des provisions nucléaires (CPN), l'organisme qui a pour mission de s'assurer qu'Engie-Electrabel provisionne suffisamment d'argent et que celui-ci soit effectivement disponible. Enfin, la durée du processus de démantèlement est très longue et

se décline en général en trois phases<sup>129</sup> : la première phase (+/- 5 ans) concrétise l'arrêt définitif des réacteurs et dure de l'ordre de 5 ans. Elle comprend notamment la vidange des réacteurs et des circuits annexes et leur nettoyage. Les réacteurs sont notamment vidés de leur combustible radioactif et ceux-ci sont entreposés dans un espace dédié. La deuxième phase (10 à 20 ans) porte sur le démantèlement en tant que tel. Les bâtiments et équipements non nucléaires et nucléaires (cuves des réacteurs, générateurs de vapeur...) sont démontés ou détruits. Dans ce cadre, les équipements et les bâtiments ayant un rayonnement radioactif sont décontaminés. Cette opération permet notamment de réduire le volume des déchets radioactifs. Durant ces opérations, le recours à l'eau et aux robots télécommandés permet de réduire l'exposition des travailleurs à la radioactivité. Des travaux et interventions non prévus peuvent également s'imposer, ce qui a pour effet de prolonger la durée de la phase 2. La dernière phase consiste en la remise en état des terrains, le contrôle de l'éventuelle radioactivité encore présente et la réaffectation des sites. Nous comprenons mieux pourquoi l'ensemble du processus de démantèlement peut durer jusqu'à 30 ans. Ceci implique de planifier et préparer suffisamment tôt le processus de démantèlement afin d'éviter que subsistent durant de nombreuses années des friches nucléaires sur notre territoire.

---

<sup>129</sup> <https://www.forumnucleaire.be/theme/energie/le-demantelement-des-centrales-nucleaires>

## PROPOSITIONS :

95. **Elaborer et adopter dans les meilleurs délais et au plus tard d'ici 2020 de manière transparente, avec les exploitants et les autorités compétentes, un programme de démantèlement des sept réacteurs nucléaires belges, visant à planifier dans le temps les opérations et travaux nécessaires et estimer de manière très précise les coûts liés au démantèlement, à la décontamination du site, au transport et au traitement des composants et déchets et à leur stockage.** En parallèle, un renforcement des pouvoirs de la Commission des provisions nucléaires (CPN) doit être opéré et une évaluation annuelle des provisions financières disponibles et encore à constituer doit être poursuivie, avec la garantie que les montants nécessaires seront suffisants et mis à disposition à temps par Engie-Electrabel. Cette démarche permet de confirmer et de concrétiser la fin de la filière nucléaire en Belgique, mais également de s'assurer que la dénucléarisation des installations et la gestion des déchets ne seront pas postposés. Nous ne voulons pas de friches nucléaires en Belgique. Elle permet également de clarifier la manière dont les installations seront démontées et les sites assainis. Elle oblige enfin l'État fédéral à arbitrer sur le stockage et le traitement des déchets de haute activité et de longue durée de vie (une décision a été prise pour les autres, stockés à Mol).
96. **Entreposer de manière transitoire en surface ou subsurface les déchets des centrales nucléaires.** En ce qui concerne la gestion des déchets et matières fissiles, l'ONDRAF a proposé en février 2018 au Gouvernement fédéral un enfouissement des déchets de haute activité et de longue durée de vie en couches géologiques profondes. Une fois que l'AFCN aura remis son avis, le Gouvernement sera invité à prendre une décision. Or, comme en témoignent les expériences à l'étranger et les débats scientifiques à ce sujet, il subsiste encore de nombreuses incertitudes sur la fiabilité, la sécurité et le coût de ce scénario, sachant que certains déchets seront stockés durant plusieurs siècles. Nous pensons notamment aux risques d'explosion (dégagement d'hydrogène en raison d'une mauvaise aération et d'un réchauffement des cavités), d'infiltrations ou de rayonnement radioactif (en cas d'inondation des galeries, de fissures dans la roche ou encore de séismes). Nous souhaitons dès lors que l'option d'un enfouissement profond fasse l'objet d'une évaluation plus approfondie à la lumière des projets qui sont ou seront mis en œuvre à l'étranger ainsi que des éventuelles futures innovations techniques pour traiter ces déchets. Nous proposons dès lors un entreposage en surface ou subsurface, dans un milieu suffisamment sécurisé et contrôlé, afin de disposer d'un délai convenable pour arrêter un choix dont les conséquences se comptent sur plusieurs centaines d'années et le coût en plusieurs milliards d'euros.
97. **Poursuivre le projet de recherche et de développement MYRRHA visant à réutiliser les déchets radioactifs comme carburant et ainsi générer de la chaleur et de l'électricité.** L'opération permettra de réduire de manière significative l'intensité de la radioactivité des déchets et sa longévité.

### 3.8. CONSTRUIRE UNE VERITABLE UNION ENERGETIQUE EUROPEENNE ET RENFORCER LES INTERCONNEXIONS

Nous proposons d'améliorer le mécanisme de couplage des marchés électriques existant afin de mieux utiliser les capacités d'interconnexions actuelles et d'augmenter le volume mis à disposition des marchés. Nous proposons ensuite le renforcement des interconnexions avec les pays limitrophes (jusqu'à +4.000 MW) afin d'atteindre à moyen terme 8.500 MW de capacités d'échange avec les pays voisins.

Cette stratégie d'interconnexion doit toutefois s'accompagner de la mise en place d'une véritable union énergétique européenne. Si des avancées significatives ont été réalisées depuis dix ans pour établir une politique énergétique européenne (marché unique de l'énergie, mécanisme intérieur de sécurité d'approvisionnement en gaz, réalisation de projets d'infrastructures énergétiques d'intérêt européen, objectifs de production d'électricité renouvelable, efficacité énergétique...), il est indispensable d'aller encore plus loin. Nous plaidons au niveau européen pour la mise en place de mécanismes de solidarité entre États. Comme le recommandent l'Institut Jacques DELORS<sup>130</sup> et la résolution du Parlement européen du 16 février 2017 sur l'amélioration du fonctionnement de l'Union européenne, plusieurs principes doivent guider la construction de cette Union de l'énergie et notamment :

- Dès 2020, la mise en place en Europe d'un prix plancher pour le secteur de la production d'électricité de 30 euros par tonne de CO<sub>2</sub>, ce qui permettrait de

rendre le gaz plus compétitif que le charbon pour produire de l'électricité. Les recettes générées permettraient de financer la transition énergétique à l'échelle européenne<sup>131</sup>.

- Une intégration complète du marché européen de l'énergie afin d'assurer la libre circulation des molécules de gaz et des électrons partout sur le territoire européen et de renforcer la concurrence entre producteurs et fournisseurs européens.
- Le renforcement des infrastructures de transport de part et d'autre du territoire européen (interconnexions et corridors) pour permettre la circulation physique de l'énergie entre frontières.
- Renforcer les missions de l'Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER).
- La mise en place d'une réserve stratégique européenne fondée sur la mutualisation des réserves nationales et d'un processus commun de négociation avec les fournisseurs.
- Une coordination des politiques énergétiques nationales qui ne se limite pas aux objectifs de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> et au développement des énergies renouvelables, mais qui définit également des objectifs de mix énergétique par pays afin d'assurer et d'optimiser la complémentarité des mixes entre Etats-membres.
- À terme, une réforme en profondeur du marché d'échange européen de quotas de CO<sub>2</sub>.

<sup>130</sup> ANDOURA, SAMI, *La solidarité énergétique en Europe : de l'indépendance à l'interdépendance*, 2013.

<sup>131</sup> TERRA NOVA, *Accélérer la décarbonation : vers un prix minimum du CO<sub>2</sub> pour l'électricité en Europe de l'Ouest*, 2017

**Propositions :**

98. Renforcer à moyen terme les interconnexions avec les pays limitrophes (jusqu'à +4.000 MW).
99. Assouplir les règles budgétaires européennes (périmètre de l'endettement) pour certains types d'investissement public visant à réduire ou déplacer la consommation énergétique ou à produire et stocker les énergies renouvelables.
100. Concrétiser l'Union énergétique européenne. Dans ce cadre :
- Mettre en place en Europe d'un prix plancher pour le secteur de la production d'électricité de 30 euros par tonne de CO<sub>2</sub>, ce qui permettrait de rendre le gaz plus compétitif que le charbon pour produire de l'électricité.
  - Créer une réserve stratégique européenne fondée sur la mutualisation des réserves nationales et d'un processus commun de négociation avec les fournisseurs.
  - Coordonner des politiques énergétiques nationales en ne se limitant pas aux objectifs de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> et au développement des énergies renouvelables, mais en définissant également des objectifs de mix énergétique par pays afin d'assurer et d'optimiser la complémentarité des mixes entre Etats-membres.

### 3.9. SYNTHÈSE DES 11 ORIENTATIONS ET 100 PROPOSITIONS

#### AXE 1 - MENER UNE STRATÉGIE AMBITIEUSE D'ISOLATION DES BÂTIMENTS

1. **Lancer un plan interfédéral d'investissement pour l'isolation des bâtiments résidentiels, administratifs, industriels et tertiaires, échelonné sur 12 années et s'appuyant sur un budget à la hauteur des défis qu'induit la transition énergétique : 1,5 milliard d'euros par an (pour les quatre entités), soit 18 milliards d'euros d'ici 2030.** Notre premier objectif est de réduire de 30% la consommation énergétique primaire des habitations d'ici 2030. Le second vise à réduire la consommation d'énergie primaire des bâtiments du secteur tertiaire (publics et privés) de minimum 40% à la même échéance.
2. **Développer le mécanisme du tiers-investisseur par lequel des opérateurs privés ou publics réalisent des travaux économiseurs d'énergie pour le compte de tiers particuliers ou de bâtiments à usage collectif (écoles, crèches...) et les financent en captant une partie des économies d'énergie réalisées par le tiers (réduction de la facture).** Combiner ce mécanisme avec la mise en place d'un mécanisme permettant de réduire le risque du tiers-investisseur (société en commandite et/ou garantie régionale) et l'octroi d'une prime et d'un avantage fiscal pour le consommateur. Impliquer les fournisseurs d'énergie dans la mise en œuvre du tiers-investissement via la mise en place de quotas d'économies d'énergie à atteindre annuellement pour chacun d'entre eux. Ils devront donc proposer des services (conseil, accompagnement, gestion administrative des travaux...), ou apporter un soutien financier des travaux économiseurs d'énergie auprès des particuliers et des entreprises.
3. **Renforcer massivement les moyens affectés à l'isolation des bâtiments scolaires.**
4. **Renforcer le montant de certaines primes affectées à la rénovation et à l'isolation en veillant à cibler les travaux et les projets les plus efficaces en termes de réduction de la consommation énergétique et d'émissions de CO<sub>2</sub> (réalisation d'un audit et respect d'une feuille de route indiquant l'ordre de priorité des travaux).**
5. **Proposer en Wallonie des prêts à taux zéro pour permettre à l'ensemble des propriétaires-bailleurs d'isoler les logements loués, à condition que le loyer respecte la grille de références des loyers.**
6. **Créer un fonds « isolation » afin de cofinancer les investissements nécessaires à la rénovation et l'équipement des bâtiments publics et ceux utilisés par les associations.** Dans ce cadre, les primes doivent être rehaussées pour les travaux les plus économiseurs d'énergies comme ceux portant sur la toiture.
7. **Affecter les revenus ETS au financement d'investissements économiseurs d'énergie et de réduction de gaz à effets de serre, en ciblant en priorité la rénovation du bâti.**
8. **Dans une logique « win-win », renforcer les moyens dévolus à la rénovation des logements publics et en même temps réformer le calcul des loyers des logements publics/sociaux afin que les locataires sociaux contribuent également en partie au coût des travaux.**
9. **En Wallonie, prévoir un bonus au chèque-habitat (réduction d'impôt accordée aux ménages qui deviennent propriétaires d'une habitation propre et unique et qui souscrivent un crédit hypothécaire) afin d'encourager la rénovation du bien acheté.**
10. **À Bruxelles, prévoir un bonus à l'abattement des droits d'enregistrement lors de l'acquisition de son habitation propre et unique afin d'encourager la rénovation du bien achat.**
11. **Diminuer la TVA de 21% à 12% sur les constructions neuves qui dépassent les normes européennes obligatoires (passif ou quasi passif).**
12. **Généraliser la TVA réduite sur la démolition-reconstruction** sous certaines conditions (vétusté du bâtiment à détruire, complexité technique ou coût excessif pour le rénover, limitation de l'impact du chantier sur le quartier concerné, excellente durée de vie du nouvel immeuble, préservation des façades d'intérêt patrimonial, très haute performance énergétique...).
13. **Encourager l'utilisation du bail de rénovation** (réduction du loyer pour les locataires qui acceptent de subir ou de réaliser des travaux de rénovation dans l'habitation louée).
14. **Permettre de déduire une partie des frais de rénovation du précompte immobilier, tant pour les habitations propres et uniques que pour les bailleurs.**

15. **Permettre de déduire une partie des frais de rénovation liés à des investissements économiseurs d'énergie des droits de donation et des droits de succession.**
16. **Bâtir les 14 quartiers nouveaux labellisés par la Région wallonne.** Adopter (ou maintenir) et mettre en œuvre des mesures visant à soutenir les quartiers nouveaux (exonération du précompte immobilier ; dessertes de bus dès l'arrivée des premiers habitants ; investissements régionaux...). Lancer un nouvel appel à projets. Privilégier les projets autour des petites gares SNCB situées sur les axes principaux.
17. **Soutenir le développement de l'éco-construction au travers d'un bouquet de mesures :** sensibilisation et information du grand public, développement de formations spécifiques dans les organismes régionaux de formation, intégration de l'éco-construction dans les programmes de l'enseignement secondaire qualifiant et de l'enseignement supérieur, développement d'un label « Eco-matériau », octroi d'une surprime lorsque les matériaux d'isolation de bâtiments sont biosourcés et labellisés comme tels, meilleure intégration des éco-matériaux dans les critères utilisés dans le cadre de marchés publics, facilitation de l'accès aux agréments techniques et aux analyses de cycle de vie pour les entreprises de l'éco-construction, renforcement des projets de recherche et développement (pôle GREENWIN en Wallonie) et des actions d'accompagnement des entreprises, entrepreneurs et consommateurs (cluster éco-construction).
18. **Mieux soutenir les ménages à faire face à leur facture d'énergie, grâce à un renforcement du fonds social « mazout » qui doit aussi se transformer en « fonds social « chauffages »** afin de l'élargir à toutes les sources d'approvisionnement et anticiper la fin du chauffage au mazout dans quelques années. Relever le niveau de revenu des ménages pouvant y faire appel.
19. **En Wallonie, procéder à une harmonisation par le bas des tarifs des gestionnaires de réseau de distribution, en générant des économies d'échelles via le rapprochement et, à terme, la fusion, de ces différents opérateurs.**

## AXE 2 - INVESTIR DANS DES ÉQUIPEMENTS ÉCONOMISEURS D'ÉNERGIE

20. **Equiper d'ampoules LED la quasi-totalité des luminaires du territoire d'ici 10 ans (éclairage public, bâtiments tertiaires, habitations...) et généraliser l'utilisation de lampadaires intelligents sur la voirie (activation lors du passage d'usagers).**
21. **Encourager les organisations publiques à montrer l'exemple, tant sur le plan des choix d'investissement que de l'organisation du travail et du fonctionnement interne ou encore des critères de sélection qualitative ou d'évaluation des offres dans le cadre de marchés publics.**
22. **Encourager fiscalement l'acquisition d'équipements électroménagers de classe A et d'ampoules LED.** Nous estimons que ces mesures peuvent réduire la consommation d'électricité sur l'ensemble du Royaume de 8%.
23. **Poursuivre la mise en œuvre d'accords de branche** (c'est-à-dire la conclusion sur base volontaire de contrats d'objectifs, entre la Wallonie et les secteurs industriels, représentés par les entreprises les plus intensives en énergie via leur fédération) et élargir leur utilisation à de nouveaux secteurs ainsi qu'aux PME et TPE.
24. **Instaurer progressivement au niveau européen une contribution carbone, pour les secteurs non couverts par les quotas d'émission CO<sub>2</sub>, visant à décourager le recours aux énergies carbonées et à intégrer dans les prix la quantité de CO<sub>2</sub> émis pour produire et transporter les produits achetés.** Veiller à ce que cette contribution soit proportionnée et juste et ne fragilise pas les entreprises, plus particulièrement les PME et TPE et l'emploi. Phaser la tarification sur 12 ans (augmentation progressive du tarif) afin de laisser suffisamment de temps aux entreprises de se préparer à cette fiscalité. Accompagner et soutenir les entreprises, et plus particulièrement les PME et les TPE. Lier également cette mesure à la mise en place d'un mécanisme d'aide et d'accompagnement des citoyens disposant de revenus limités ou vivant en zones rurales et au développement d'alternatives crédibles.
25. **Mettre en place aux frontières de l'Europe des droits de douane adaptés en fonction d'objectifs environnementaux, sociaux et humains (droits de l'homme, santé...) afin d'encourager les entreprises non européennes à s'aligner sur les normes en vigueur au sein des Etats-membres de l'Union.**
26. **Inclure des clauses de statu quo dans les accords commerciaux internationaux autorisant les États à imposer les mêmes objectifs sociaux, environnementaux et humains aux entreprises non européennes.**

Mettre en place une information sur la provenance et l'impact environnemental des produits qui soit la plus lisible pour le consommateur.

27. Instaurer le « cash for watts » à destination des entreprises : réformer l'impôt des sociétés afin de renforcer les possibilités et l'attractivité des déductions fiscales des investissements économiseurs d'énergie dans les entreprises, sur base d'un audit, d'un contrat d'objectifs et de la certification des progrès réalisés.
28. Pour les PME et TPE, proposer un prêt à taux réduit visant les investissements économiseurs d'énergie, en collaboration avec les outils économiques régionaux (sociétés publiques d'investissement) et un service d'accompagnement.

### AXE 3 - CHANGER NOS MODES DE CONSOMMATION

29. Interdire l'ouverture permanente des portes des commerces en période hivernale et rendre obligatoire l'extinction des publicités et enseignes lumineuses durant la nuit.
30. Mettre en place une campagne de sensibilisation permanente à la consommation responsable de l'énergie : s'inspirer de la campagne « BOB » dans le domaine de la sécurité routière pour développer un programme de sensibilisation à la consommation responsable de l'énergie, auprès de divers publics et en utilisant différents outils de communication. Assortir la campagne d'une identité forte, avec un personnage et un prénom. Mettre en œuvre des campagnes publicitaires percutantes (spots TV et radio, affiches, messages sur internet...).
31. Organiser des projets interactifs et des événements dans les écoles : les enfants ont aujourd'hui un impact non négligeable sur les décisions familiales. Ils sont également des adultes en devenir qu'il convient de sensibiliser le plus tôt possible.
32. Faciliter la mise en œuvre des solutions techniques permettant aux consommateurs de mieux suivre leur consommation énergétique quotidienne et au fil des saisons, son coût et de réagir aux signaux de prix, à n'importe quel moment (applications en ligne, compteurs intelligents...).
33. Mettre à disposition des ménages des prises électriques « coupe veille » intelligentes (prises qui activent ou coupent l'alimentation électrique automatiquement, sur base des habitudes de consommation).
34. Veiller à ce que les compteurs intelligents permettent aux consommateurs de mieux maîtriser leur consommation et leur facture énergétique, en assurant une excellente lisibilité des informations communiquées par l'appareil. À l'image des données fournies par les voitures récentes en matière de consommation de carburants ou par les opérateurs de téléphonie mobile concernant l'état de la future facture, les compteurs intelligents devront permettre aux consommateurs de connaître, comprendre et réagir efficacement aux informations affichées (et notamment fournir une estimation exprimée en euros de la consommation par journée, semaine, mois et année).
35. Associer les fournisseurs d'énergie dans les actions d'information et de sensibilisation.

### AXE 4 - FAVORISER UNE AUTRE MOBILITÉ

36. Doubler le nombre de jours-personnes de télétravail en Belgique. Actuellement, 17% de personnes bénéficient du télétravail et pour ceux-ci, le nombre de jours accordés moyen s'élève à 1,5. Pour rappel, selon le SPF, 40% des travailleurs ont un emploi qui leur permet de télétravailler, parfois avec quelques ajustements. Pour les 60% restants, c'est plus compliqué. Il est donc possible de dépasser la barre de 30% de travailleurs bénéficiaires et de 2 journées en moyenne de télétravail.
37. Permettre de concentrer ses heures de travail sur 4 jours plutôt que 5 ou de travailler plus durant certaines semaines et moins pour d'autres (garde d'enfants).
38. Développer le « téléTRAINvail » en assurant un accès internet dans le train, plus de tablettes et de prises disponibles, et en encourageant les employeurs à reconnaître le travail accompli durant les trajets. Appliquer la même démarche pour les voyages professionnels en autocar. À terme, élargir le télétrainvail à l'ensemble des transports publics, au covoiturage et aux véhicules autonomes.

39. **Pérenniser et étendre le réseau express de covoiturage (RECO)** avec davantage de bandes réservées aux covoitureurs sur les autoroutes, la mise en place de stations d'embarquement et de débarquement faciles et rapides le long du réseau autoroutier, le développement d'une nouvelle application partagée sur tout le territoire belge, la meilleure prise en compte fiscale du covoiturage et la mise en place de navettes assurant le retour vers le point de départ.
40. **Prévoir systématiquement sur les routes régionales et communales en travaux des aménagements pour sécuriser l'usage du vélo** (pistes cyclables en sites propres, marquage au sol, zones avancées). Revoir le mécanisme de financement des investissements communaux à cet effet. Faire évoluer le réseau RAVEL afin qu'il serve aussi aux trajets domicile-travail et domicile-école et pas uniquement aux promenades touristiques (nouveaux itinéraires, connexion avec les autres réseaux cyclables, les pôles d'emploi...).
41. **Mettre en place des aides financières pour soutenir l'achat et l'usage du vélo et du vélo électrique ou encore d'autres véhicules légers (trottinette, hoverboard...)** : réduction de la TVA à 6% ; déductibilité pour l'entreprise à 120% pour tous les frais liés à ce type de véhicule ; primes pour son acquisition et indemnités de déplacement domicile-travail obligatoire avec démarches administratives simplifiées pour en bénéficier.
42. **Instaurer la portabilité des droits d'enregistrement** afin de permettre aux travailleurs de racheter une habitation plus proche du travail, sans devoir repayer 100% de droits d'enregistrement.
43. **Accorder une réduction d'impôt durant 5 ans pour celles et ceux qui choisissent de se rapprocher de leur lieu de travail parce qu'ils ne disposent pas d'une offre de transport public suffisante.** Cette réduction sera équivalente aux frais réels liés aux trajets domicile-travail déclarés par le travailleur avant son déménagement.
44. **Réduire à terme le parc automobile belge en limitant l'avantage fiscal aux seules voitures de société les plus performantes sur le plan environnemental et en permettant de remplacer cet avantage par un budget mobilité, une aide au logement (intervention dans le crédit hypothécaire ou le loyer) ou l'octroi de titres-services.** Procéder par phase afin de permettre aux entreprises et aux salariés de s'adapter à ce nouveau système.
45. **Aménager de véritables pôles de mobilité qui combinent gares, arrêts de bus et de trams, parkings de covoiturage, véhicules partagés (voitures, vélos, etc.), parkings (avec bornes de recharge électrique) et abris vélo sécurisés.** Espace de coworking et commerces feront partie de ces pôles.
46. **Refinancer le ferroviaire et garantir au minimum un train par heure et par sens dans toutes les gares et points d'arrêts. Accélérer la finalisation du RER.**
47. **En attendant l'instauration d'une vignette automobile, réformer la taxe de mise en circulation et la taxe de circulation afin de mieux prendre en compte les émissions de CO<sub>2</sub> réelles, la masse et la puissance du véhicule. Prendre en compte la composition du ménage dans le calcul de la taxe afin de ne pas pénaliser les familles nombreuses.**
48. **Rendre effective la zone de basse émission mise en œuvre à Bruxelles, assurer son renforcement progressif et appliquer cette mesure à d'autres villes belges.**
49. **Réduire significativement le transport de marchandises par camion en développant les alternatives (transport ferroviaire et par voie navigable, vélo-cargo...).**
50. **Soumettre à l'échelle européenne le kérosène des avions et le fuel des navires aux accises, harmoniser la TVA sur les billets d'avion et de train à l'échelle européenne, en fixant un taux maximum pour les premiers et un taux minimum pour les seconds. Ces moyens doivent être dédiés à un fonds pour la mobilité durable, qui soutienne le développement de la mobilité durable.**

## AXE 5 - ENCOURAGER LA FLEXIBILITE DE LA DEMANDE D'ELECTRICITE

51. **Généraliser le compteur communicant d'ici 2035, de manière progressive**, en ciblant en priorité les grands consommateurs d'électricité (plus de 6.000 kWh/an), les producteurs d'énergie renouvelable (prosumers, propriétaires d'une petite éolienne...), ceux disposant d'une borne de recharge pour véhicule électrique ou encore les nouvelles constructions. Remplacer les autres compteurs au fur et à mesure, lors du remplacement planifié de l'ancien compteur, de gros travaux de rénovation ou à la demande du consommateur.
52. **Mettre en place des mesures visant à protéger les consommateurs des risques liés à l'usage d'un compteur communicant** (protection de la vie privée, protection des droits des consommateurs, clarté des données communiquées par le compteur...).
53. **Pour les consommateurs disposant d'un compteur communicant et, le cas échéant, d'équipements permettant de moduler automatiquement le niveau de consommation d'électricité (domotique, objets connectés...), mettre en place une tarification dynamique se basant sur les prix des bourses de l'électricité et reflétant l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité.**
54. **Pour les consommateurs qui ne disposent pas de ces équipements, instaurer trois périodes tarifaires de référence fixes, planifiées à l'année** (heures vertes = tarif réduit, blanches = tarif standard et rouges = tarif élevé) **et deux autres périodes « mobiles »** (périodes noires en cas de risque d'un important déficit entre l'offre et la demande et périodes jaunes en cas de très fort excédent de la production d'électricité par rapport à la demande). Veiller à ce que cette tarification reste incitative et non punitive pour les consommateurs qui n'ont pas le choix d'utiliser le réseau durant les créneaux horaires les plus attractifs (modulation partielle de la composante distribution/taxes).
55. **Pour les nouveaux prosumers, instaurer un tarif d'injection qui encourage l'autoconsommation de l'électricité produite.**
56. **Renforcer le mécanisme d'effacement de marché « diffus » auprès des grandes entreprises, mais également le développer auprès des petites entreprises, du secteur public et non marchand et des particuliers.** Dans ce cadre, soutenir les opérateurs de flexibilité chargés de gérer à distance le niveau de consommation d'électricité de leurs clients et de rémunérer leurs clients sur base des périodes de non-consommation qu'ils consentent.
57. **Amener les organisations publiques (administrations, écoles...) à montrer l'exemple en adaptant leur consommation d'électricité en fonction de sa disponibilité.**

## AXE 6 - DEVELOPPER LE STOCKAGE DE L'ELECTRICITE

58. **Réformer la taxe de mise en circulation voire la taxe de circulation afin d'encourager l'achat de véhicules à carburant alternatif (électriques, CNG et hydrogène).** Intégrer ces critères dans le calcul d'une éventuelle future vignette automobile belge.
59. **Maintenir le mécanisme de la voiture de société, mais le limiter aux véhicules à carburant alternatif (électriques, CNG et hydrogène).**
60. **Mettre en place un prêt à taux zéro pour l'achat d'un véhicule à carburant alternatif à destination des ménages à revenus limités.**
61. **Remplacer d'ici 2025 l'ensemble de la flotte de véhicules appartenant aux pouvoirs publics par des véhicules à carburant alternatif (électriques, CNG et hydrogène).**
62. **Lancer un plan de déploiement de bornes de recharge rapides pour voitures électriques, CNG et hydrogène en partenariat avec le privé et uniformiser le système de paiement et de rechargement.** Ces bornes seront nécessairement déployées dans près des nouveaux logements et quartiers ainsi que des zonings. Parallèlement, développer un réseau de bornes de recharge lentes auprès des particuliers, des administrations et des entreprises.
63. **Réaliser une cartographie complète des bornes de recharge.**

64. Adapter la tarification de l'électricité afin d'encourager les utilisateurs de véhicules électriques à recharger leur véhicule lorsque la production d'énergie est importante et à éviter un rechargement lors de périodes critiques (par exemple les soirées d'hiver en cas d'absence de vent).
65. Encourager les entreprises dans le secteur industriel et de la grande distribution à pleinement exploiter l'inertie thermique liée au froid (par exemple couper l'alimentation des frigos, congélateurs et chambres froides pendant les heures critiques de l'hiver). La chaîne du froid est respectée à partir de -18 degrés, les congélateurs peuvent toutefois descendre beaucoup plus bas en température et être momentanément coupés durant les pics de consommation d'électricité. Il en va de même des frigos qui peuvent descendre à 1 degré pour ensuite être désactivés et réactivés quand la température atteint la limite imposée par les normes de sécurité alimentaire.
66. Développer le stockage d'électricité par batterie fixe, à l'échelle industrielle et résidentielle.
67. Développer le stockage par inertie thermique des matériaux et fluides : développement de réseaux de chaleur connectés à des sources d'électricité renouvelable et produisant de la chaleur en hiver et du froid en été (en priorité pour des quartiers nouveaux, de nouveaux immeubles de grande taille et les zonings et bâtiments industriels), d'accumulateurs électriques de nouvelle génération, de pompes à chaleur ou encore de chauffe-eau solaires.
68. Développer le stockage par inertie thermique des matériaux et fluides : développement de réseaux de chaleur connectés à des sources d'électricité renouvelable et produisant de la chaleur en hiver et du froid en été (en priorité pour des quartiers nouveaux, de nouveaux immeubles de grande taille et les zonings et bâtiments industriels), d'accumulateurs électriques de nouvelle génération, de pompes à chaleur ou encore de chauffe-eau solaires.
69. Adapter la réglementation afin de rendre plus attractif l'investissement dans de nouvelles infrastructures de pompage-turbinage et exploiter les sites carriers : mise en place d'un mécanisme de rémunération des capacités, c'est-à-dire un prix payé à l'exploitant par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité parce que l'installation contribue à l'équilibrage du réseau et à la sécurité d'approvisionnement ; réduction ou suppression des tarifs de distribution lors du prélèvement (pompage) et de la réinjection (turbinage) de l'électricité sur le réseau...

#### AXE 7 - DEVELOPPER DES MODES DE PRODUCTION D'ELECTRICITE ALTERNATIFS

70. Instaurer un prêt à taux zéro remboursable sur 10 ans pour soutenir le développement de la filière photovoltaïque.
71. Octroyer une prime d'investissement de départ lors de l'installation de panneaux photovoltaïques.
72. Faire évoluer le mécanisme de compensation (compteur qui tourne à l'envers) afin d'encourager les prosumers à auto-consommer l'énergie qu'ils produisent.
73. Encourager les (co-)propriétaires de grands bâtiments dont les toits ou murs sont idéalement orientés (bâtiments commerciaux ou industriels, équipements collectifs...) à couvrir au maximum leurs surfaces disponibles.
74. Développer des « micro-réseaux virtuels » à l'échelle d'un quartier, d'un village ou d'un zoning, permettant aux consommateurs de se regrouper autour d'une capacité de production locale tout en restant connectés au réseau public. Les réseaux virtuels offrent les mêmes services que les micro-réseaux fermés (possibilité d'orienter les électrons produits localement vers les utilisateurs locaux, créer un marché décentralisé pour inciter les usagers à consommer en priorité l'énergie produite à proximité, notamment quand les panneaux photovoltaïques sont les plus productifs, mutualisation des capacités de stockage...). Les réseaux virtuels ont l'avantage de fonctionner à partir des infrastructures existantes et de compteurs intelligents. Il n'est donc pas nécessaire de devoir placer des nouveaux câbles pour recréer un réseau parallèle et hermétique au réseau du GRD.
75. Créer une « centrale » photovoltaïque partagée au cœur de chaque village et quartier : lancer un appel à projets auprès des communes afin de développer sur certains équipements collectifs (bâtiments publics, écoles, églises...) de grandes installations photovoltaïques et les connecter aux habitations environnantes via un micro-réseau virtuel.
76. Limiter le nombre d'éoliennes onshore à créer en développant un nouveau parc éolien offshore.

77. Eloigner les grandes éoliennes onshore des habitations en les concentrant dans les zonings industriels, près des autoroutes et voies navigables...)
78. Limiter le nombre de grandes éoliennes onshore en développant le petit éolien à proximité de bâtiments susceptibles d'utiliser l'énergie produite de manière optimale (bâtiments tertiaires, hôpitaux...) et dans certaines zones résidentielles et urbaines.
79. Mettre en place une coopérative communale de développement des énergies renouvelables dans chaque commune et donner un titre de participation gratuitement à chaque habitant. Permettre aux habitants qui le souhaitent d'acheter d'autres titres dans la coopérative. Dans ce cadre, octroyer une aide financière lors du lancement de projets de développement de grandes installations photovoltaïques ou d'éoliennes terrestres et encourager les communes à mettre des terrains et toitures à disposition. De manière plus générale, favoriser le développement d'éoliennes onshore citoyennes en encourageant la création de coopératives d'investissement dans l'énergie éolienne (subside lors du lancement du projet, accompagnement par des facilitateurs et des gestionnaires de réseau de distribution, préfinancement ou cofinancement par des sociétés publiques d'investissement, mise à disposition de terrains par les communes...).
80. Encourager les grands développeurs éoliens à proposer d'ouvrir une partie du capital (au moins 40% du capital) des nouvelles installations à la population locale, aux pouvoirs locaux ou aux coopératives citoyennes, mais aussi à les informer de cette possibilité.
81. Privilégier sous certaines conditions le repowering (remplacement d'éoliennes en fin de vie par de plus puissantes).
82. Mettre en place une TVA à 6% sur les contrats de fourniture d'électricité lorsque ceux-ci garantissent l'utilisation d'un volume significatif de renouvelable belge. Afin d'encourager les consommateurs à conclure un contrat de fourniture d'électricité dont l'approvisionnement provient de manière significative de productions renouvelables, nous proposons de réduire le taux de TVA à 6%. Cette mesure devrait accroître la demande en faveur des producteurs d'électricité renouvelable et donc soutenir l'investissement dans ces filières, à condition de prévoir une certification assurant que l'électricité concernée est bien renouvelable et produite en Belgique<sup>132</sup>. Comme expliqué dans la proposition 2, la Commission européenne a fait part de son souhait de laisser plus de latitude aux Etats-Membres pour définir le régime de TVA applicable aux biens et services vendus sur leur territoire, à condition que le taux moyen demeure au-dessus de 12%.
83. Etablir un cadre juridique, fiscal et financier stable et prévisible de l'investissement dans les énergies renouvelables.
84. Développer la filière biomasse à partir des déchets organiques : atteindre 200 MW de puissance activable supplémentaire, dont 66 MW à Bruxelles.
85. Inciter certaines entreprises à installer une unité de cogénération petite ou moyenne, lorsque leur activité implique au moins 15.000 kWh de production de chaleur. L'intérêt est de récupérer une partie de cette chaleur pour produire en même temps de l'électricité (qui sera autoconsommée ou réinjectée sur le réseau). Il est également possible de cibler les grands immeubles. Nous fixons comme objectif 200 MW de puissance installée.
86. Mettre en place 55 MW de nouvelles capacités de production électrique à partir d'hydroliennes situées le long des cours d'eau d'ici 2030 pour atteindre un total de 164 MW de puissance installée en Belgique.

#### AXE 8 - INVESTIR DANS LA RECHERCHE ET LE DEVELOPPEMENT

87. Soutenir la recherche et le développement liés au stockage et à la gestion de la demande : batteries fixes et mobiles, inertie thermique des fluides et matériaux, géothermie, micro-pompage-turbinage (buildings innovants, châteaux d'eau...), changement de phase, hydrogène...
88. Accélérer les innovations en matière de production de l'électricité : développer le photovoltaïque vertical, les éoliennes alternatives et les hydroliennes en mer et le long des cours d'eau...

<sup>132</sup> Une partie de l'électricité « verte » vendue en Belgique provient en réalité de labels achetés dans les pays nordiques et provenant d'unités de production hydraulique.

89. Soutenir également la recherche et le développement liés à la transformation de végétaux et notamment des algues marines ou fluviales en biocarburant ou biogaz.
90. Améliorer les technologies liées aux micro-réseaux virtuels.
91. Soutenir l'éco-construction tant sur le plan de la recherche et du développement que de l'entrepreneuriat, de la commercialisation des innovations et de sensibilisation de la demande.

#### AXE 9 - ASSURER NOTRE SECURITE D'APPROVISIONNEMENT

92. Mettre en œuvre avant 2021 un mécanisme de rémunération de la capacité (CRM) afin de créer 2.700 MW de nouvelles capacités thermiques à partir du gaz d'ici 2025. Lancer un appel d'offres pour disposer de capacités de production au gaz ou de stockage supplémentaire (pompage-turbinage et autres technologies innovantes).
93. Définir une stratégie nationale du gaz couvrant à la fois les unités thermiques de production d'électricité, l'industrie, le transport (véhicules CNG) et le chauffage (notamment le remplacement du fuel par le (bio) gaz déploiement de petites chaudières au biopropane dans les habitations isolées). Cette stratégie doit veiller à assurer à long terme la disponibilité du gaz à un prix satisfaisant.
94. Mettre un terme à la vente et à l'installation de chaudières à mazout à l'horizon 2030 au plus tard à condition que les consommateurs puissent se reporter vers une alternative crédible et abordable (par exemple la présence d'un réseau de distribution de gaz). Prévoir un phasing-out pour les chaudières existantes (maintien de services d'entretiens et de réparation...). Soutenir le développement d'alternatives (conversion vers le biogaz, réseaux de chaleur à l'échelle d'un quartier, travaux d'isolation, pompe à chaleur...).

#### AXE 10 - METTRE EN ŒUVRE LA SORTIE DU NUCLEAIRE

95. Elaborer et adopter dans les meilleurs délais et au plus tard d'ici 2020 de manière transparente, avec les exploitants et les autorités compétentes, un programme de démantèlement des sept réacteurs nucléaires belges, visant à planifier dans le temps les opérations et travaux nécessaires et estimer de manière très précise les coûts liés au démantèlement, à la décontamination du site, au transport et au traitement des composants et déchets et à leur stockage. En parallèle, un renforcement des pouvoirs de la Commission des provisions nucléaires (CPN) doit être opéré et une évaluation annuelle des provisions financières disponibles et encore à constituer doit être poursuivie, avec la garantie que les montants nécessaires seront suffisants et mis à disposition à temps par Engie-Electrabel. Cette démarche permet de confirmer et de concrétiser la fin de la filière nucléaire en Belgique, mais également de s'assurer que la dénucléarisation des installations et la gestion des déchets ne seront pas postposés. Nous ne voulons pas de friches nucléaires en Belgique. Elle permet également de clarifier la manière dont les installations seront démontées et les sites assainis. Elle oblige enfin l'État fédéral à arbitrer sur le stockage et le traitement des déchets de haute activité et de longue durée de vie (une décision a été prise pour les autres, stockés à Mol).
96. Entreposer de manière transitoire en surface ou subsurface les déchets des centrales nucléaires. En ce qui concerne la gestion des déchets et matières fissiles, l'ONDRAF a proposé en février 2018 au Gouvernement fédéral un enfouissement des déchets de haute activité et de longue durée de vie en couches géologiques profondes. Une fois que l'AFCN aura remis son avis, le Gouvernement sera invité à prendre une décision. Or, comme en témoignent les expériences à l'étranger et les débats scientifiques à ce sujet, il subsiste encore de nombreuses incertitudes sur la fiabilité, la sécurité et le coût de ce scénario, sachant que certains déchets seront stockés durant plusieurs siècles. Nous pensons notamment aux risques d'explosion (dégagement d'hydrogène en raison d'une mauvaise aération et d'un réchauffement des cavités), d'infiltrations ou de rayonnement radioactif (en cas d'inondation des galeries, de fissures dans la roche ou encore de séismes). Nous souhaitons dès lors que l'option d'un enfouissement profond fasse l'objet d'une évaluation plus approfondie à la lumière des projets qui sont ou seront mis en œuvre à l'étranger ainsi que des éventuelles futures innovations techniques pour traiter ces déchets. Nous proposons dès lors un entreposage en surface ou subsurface, dans un milieu suffisamment sécurisé et

contrôlé, afin de disposer d'un délai convenable pour arrêter un choix dont les conséquences se comptent sur plusieurs centaines d'années et le coût en plusieurs milliards d'euros.

97. **Poursuivre le projet de recherche et de développement MYRRHA visant à réutiliser les déchets radioactifs comme carburant et ainsi générer de la chaleur et de l'électricité.** L'opération permettra de réduire de manière significative l'intensité de la radioactivité des déchets et sa longévité.

#### AXE 11 - CONSTRUIRE UNE VERITABLE UNION ENERGETIQUE EUROPEENNE ET RENFORCER LES INTERCONNEXIONS

98. Renforcer à moyen terme les interconnexions avec les pays limitrophes (jusqu'à +4.000 MW).
99. Assouplir les règles budgétaires européennes (périmètre de l'endettement) pour certains types d'investissement public visant à réduire ou déplacer la consommation énergétique ou à produire et stocker les énergies renouvelables.
100. Concrétiser l'Union énergétique européenne. Dans ce cadre :
- Mettre en place en Europe d'un prix plancher pour le secteur de la production d'électricité de 30 euros par tonne de CO<sub>2</sub>, ce qui permettrait de rendre le gaz plus compétitif que le charbon pour produire de l'électricité.
  - Créer une réserve stratégique européenne fondée sur la mutualisation des réserves nationales et d'un processus commun de négociation avec les fournisseurs.
  - Coordonner des politiques énergétiques nationales en ne se limitant pas aux objectifs de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> et au développement des énergies renouvelables, mais en définissant également des objectifs de mix énergétique par pays afin d'assurer et d'optimiser la complémentarité des mixes entre Etats-membres.

# CONCLUSION



## CONCLUSION

Les objectifs du présent livre blanc consistent à tracer les contours d'une démarche humaniste de l'énergie et, à partir de constats chiffrés et du pacte Énergétique interfédéral de décembre 2017, de développer une stratégie à l'horizon 2030 visant à assurer la sécurité d'approvisionnement énergétique de la Belgique à un coût raisonnable, tout en concrétisant la sortie du nucléaire d'ici 2025 et en réduisant les émissions de gaz à effets de serre.

100 mesures articulées en 11 axes ont été définies et démontrent qu'il est possible de réussir cette transition énergétique vers une Belgique bénéficiant d'une sécurité d'approvisionnement bas carbone et sans radioactivité.

Comme le détaille le tableau 10, la mise en œuvre de mesures volontaristes permet d'atteindre une puissance minimale d'électricité mobilisable de 15.522 MW, ce qui est suffisant pour répondre à la hausse attendue des pics de consommation (14.450 MW). À cela s'ajoute également la possibilité à moyen terme d'importer, le cas échéant, un volume plus important d'électrons depuis l'étranger (jusqu'à 4.000 MW supplémentaires) ou d'exporter, lorsque les énergies renouvelables fonctionnent à plein régime, en veillant à renforcer les interconnexions pour renforcer notre position par rapport aux pays voisins. Comme développé dans ce document, le renforcement des interconnexions

doit s'opérer parallèlement à l'érection d'une véritable Union européenne de l'énergie.

Notre stratégie met surtout en évidence le rôle central que les acteurs, qu'ils soient citoyens, entreprises, administrations ou associations, devront jouer pour développer plus encore les sources d'énergie renouvelables, la gestion de la demande et le stockage d'électricité pour éviter de recourir à un volume trop important d'électricité produite à partir de centrales thermiques au gaz, avec le risque de voir les coûts augmenter et les engagements de la Belgique pour le climat ne pas être rencontrés.

Complémentaire à la sécurité d'approvisionnement en l'électricité, des mesures doivent aussi être concrétisées pour modifier notre consommation des combustibles fossiles les plus polluants comme le charbon et le fuel. Cela est indispensable afin de réduire davantage les émissions de gaz à effet de serre et ainsi compenser les volumes de Co<sub>2</sub> qui seront rejetés lorsque les centrales thermiques au gaz fonctionneront. La réduction de l'utilisation des énergies fossiles s'appuie aussi sur l'amélioration de la performance des bâtiments qui permet également de réduire la facture du chauffage et par conséquent d'offrir une meilleure maîtrise de l'évolution de la facture énergétique (électricité + chauffage).

Tableau 10 – Estimation de l'adéquation entre la charge maximale demandée et injectable d'électricité à l'horizon 2030 en Belgique grâce aux mesures proposées dans le livre blanc (Estimations par le CEPESS)

		2017	2030	Var
<b>Besoins à combler à l'horizon 2025-2030 résultant de l'évolution de la demande ou de l'arrêt de capacités de production d'électricité</b>				
1	Estimation du pic de consommation (niveau exceptionnellement élevé) (en MW)	13.750	14.450	+700
<b>Capacités de charge, de déplacement de charge ou de diminution de la demande (en MW)</b>				
3	Nucléaire	5.926	0	-5.926
4	Centrales Gaz existantes en 2017	3.846	2.300	-1.546
<b>Total des pertes de capacité et nouveaux besoins (2 + 3 – 1)</b>				<b>-8.172</b>
5	Nouvelles centrales Gaz (+ repowering de centrales gaz existantes)		2.700	+2.700
6	<i>Total Centrales Gaz (=4 + 5)</i>	<i>3.846</i>	<i>5.000</i>	<i>+1.154</i>
7	Cogénération	1.938	2.138	+200
8	Pompage-Turbinage	1.308	2.208	+900
9	Biomasse	794	1.000	+206
10	Eolien	-	-	-
11	<i>Charge potentielle max</i>	<i>2.848</i>	<i>8.000</i>	<i>5.152</i>
12	Photovoltaïque	-	-	-
13	<i>Charge potentielle max</i>	<i>3.828</i>	<i>8.000</i>	<i>4.172</i>
14	Hydrolien	-	-	-
15	<i>Charge potentielle max</i>	<i>109</i>	<i>164</i>	<i>55</i>
16	Estimation de la capacité de charge minimale des énergies intermittentes <sup>133</sup>	66	176	+110
17	Stockage par batteries (mobiles et fixes)	0	1.000	+1.000
18	Flexibilité	826	2.500	+1.674
19	Diminution de la demande (Performance et efficacité énergétique / Utilisation rationnelle de l'énergie) <sup>134</sup>	0	1.500	1.500
20	Total de la capacité de charge minimale disponible (+ déplacement et diminution) (=3 + 4 + 5 + 7 + 8 + 9 + 16 + 17 + 18 + 19)	<b>14.704</b>	<b>15.522</b>	<b>+818</b>
21	Adéquation de la capacité de charge minimale disponible par rapport au pic de consommation (=20-1)	<b>954</b>	<b>1.072</b>	<b>+118</b>
22	Total de la capacité de charge potentielle maximale (+ déplacement et diminution) (=3 + 4 + 5 + 7 + 8 + 9 + 11 + 13 + 15 + 17 + 18 + 19)	<b>21.317</b>	<b>31.510</b>	<b>+10.193</b>
<i>Capacités d'importation/exportation</i>		<i>4.500</i>	<i>8.500</i>	<i>+4.000</i>
<b>Total des nouvelles capacités minimales (=5 + 7 + 8 + 9 + 16 + 17 + 18 + 19)</b>				<b>+8.290</b>

<sup>133</sup> Hypothèses : sauf situation exceptionnelle (soirée sans vent ni courant dans les cours d'eau de la côte à Arlon combinée à un pic de consommation important), le mix d'installations d'énergies renouvelables (hors biomasse) est en mesure d'offrir une puissance minimale équivalente à 2% de la puissance maximale du parc éolien et de 10% du parc hydrolien. Le développement du petit et micro éolien permet également d'assurer une production d'électricité, même lorsque le vent est faible.

<sup>134</sup> Pour plus de clarté, le tassement du pic de consommation lié à une amélioration de la performance des bâtiments et des équipements ainsi que d'une utilisation plus rationnelle de l'énergie n'est pas intégré à l'estimation du pic de consommation futur. Il est plutôt présenté de manière théorique comme une hausse de la puissance disponible nécessaire pour équilibrer l'offre et la demande à chaque instant de l'année.

Tableau 11 – Estimation du volume d'électricité produit et consommé à l'horizon 2030 en Belgique grâce aux mesures proposées dans le livre blanc (Estimations par le CEPESS)

		2017	2030	Var
<b>Demande l'électricité annuelle en Belgique (en TWh)</b>				
<b>1</b>	<b>Estimation du volume annuel de consommation d'électricité (moyenne haute)<sup>135</sup></b>	<b>86</b>	<b>92</b>	<b>+6</b>
<b>Production annuelle d'électricité par filière en Belgique (en TWh)</b>				
<b>2</b>	Nucléaire	40,2	0	-40,2
<b>3</b>	Total Centrales Gaz	18,4	36 <sup>136</sup>	+17,6
<b>4</b>	Cogénération	6,7	8,7	+2
<b>5</b>	Biomasse	5,3	6,8	+1,5
<b>6</b>	Eolien	6,1	20,8	+14,7
<b>7</b>	Photovoltaïque	2,9	7,2	+4,3
<b>8</b>	Hydrolien	0,2	0,3	+0,1
<b>9</b>	<b>Estimation du volume annuel de production d'électricité (en TWh)<sup>137</sup> (=2 + 3 + 4 + 5 + 6 + 7 + 8)</b>	<b>79,8</b>	<b>79,8</b>	<b>0</b>
<b>10</b>	<b>Total Energies renouvelables (=5 + 6 + 7 + 8)</b>	<b>14,5</b>	<b>35,1</b>	<b>+20,6</b>
<b>11</b>	<b>Part des ER dans la production totale (objectif de 40% en 2030) (=10 / 9)</b>	<b>18,2%</b>	<b>44%</b>	<b>+25,8 %</b>
<b>12</b>	Importations nettes (=1-9)	6,2	12,2	+6
<b>13</b>	Impact potentiel sur la consommation annuelle d'électricité de l'amélioration de la performance énergétique des bâtiments et des équipements et de l'utilisation rationnelle de l'énergie (-10%)	0	-8	-8
<b>14</b>	<b>Estimation du volume annuel de consommation d'électricité (avec réduction liée à l'amélioration de la performance énergétique et à l'utilisation rationnelle de l'énergie (=1+13)</b>	<b>86</b>	<b>84</b>	<b>-2</b>
<b>15</b>	<b>Importations nettes avec réduction de la consommation grâce aux mesures proposées (12+13)</b>	<b>6,2</b>	<b>4,2</b>	<b>-2</b>

En termes de volumes de consommation et de production annuelle, la mise en œuvre du livre blanc permet de maintenir le volume d'électricité produit en 2030 plus ou moins à la même hauteur que celui d'aujourd'hui (79,8 TWh). Grâce aux mesures de réduction de la consommation, nous pouvons également compter sur une diminution de la consommation globale qui pourrait atteindre 8 TWh, malgré l'électrification du parc automobile, ce qui permet de conserver un niveau

d'importation nette acceptable. Enfin, l'évolution des sources de production et notamment l'essor des filières renouvelables amènent la Belgique à atteindre son objectif de 40% d'électricité produite à partir de filières vertes (44%).

Les deux figures ci-dessous résument de manière plus visuelle de l'évolution du mix d'électricité belge.

<sup>135</sup> Estimation à partir des données publiées par Albrecht (2017 et 2018), ELIA (2017) et FEBEG (2017)

<sup>136</sup> Nous nous basons sur l'hypothèse que la fermeture attendue des vieilles centrales thermiques au gaz fera baisser le volume de production d'électricité à 12 TWh/an et que l'ouverture de nouvelles unités permettra de rehausser le volume à 36 TWh/an en fonction de leur place dans le *merit order* CWE (soit une hausse de +17,6 TWh par rapport à aujourd'hui et de +24 TWh par rapport aux unités existantes qui subsisteront d'ici 2030).

<sup>137</sup> Idem

Figure 52 – Evolution du mix d'électricité (puissance disponible en MW) de 2017 à 2030

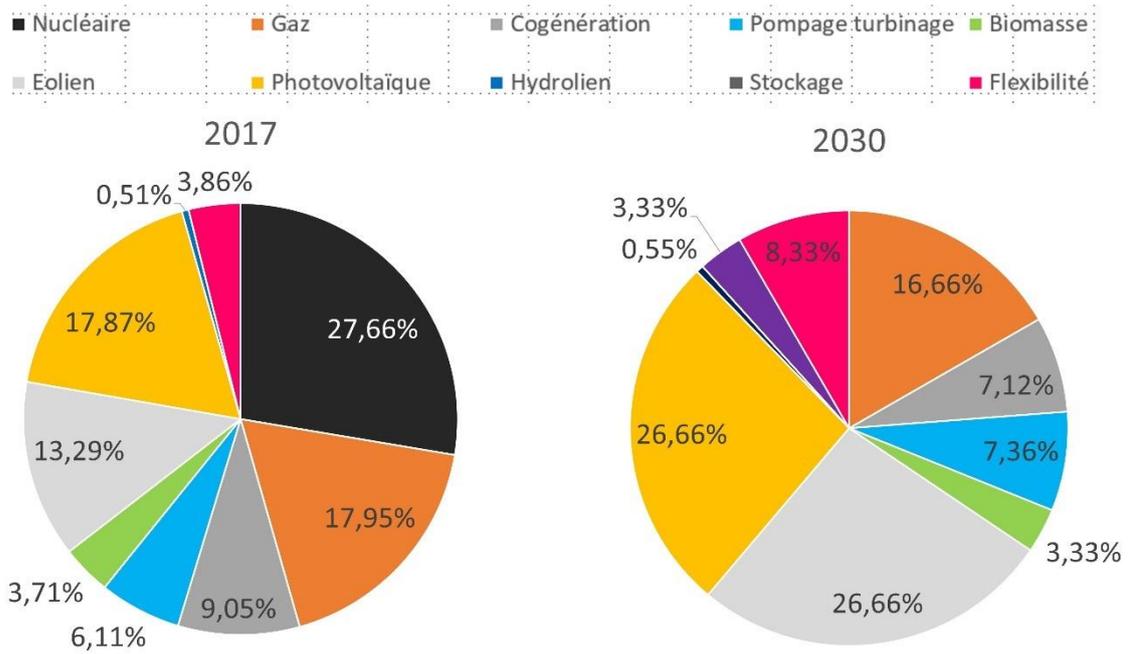
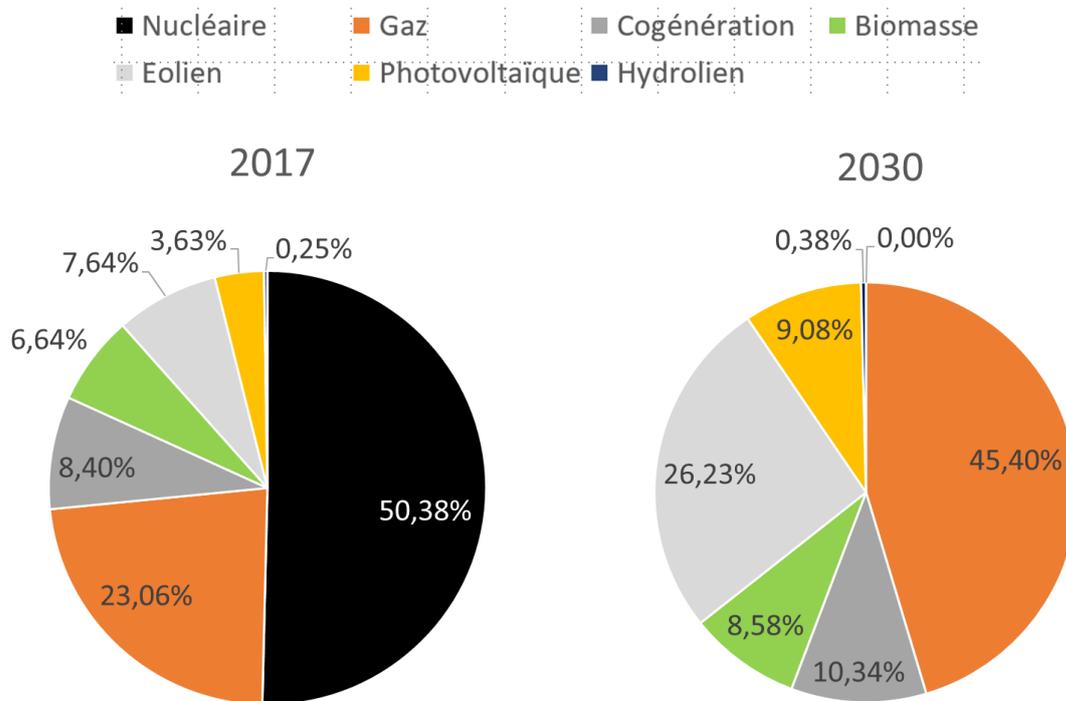


Figure 53 – Evolution du mix d'électricité (volume produit par année en TWh) de 2017 à 2030



Les figures 54 et 55 permettent enfin d'illustrer de manière plus synthétique la part importante que les acteurs (administrations, entreprises, particuliers) peuvent directement apporter à la transition énergétique au travers des actions et mesures proposées dans notre livre blanc (en orange).

Au travers de notre livre blanc, nous devenons tous des acteurs à différentes échelles et dans différents contextes. Lors de la conclusion d'un contrat de fourniture d'énergie, nous pouvons privilégier des produits plus soutenables, incitant les fournisseurs et grands producteurs à se tourner davantage vers les énergies propres. En améliorant la PEB de son habitation, en l'équipant de luminaires moins énergivores et en adaptant nos modes de consommation de l'énergie, nous tirons vers le bas nos besoins ou nous les ajustons selon la disponibilité de l'énergie. Par-là, nous contribuons à la sécurité d'approvisionnement et à la lutte contre le réchauffement climatique. En investissant dans les énergies renouvelables plutôt que dans des produits financiers spéculatifs, nous participons à la transition énergétique. En acceptant de le faire à plusieurs plutôt qu'individuellement, dans le cadre de coopératives ou de micro-réseaux virtuels, nous renforçons l'efficacité des énergies renouvelables et leur acceptabilité pour tous. En associant les citoyens à des projets de parcs éoliens ou de grands photovoltaïques et en privilégiant l'éolien offshore ou le petit et le micro éolien, nous rendons cette filière plus soutenable pour les populations locales. En s'engageant dans des projets associatifs ou dans le cadre de notre travail dans un processus d'amélioration de la performance énergétique des organisations (équipements, infrastructures, fonctionnement...), quelle que soit notre position, nous renforçons la transition. Notre créativité permet enfin de développer de nouvelles technologies et solutions, des innovations indispensables pour entrer à l'horizon 2030 dans une société sans carbone et sans radioactivité.

Tous ces éléments montrent qu'une démarche humaniste, centrée sur le citoyen, répond pleinement aux défis à relever. Ni le marché libéralisé de l'énergie, avec ses imperfections et défaillances, ni l'interventionnisme des autorités publiques, dont les moyens financiers sont limités, ne suffiront.

Le livre blanc que nous proposons n'a pas la prétention d'imposer sa vision et ses actions. Il sert avant tout à approfondir certains axes du pacte Énergétique, à soumettre des idées réalistes aux responsables politiques aux entrepreneurs et aux citoyens pour l'implémenter dans les meilleurs délais.

Figure 54 – Contribution des acteurs à l'adéquation entre la charge demandée et la charge totale installée (en MW)

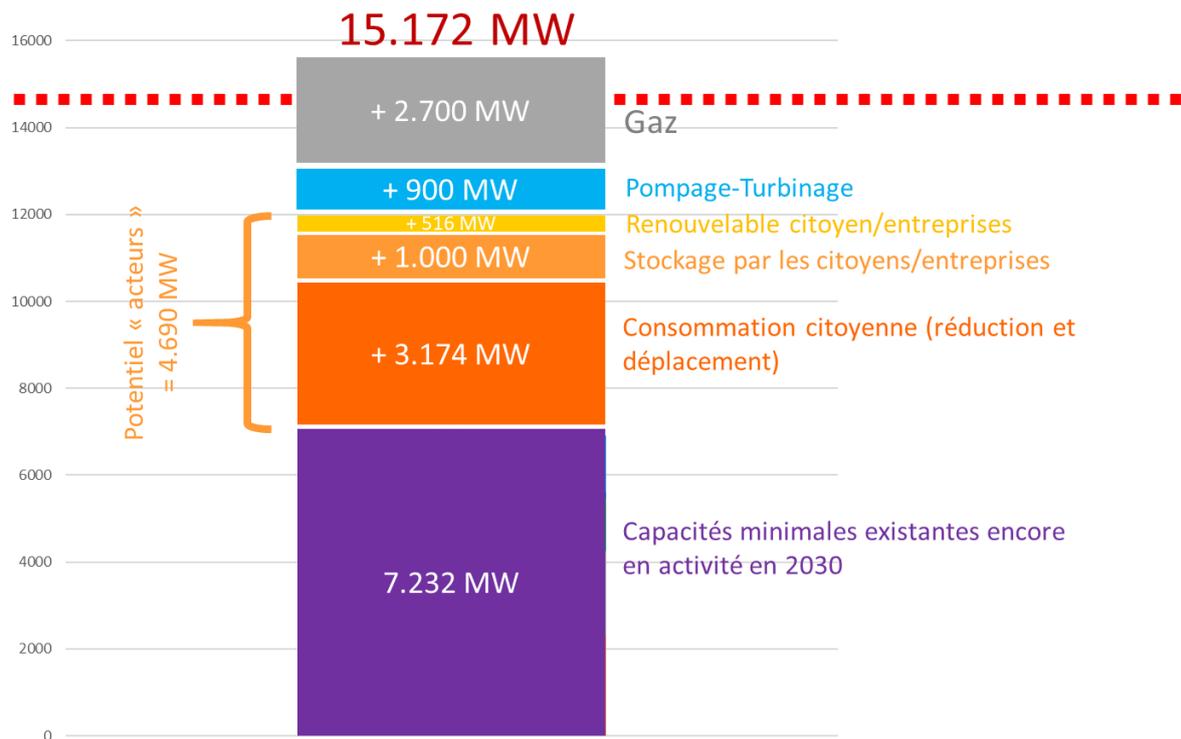
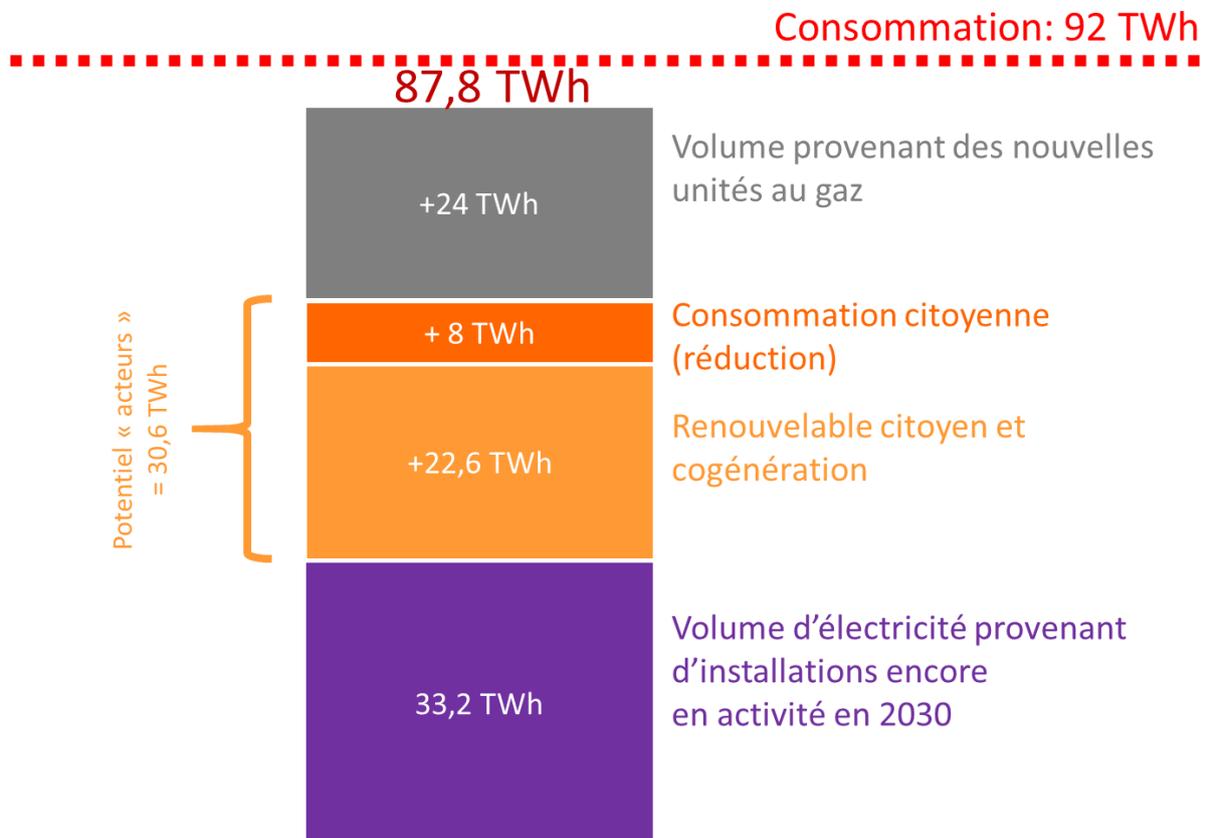


Figure 55 – Contribution des acteurs à l'équilibre entre le volume d'électricité produit et consommé en Belgique en TWh



## BIBLIOGRAPHIE

100 TWH CITIZEN MOVEMENT, *First meeting to discuss the opportunity to launch a pro-climate all-energy inclusive platform for information and interaction with the European Institutions in Brussels*, 2018.

ADEME, *Etre éco-citoyen au bureau*, 2012.

ADEME, *Optimiser ses déplacements. Les impacts de la mobilité actuelle*, 2014.

ADEME, *L'effacement de consommation électrique en France. Evaluation du potentiel d'effacement par modulation de process dans l'industrie et le tertiaire en France métropolitaine*, 2017.

ADEME, *Les énergies renouvelables et de récupération*, 2017.

ADEME, *Réduire sa facture d'électricité. Limiter la consommation de ses équipements*, 2017.

AGORA ENERGIEWENDE, *The Integration Cost of Wind and Solar Power. An Overview of the Debate on the Effects of Adding Wind and Solar Photovoltaic into Power Systems*, 2015.

ALBRECHT Johan, *Energypact Scenarios. Adequacy and System Costs*, Universiteit Gent, 2018.

ALBRECHT Johan, HAMELS Sam et Lennert THOMAS, *Le trilemme énergétique*, Skribis/Itinera Institute, 2017.

ANDOURA, Sami, *La solidarité énergétique en Europe : de l'indépendance À l'interdépendance*, 2013.

ASSEMBLÉE NATIONALE DE LA RÉPUBLIQUE FRANÇAISE, *Rapport relatif à la faisabilité technique et financière du démantèlement des installations nucléaires de base*, 2017.

ASSEMBLÉE NATIONALE DE LA RÉPUBLIQUE FRANÇAISE, *Rapport d'information sur l'effacement électrique diffus*, 2016.

ASSOCIATION DES ENTREPRISES ELECTRIQUES SUISSSES, *Flexibilisation de la demande : piloter la consommation d'électricité*, 2016.

ATTOUT Xavier, « Le très mauvais bulletin des habitations wallonnes », *LE SOIR*, 26 février 2016, p.3.

ATTOUT Xavier, « Un bâti ancien, mais qui s'améliore », *LE SOIR*, 27 février 2016, p.24.

BECI, *Le livre blanc de la mobilité. Pour une mobilité efficiente par une répartition modale intelligente dans et autour de la Région de Bruxelles-Capitale. État des lieux, modèles inspirants et recommandations*, 2014.

BELGIAN OFFSHORE PLATFORM, *L'éolien offshore. Une nécessité utile. Memorandum*, 2014.

BERGAENTZLÉ Claire et Cédric CLASTRES, « Tarifications dynamiques et efficacité énergétique : l'apport des Smart Grids », *Economies et Sociétés*, XLVII, N° 2, Série Energie n° 12, 2013, pp.348-363.

BESTRES, *Existing business models for renewable energy aggregators*, 2016.

BIJNENS Gert, KONINGS Joep et VANORMELINGEN Stijn, *The impact of electricity prices on jobs and investment in the Belgian manufacturing industry*, VIVES Policy Paper, KULEUVEN, mars 2018.

BONNARD Stéphanie, BRUYNOGHE Christine, DEPRez Marc et Bruno KESTEMONT, *Prix de l'énergie et précarité énergétique*, SPF Economie, 2015.

BOSCH Stephan, « Des énergies renouvelables pour l'Allemagne : Planification spatiale et technique pour une transition énergétique intelligente », *Revue Géographique de l'Est*, vol. 55 / n°1-2, 2015.

BUREAU FÉDÉRAL DU PLAN, *Impact van het Pact. Bijkomende cijfers ter staving van een Energiepact*, 2018.

BUREAU FÉDÉRAL DU PLAN, *Insights in a clean energy future for Belgium*, 2018.

BUREAU FEDERAL DU PLAN, *Le paysage énergétique belge à l'horizon 2050 - Perspectives à politique inchangée*, 2017.

BUREAU FÉDÉRAL DU PLAN, *Perspectives économiques 2015-2020*, 2015.

CEHD, *Enquête sur la qualité de l'habitat en Wallonie – Résultats clés*, 2014.

CEHD, *Analyse de la base de données des certificats PEB en Wallonie*, 2017.

CLEFS CEA, *Hydrogène, les nouvelles technologies de l'énergie*, Numéro 50/51, 2004/2005.

CLIMAT.BE, *Emissions et absorptions de gaz à effet de serre dans les principaux secteurs (1990-2016)*, 2018.

COLLARD Fabienne, *La transition énergétique*, Courrier hebdomadaire du CRISP, 2016.

CORNUEL Didier, *Économie immobilière et des politiques du logement*, DE BOECK, 2013

COUR DES COMPTES (FRANCE), *Rapport public annuel : La maintenance des centrales nucléaires : une politique remise à niveau, des incertitudes à lever*, 2016.

CREG, *Etude sur la rentabilité du stockage d'électricité en Belgique*, 2015.

CREG, *Etude relative à la composition des portefeuilles de produits par fournisseur et les potentiels d'économies possibles pour les ménages, les PME et les indépendants sur le marché belge de l'électricité et du gaz naturel*, 2015.

CREG, *Etude relative à la composition des portefeuilles de produits par fournisseur et les potentiels d'économies possibles pour les ménages, les PME et les indépendants sur le marché belge de l'électricité et du gaz naturel*, 2016.

CREG, *Etude sur les moyens à mettre en œuvre pour faciliter l'accès à la gestion de la demande en Belgique*, 2016.

CREG, *Étude sur le fonctionnement et l'évolution des prix du marché de gros belge de l'électricité - rapport de suivi 2016*, 2017.

CREG, *Étude sur le fonctionnement et l'évolution des prix du marché de gros belge de l'électricité - rapport de suivi 2017*, 2018.

CREG, *Etude relative à la composition des portefeuilles de produits par fournisseur et les potentiels d'économies possibles pour les ménages, les PME et les indépendants sur le marché belge de l'électricité et du gaz naturel*, 2017.

CREG, *A European comparison of electricity and gas prices for large industrial consumers*, 2017.

CREG, *Etude sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel*, 2018.

CREG, *Note relative aux évolutions marquantes sur les marchés de gros belges de l'électricité et du gaz naturel en 2017*, 2018.

CLUSTER TWEED, *L'impact micro et macroéconomique des énergies renouvelables en Région wallonne*, 2014.

CWAPE, *Analyse des prix et du gaz naturel en Wallonie*, 2018.

CWAPE, *Etude sur les compteurs à budget*, 2016.

DAGNIES Jeremy, *Vers un réseau express de covoiturage*, Etude du CEPSS, 2013.

DE OLIVEIRA Larissa P. N., MEINKE-HUBENY et Frank DUERINCK Jan, *Energy Transition in Belgium – Choices and Cost*, EnergyVille, 2017.

DE OLIVEIRA Larissa P. N. et MEINKE-HUBENY Frank, *Sensitivity scenario's underpinning choices for the Belgian Energy Pact*, EnergyVille, 2018.

DELOITTE, *Benchmarking study of electricity prices between Belgium and neighboring countries*, 2018.

ELIA, *Electricity scenarios for Belgium towards 2050*, 2017.

ELIA, *Etude de l'adéquation et estimation du besoin de flexibilité du système électrique belge Période 2017-2027*, 2016.

ELIA, *The need for strategic reserve for winter 2018-19 and outlook for 2019-20 and 2020-21*, 2017.

ENERGY CITIES, *What do we stand for in the current "clean energy package" negotiations*, 2018.

FEB, *Vision énergétique pour la Belgique*, 2017.

FEBEG, *Pacte énergie : une vision, mais aussi de l'ambition*, 2017.

FEBELIEC, *Insights in a clean energy future for Belgium*, 2018.

FONDATION ROI BAUDOUIIN, *Baromètre de la précarité énergétique (2009-2016)*, 2018.

FONDATION ROI BAUDOUIIN, *Améliorer la performance énergétique des logements à finalité sociale en Belgique : analyse coûts-bénéfices et recommandations*, 2018.

FOREM (PLATEFORME), *Horizons Emploi. Secteurs d'activités. Construction (21)*, 2017.

FORUM NUCLÉAIRE, *Mémoire maintenir et développer la science, la technologie et l'industrie nucléaires belges*, 2018.

FRACHET, Laure, *Tarifs résidentiels pour la réduction de la consommation électrique : une évaluation expérimentale d'acceptation et d'impact*, thèse de doctorat, Université de Grenoble, 2013.

GOVERNEMENT FEDERAL ET GOUVERNEMENTS REGIONAUX, *Pacte énergétique. La concertation entre l'État fédéral et les Régions. Résultats consultation publique*, 2017.

GOVERNEMENT FEDERAL ET GOUVERNEMENTS REGIONAUX, *Pacte énergétique Interfédéral Belge. Une vision commune pour la transition*, 2017.

GOVERNEMENT WALLON, *Communiqué de presse du Gouvernement wallon du 14/09/2017*, 2017.

GOVERNEMENT WALLON, *Vision de la mobilité wallonne à 2030*, 2017.

ICN-OBSERVATOIRE DES PRIX, *Analyse des prix. Premier rapport trimestriel 2018*, 2018.

INSERM, *Etude sur la Qualité de l'air intérieur et santé respiratoire à l'école*, 2012.

INTER-ENVIRONNEMENT WALLONIE, *Analyse du projet de Pacte énergétique tel que paru dans la presse le 12 décembre 2017. Avis d'Inter-Environnement Wallonie*, 2018.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA), *Energy Policies of IEA Countries. Belgium*, 2016.

IRSN, *Méthodologie appliquée par l'IRSN pour l'estimation des coûts d'accidents nucléaires en France*, 2013.

JOSSEN Quentin, *Stratégie wallonne de rénovation énergétique à long terme des bâtiments – Présentation PowerPoint*, 2017.

LAPONCHE Bernard, *Le coût du démantèlement des centrales nucléaires, Audition parlementaire du 4 octobre 2016*, [www.global-chance.org](http://www.global-chance.org), 2016.

LE REACTIF n°83, Octobre 2015.

LE REACTIF n°84, Janvier 2016.

LE REACTIF n°85, Septembre 2016.

LE REACTIF n°86, Mars 2017.

LE REACTIF n°88, Septembre 2017.

MALOT Alain et Oliver COTTET (Schneider Electric), *La flexibilité : le Graal du futur système énergétique ?*, Chaire « Modélisation prospective au service du développement durable », 2017.

MARTENS Bart et Smart MATTERS, *L'impact économique d'une catastrophe nucléaire à Doel*, pour Greenpeace Belgique, 2014.

MATHIEU Agnès (Isis Consul), *Coûts et avantages sociétaux de la lutte contre la précarité énergétique au sein du parc de logements sociaux, étude réalisée à la demande de la plateforme de lutte contre la précarité énergétique*, 2017.

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT, DE L'ENERGIE ET DE LA MER (FRANCE) ET ADEME, *Coûts des énergies renouvelables en France*, 2016

OCDE, *Études économiques de l'OCDE : BELGIQUE*, 2013.

ONDRAF, *Programme de travail de l'ONDRAF sur la mise en dépôt final des déchets de faible activité et de courte durée de vie*, 2018.

ONDRAF, *Quatrième rapport d'inventaire des passifs nucléaires de l'ONDRAF a sa tutelle (période 2013 - 2017)*, 2018.

PRICE WATERHOUSE COOPER, *Ingénierie et construction : impact de la filière sur l'économie française*, 2016.

SPF SANTÉ PUBLIQUE, SÉCURITÉ DE LA CHAÎNE ALIMENTAIRE ET ENVIRONNEMENT, CLIMACT ET VITO, *Scénarios pour une Belgique bas carbone à l'horizon 2050. Synthèse des résultats*, 2013.

SPF ECONOMIE, CLASSES MOYENNES ET ENERGIE ET BUREAU FEDERAL DU PLAN, *Etude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité à l'horizon 2030*, 2015.

SPF ECONOMIE, CLASSES MOYENNES ET ENERGIE ET BUREAU FEDERAL DU PLAN, *Etude prospective concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel à l'horizon 2025-2030*, 2016.

SPW, *Stratégie wallonne de rénovation énergétique à long terme du bâtiment*, 2017.

TERRA NOVA, *Accélérer la décarbonation : vers un prix minimum du CO<sub>2</sub> pour l'électricité en Europe de l'Ouest*, 2017

TEST ACHAT, *Panneaux photovoltaïques : tout ce que vous devez savoir*, Juin 2018.

THE SHIFT PROJECT, *Livre Blanc : Rendre plus flexibles les consommations d'électricité dans le résidentiel*, 2015.

WARNANT Gaëlle, *Le livre noir des énergies fossiles*, Inter-Environnement Wallonie, 2014.

YASSE Sébastien, *Etude sur la structure des coûts de production de l'économie*, CCE, 2010.



Centre d'Etudes du cdH – CEPESS

[www.cepess.be](http://www.cepess.be)

Rue des deux Eglises 41

1000 Bruxelles

[info@cepess.be](mailto:info@cepess.be)

02/238.01.43