eclap

DEPLASSE & ASSOCIES
BUILDING ENGINEERING & ENERGY

Potentiel de flexibilité en Belgique à l'horizon 2030-2035

edora
Fédération des énergies renouvelables

Version 1	
Commanditaire de l'étude	Edora
Date	Version 1 : 21/07/2021 Version 2 : 23/08/2021
Rédaction	Patrick Claessens, Camille Raes
Review	
Version	Sébastien Yasse

RÉSUMÉ

La transition énergétique nécessaire au ralentissement du changement climatique a été décidée par les politiques européennes et se concrétise au travers d'objectifs à divers horizons temporels. Ainsi, pour 2030, une réduction de 55% des émissions est prévue, ainsi qu'une intégration massive des énergies renouvelables dans notre mix électrique pour produire plus de 65% de notre électricité. Or, l'intégration du renouvelable variable ne se fait pas à coups de « il suffit de ». En effet, leur profil de production est par définition variable et ne rencontre pas nécessairement les besoins constatés à tout moment. Dès lors, afin de maintenir le système électrique à l'équilibre, il peut s'avérer nécessaire de brider cette production renouvelable, ce qui va à l'encontre de nos objectifs.

Une solution à cette problématique est le recours à la flexibilité. La présente étude a pour objectif de quantifier ce potentiel, ainsi que d'identifier les freins à son développement.

La première phase de l'étude a permis de réaliser un état des lieux du secteur de l'électricité en Belgique, et des éléments l'impactant. Le mix actuel repose sur le nucléaire, et subira de grands changements avec le phase-out de celui-ci. Le CRM a dû être introduit afin de pallier l'absence de volonté d'investir dans des capacités pilotables alternatives et il aura immanquablement un impact sur la formation des prix spot. Les pays limitrophes ont également adopté des politiques volontaristes en matière de renouvelable et de sortie du fossile/nucléaire.

La deuxième phase de l'étude a permis de dégager le potentiel de croissance du renouvelable en Belgique à l'horizon 2035. Concrètement, Elia prévoit dans son étude « Adequacy and flexibility » 12,2 GW de photovoltaïque en 2032, 4,4 GW d'éolien offshore et 5,361 GW d'éolien onshore. La demande en électricité annuelle devrait elle monter à 96,5 TWh avec une demande de pointe de 15,4 GW.

La troisième phase a quant à elle identifié les différentes catégories de flexibilité existantes. On retrouve la flexibilité de la demande (grâce notamment à la pénétration des pompes à chaleur et du véhicule électrique, et plus classiquement via l'effacement de la demande, déjà exploité actuellement dans les balancing services). Ensuite, on retrouve la flexibilité de la production, pilotable ou non-pilotable. Le stockage (stationnaire, via le pompage-turbinage ou en V2G) constitue une troisième source de flexibilité. Enfin, les communautés d'énergie sont reprises en tant que facilitateur de flexibilité. Ces différentes sources permettraient suivant Elia de dégager un potentiel supplémentaire de l'ordre de 2,4 GW de capacité et plus de 11 GWh de volume d'énergie déplaçable quotidiennement à l'horizon 2032. L'étude inclut une analyse critique des hypothèses prises par Elia.

	Capacité [MW]		Energie disponible totale [MWh]		Capacité supplémentaire disponible (par rapport à 2020)	Energie supplémentaire disponible (par rapport à 2020)
	2025	**2030-2035**	**2025**	**2030-2035**		
Demand shedding (flexibilité up)	1.953	2.407		/	886	/
Demand shifting (hiver)	/	/	0,5	1.500	/	1.500
PSP	1.224	1.224	5.300	5.300	0	0
Large scale storage ***Considérant le vieillissement et la profondeur de décharge***	382 /	676 /	764 619	1.351 *1.028*	651 /	1.300 /
Small scale storage ***Considérant le vieillissement et la profondeur de décharge***	173 /	418 /	518 418	1253 *965*	418 /	1253 /
V2G	35	507	140	2.027	507	2027
Total (MAX) **Total (MIN)**	**3.767**	**5.232**	**6.722** **6.478**	**11.431** ***10.820***	**2.462**	**6.080**

Tableau 1: Récapitulatif des capacités et énergies flexibles à l'horizon 2030

La dernière phase vise à proposer des recommandations afin d'activer la flexibilité. Les principales recommandations sont les suivantes :

- Généraliser le déploiement du compteur intelligent comme prérequis
- Favoriser les contrats dynamiques en proposant une palette de produits permettant de couvrir peu ou prou les risques générés
- Collaborer avec Elia à un modèle de marché prenant efficacement en compte les contraintes locales des réseaux de distribution
- Elaborer des modalités de soutien transitoires aux investissements en unités de stockage et en bornes de recharge de véhicules électriques intelligentes afin d'amorcer ces filières
- Encourager l'Europe à financer la recherche visant à développer des solutions de stockage d'énergie saisonnières concurrentielles
- Limiter les barrières au développement des communautés d'énergie
- Faire évoluer le *grid fee* de façon à encourager l'autoconsommation collective locale
- Mener une réflexion sectorielle élargie afin de faire adhérer et d'accompagner le grand public
- Elaborer un programme raisonné de discriminations positives au bénéfice de la clientèle vulnérable

TABLE DES MATIÈRES

Résumé **3**
Table des matières **5**
Liste des tableaux **7**
Liste des figures **7**
Définitions et acronymes utilisés **9**
1. Introduction **10**
2. Etat des lieux **12**
2.1. Mix actuel 12
2.1.1. Capacités 12
2.1.2. Production 13
2.2. Disponibilité du parc de production 13
2.3. Orientations politiques belges et limitrophes 15
2.3.1. Belgique 15
2.3.2. Allemagne 16
2.3.3. France 16
2.3.4. Pays-Bas 17
2.3.5. Grande-Bretagne 18
2.3.6. Synthèse 19
2.4. Utilisation de la flexibilité en Belgique 20
2.4.1. Types de flexibilité 20
2.4.2. Tarification dynamique 21
2.4.3. Balancing services 22
2.4.4. CRM 23
2.5. Maintien de l'adéquation 24
2.6. Pénétration actuelle des équipements potentiellement flexibles 25
2.6.1. Véhicule électrique 25
2.6.2. Chauffage électrique (pompe à chaleur) 27
3. Pénétration des énergies renouvelables **28**
3.1. Evolution du mix belge à l'horizon 2030-2035 28
3.1.1. Photovoltaïque 29
3.1.2. Eolien onshore 30
3.1.3. Eolien offshore 31

3.2. Distributions des productions renouvelables en 2020 31
3.3. Evolution de la demande en électricité à l'horizon 2030-2035 33
3.4. Problèmes rencontrés sur les réseaux engendrés par le renouvelable 35
4. Potentiel de flexibilité à l'horizon 2030-2035 39
4.1. Flexibilité côté demande 39
4.1.1. Véhicule électrique 39
4.1.2. Pompe à chaleur 40
4.1.3. Demand side response 41
4.2. Stockage 42
4.2.1. Batteries stationnaires et utilisation du véhicule électrique en V2G 42
4.2.2. Pompage-turbinage 46
4.2.3. Moyens de stockage émergents 46
4.3. Flexibilité de la production 48
4.3.1. Production pilotable 48
4.3.2. Production renouvelable non pilotable 49
4.3.3. Virtual Power Plants (VPP) 50
4.4. Communautés d'énergie 50
4.5. Synthèse 51
4.6. Projections de production à l'horizon 2032 53
4.6.1. Projections basées sur la réalité des productions d'avril 2020 et des consommations d'avril 2021 53
4.6.2. Projections basées sur la réalité des productions de mai 2020 et des consommations de mai 2021 55
4.6.3. Projections basées sur la réalité des productions et des consommations de février 2020 57
4.6.4. Constats relatifs au niveau d'ambition 2032 59
4.7. Nécessité de développer la flexibilité 62
4.7.1. Eviter la mainmise du GRT sur la flexibilité, au profit exclusif des services de réserve 63
4.7.2. Développer de la flexibilité « longue durée » rentable 64
5. Recommandations 65
6. Bibliographie 73
Annexe 1 : Liste des acteurs interviewés 75
Annexe 2 : Guide d'entretien utilisé 76

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Récapitulatif des capacités et énergies flexibles à l'horizon 2030 4
Tableau 2: Arrêts forcés du parc de production belge (5)....14
Tableau 3: Capacités renouvelables actuelles et futures de la zone considérée (1) (5) (9) 19
Tableau 4: Ratios de capacité 2020 (par rapport à la capacité totale) et coefficients multiplicateurs pour 2030 19
Tableau 5: Volumes balancing 2021 (15) 22
Tableau 6: Paramètres définis pour la période de livraison 2025-2026....23
Tableau 7: Derating factors 24
Tableau 8: Analyse SWOT du véhicule électrique....26
Tableau 9: Analyse SWOT de la pompe à chaleur....27
Tableau 10: Données chiffrées (PV, éolien on et offshore) à l'horizon 2035 (MW) 29
Tableau 11: Taux de charge minimal et ramp rate des centrales au gaz (5)....49
Tableau 12: Récapitulatif des potentiels de flexibilité prévus à l'horizon 2030-2035 51
Tableau 13: Capacités renouvelables actuelles et futures de la zone considérée (1) (8) (5) 60
Tableau 14: Ratios de capacité 2020 (par rapport à la capacité totale) et coefficients multiplicateurs pour 2030 61

LISTE DES FIGURES

Figure 1: Part des technologies de production dans le mix belge (1) (2)..... **Error! Bookmark not defined.**
Figure 2: Electricité produite en Belgique en 2019 (4)....13
Figure 3: Disponibilité du parc de production nucléaire belge (5) 14
Figure 4: Différents marchés avec différents horizons temporels (13)....21
Figure 5: Utilisation des balancing services (14) 22
Figure 6: Détermination de la capacité totale nécessaire (16)....23
Figure 7: Pénétration du véhicule électrique et hybride (17) 25
Figure 8: Evolution des ventes de PAC en Belgique (19)....27
Figure 9: Pénétration du photovoltaïque, de l'éolien on et offshore en Belgique à l'horizon 2035 (MW) 29
Figure 10 : Production journalière éolienne 2020 exprimée en MWh 31
Figure 11: Production journalière photovoltaïque 2020 exprimée en MWh 32
Figure 12: Production journalière renouvelable variable 2020 exprimée en MWh....32
Figure 13:Nuage de points correspondant aux productions journalières PV et éolien 2020 [MWh] 33
Figure 14: Evolution de la demande belge annuelle....34
Figure 15: Profil de la demande en 2032....34
Figure 16: Evolution de la pointe belge annuelle....35
Figure 17: Puissance appelée par quart d'heure en 2032 35
Figure 18: Plages de tension acceptables....36
Figure 19: Distinction réseau court vs réseau long....36
Figure 20: Intensités de courant équivalentes 36
Figure 21: Pénétration attendue du véhicule électrique en Belgique (5) 39
Figure 22 : Pénétration attendue de la pompe à chaleur (5) 40
Figure 23: Demand shedding 41
Figure 24: Demand shifting....42
Figure 25:Evolution des capacités de stockage 43

Figure 26: Evolution de la quantité d'électricité stockée 43
Figure 27: Capacité résiduelle après x années (avec 1 cycle/jour) 45
Figure 28: Capacité réellement disponible 45
Figure 29: Coût de l'hydrogène vert à l'horizon 2030 (21) 47
Figure 30: Schéma de principe du projet 48
Figure 31: Evolution de la capacité flexible totale à l'horizon 2035 52
Figure 32: Evolution de l'énergie flexible disponible à l'horizon 2035 52
Figure 33: Projections 2032 sur base production avril 2020 extrapolée [en MW] 53
Figure 34: Projections 2032 sur base production avril 2020 extrapolée [en MW] 54
Figure 35: Projections 2032 sur base production mai 2020 extrapolée [en MW] 55
Figure 36: Projections 2032 sur base production mai 2020 extrapolée [en MW] 56
Figure 37: Projections 2032 sur base production février 2020 extrapolée [en MW] 57
Figure 38: Projections 2032 sur base production février 2020 extrapolée [en MW] 58
Figure 39: Problèmes à adresser avec la flexibilité 62
Figure 40: Cas illustratif 63
Figure 41: Projection de production hebdomadaire maximale PV versus consommation totale 64

DÉFINITIONS ET ACRONYMES UTILISÉS

GRD/DSO : Gestionnaire de réseau de distribution/ Distribution System Operator

GRT/TSO: Gestionnaire de réseau de transport/ Transport System Operator

BRP : Balancing responsible party

BSP : Balancing service provider

FSP : Flexibility service provider, fournisseur de flexibilité à un opérateur de marché de flexibilité, soit un gros acteur, soit un agrégateur de plus petits assets flexibles.

BT/HT : Basse tension/ haute tension

PAC : Pompe à chaleur

ECS : Eau chaude sanitaire.

COP : Coefficient de performance, soit le quotient de la chaleur utile produite par le travail (l'énergie électrique) fournie ; utilisé notamment pour caractériser l'efficacité des pompes à chaleur.

LOLE : Loss of Load Expectation, soit le nombre d'heures par an pour lesquelles on s'attend à ce que l'offre d'électricité ne puisse pas rencontrer la demande ; il existe un cadre légal fédéral à ce sujet.

CRM : Capacity Remuneration Mechanism, soit un mécanisme permettant de rémunérer la disponibilité d'un dispositif de production ou de flexibilité plutôt que sa seule activation.

Flexibilité Up : Augmentation de la production ou diminution de la consommation

Flexibilité Down : Diminution de la production ou augmentation de la consommation

VPP : Virtual Power Plant

EPEX : European Power Exchange ; bourse européenne d'électricité

SLP : Synthetic Load Profile ; profil standard de consommation pour la clientèle résidentielle et les petites entreprises non équipées de compteurs quart-horaires

BESS : Battery Energy Storage System ; système de stockage d'énergie par batteries

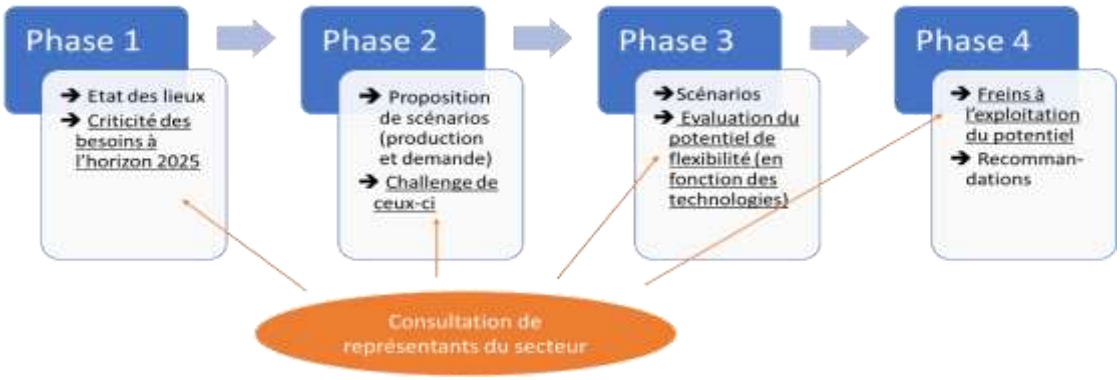
OCGT : Open Cycle Gas Turbine ; turbine gaz en cycle ouvert

CCGT : Combined Cycle Gas Turbine ; turbine gaz à cycle combiné ou turbine gaz-vapeur

1. INTRODUCTION

Le secteur de l'énergie, et plus particulièrement celui de l'électricité, est en pleine transition. Les objectifs fixés par l'Europe prévoient en effet une pénétration du renouvelable doublée par rapport aux niveaux de 2020, soit environ 65% en moyenne pour les pays membres. En parallèle, la Belgique a choisi d'opérer un phase-out complet de son parc de production nucléaire, couvrant actuellement une fraction importante des besoins en électricité. Or, le maintien de l'adéquation entre l'offre et la demande reste également une priorité.

Une partie de la solution à ces enjeux réside dans l'utilisation de la flexibilité. Celle-ci permet de modifier un profil de production ou de consommation en vue de maintenir cette adéquation à tout moment de l'année. Cependant, parmi ces moyens de flexibilité, on retrouve le bridage du renouvelable, qui doit être évité au maximum pour permettre une pleine réalisation de la transition énergétique. La présente étude a ainsi pour objectif d'analyser les autres moyens de flexibilité à disposition permettant de limiter au maximum ce bridage en Belgique, et de formuler des recommandations afin de lever les éventuels freins au développement de cette flexibilité La présente étude est ainsi structurée en 4 phases principales :



La première phase dresse un état des lieux de la situation actuelle en matière de mix électrique, de demande, de disponibilité des moyens de production, ou encore des orientations politiques prises dans les pays limitrophes à la Belgique (France, Pays-Bas, Allemagne, Grande-Bretagne). Une recherche documentaire sera ainsi effectuée pour ce faire.

La deuxième phase évalue le taux de pénétration des énergies renouvelables à l'horizon 2030-2035. Ce taux de pénétration sera issu de l'étude « Adequacy and Flexibility » de 2021 publiée par Elia. Cette étude présente des hypothèses en la matière pour une période allant jusqu'à 2032. Dès lors, celles-ci seront complétées afin de s'étendre jusqu'en 2035 au moyen d'interpolations linéaires.

La troisième phase cherche à évaluer les moyens de flexibilité potentiellement exploitables, toujours à l'horizon 2030-2035. Plusieurs types de flexibilité seront ainsi discutés tels que la flexibilité de la demande, la flexibilité de la production, le stockage ou encore le développement des communautés d'énergie.

Enfin**, la dernière phase** met en évidence les freins potentiels à l'exploitation de la flexibilité, mais également au développement des énergies renouvelables variables et propose des recommandations en vue de les lever.

Par ailleurs, l'ensemble des données traitées dans le cadre des différentes phases a été challengé au travers d'entretiens menés avec différents acteurs du secteur. Les sujets suivants ont été abordés lors de ces entretiens : (i) Criticité des besoins à l'horizon 2025 ; (ii) Evolution de la demande d'électricité et de la production décentralisée ; (iii) Potentiel de flexibilité à l'horizon 2030-2035 ; (iv) Concrétisation du potentiel de flexibilité à l'horizon 2030-2035.

Un guide d'entretien-type est disponible en annexe. La liste des acteurs interrogés est également disponible en annexe. Les éléments jugés les plus pertinents seront repris dans le présent rapport. Les sources exploitées pour la réalisation de l'étude seront reprises en bibliographie.

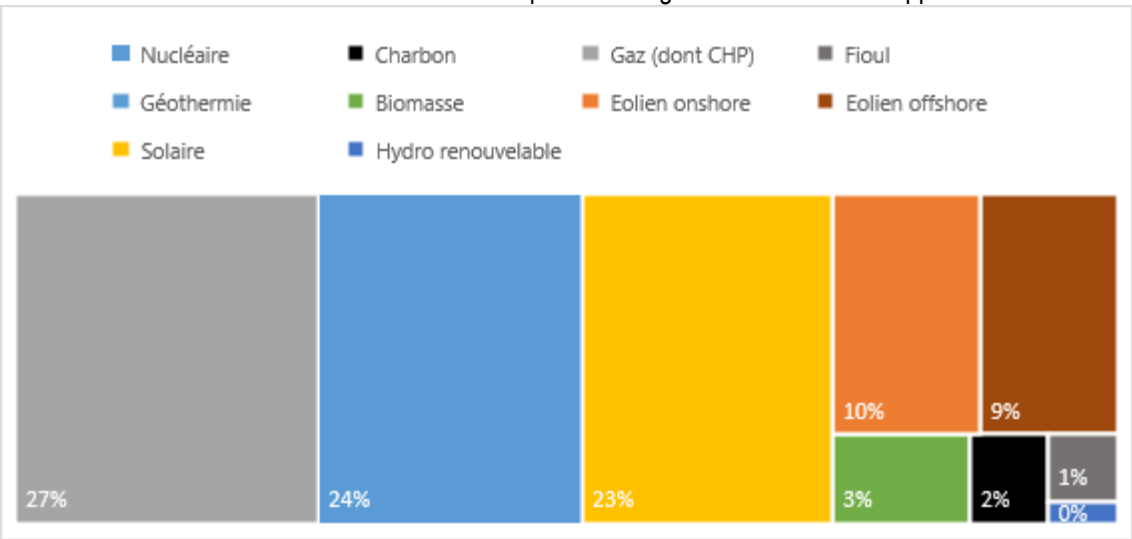
2. ETAT DES LIEUX

2.1. Mix actuel

Le mix électrique actuel belge est composé d'une série de technologies de production différentes, permettant de participer dans une mesure plus ou moins importante à la sécurité d'approvisionnement. Il faut donc bien distinguer les capacités de production, de l'énergie qu'elles permettent de produire sur base annuelle.

2.1.1. Capacités

Le mix capacitaire belge en 2020 est basé sur trois principaux piliers, à savoir le nucléaire, le gaz et le renouvelable (éolien et photovoltaïque, essentiellement). La **Error! Reference source not found.** reprend ainsi la part respective de l'ensemble des technologies de production installées sur le sol belge. Il n'y a donc pas de distinction réalisée en fonction de leur utilisation. En effet, certaines ne sont pas ou plus utilisées au vu de leur position dans le merit order et de leur impact environnemental. Des précisions seront apportées en section 2.1.2 afin d'évaluer la contribution de chaque technologie dans la sécurité d'approvisionnement.



Error! Reference source not found.

En marge des technologies de production, on retrouve des capacités d'interconnexion avec les pays limitrophes :

- Avec la France, 3400 MW
- Avec les Pays-Bas, 1701 MW
- Avec l'Allemagne, 1000MW
- Avec la Grande-Bretagne, 1033 MW
- Avec le Luxembourg, 179 MW

Finalement, la Belgique dispose d'une capacité de pompage-turbinage de 1310 MW (Centrale de Coo et de Plate-Taille) permettant le stockage de 6200 MWh (3).

Il est également prévu de décommissionner les unités nucléaires d'ici à 2025.

2.1.2. Production

Malgré l'importance du parc capacitif renouvelable, on peut observer sur la Figure 1 que l'éolien et le solaire ne représentaient que 14,4% de l'électricité produite en Belgique en 2019. Ceci est dû au facteur d'utilisation des unités renouvelables variables de l'ordre de 1000 h pour le photovoltaïque et inférieur à 3000 h pour l'éolien considéré globalement.

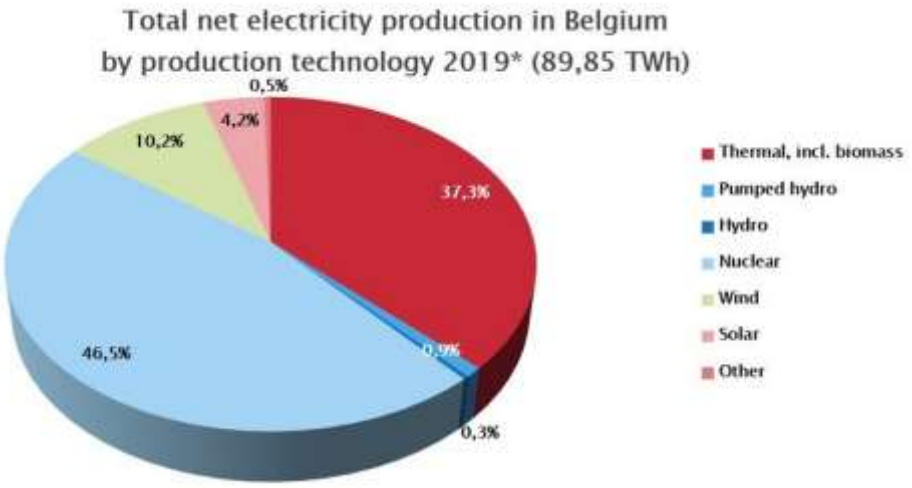


Figure 1: Electricité produite en Belgique en 2019 (4)

Ce sont donc le nucléaire et le gaz qui permettent de produire la majeure partie de l'électricité en Belgique, à raison de 46,5% et 37,3% respectivement. Notons malgré tout que la part « gaz » intègre également la biomasse.

2.2. Disponibilité du parc de production

La disponibilité du parc nucléaire belge est reprise en Figure 2. On y observe les périodes critiques pour la sécurité d'approvisionnement belge, notamment en 2018. Plus récemment, le parc présente une bonne disponibilité étant donné que presque l'ensemble des réacteurs est en fonctionnement tout au long de l'année 2021.

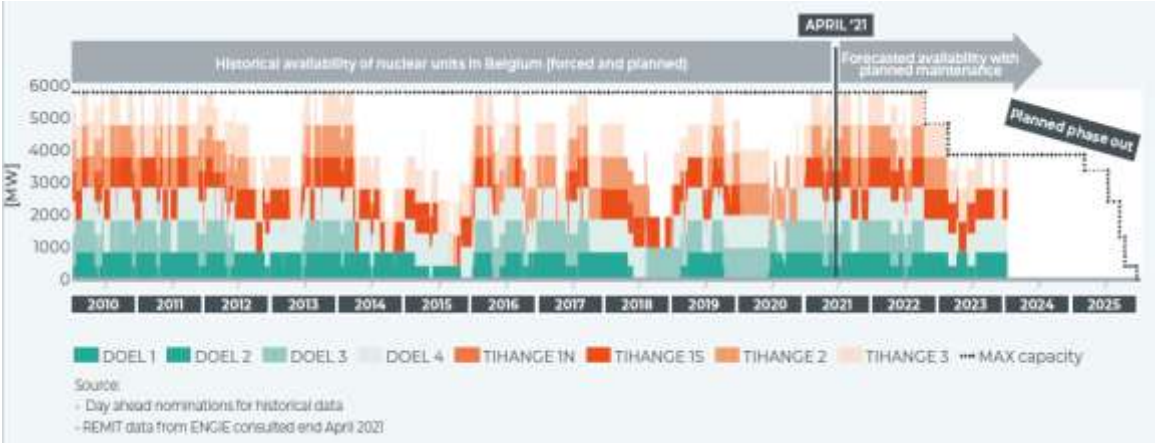


Figure 2: Disponibilité du parc de production nucléaire belge (5)

Notons qu'une consultation publique pour la prolongation jusqu'en 2025 de deux réacteurs (Doel 1 et Doel 2) s'est achevée mi-juin 2021, et qu'un projet de loi ad-hoc sera donc déposé au Parlement (6). Cette consultation fait suite au vice de procédure de 2015 ayant permis une annulation de la prolongation prévue jusqu'en 2025 avec pour effet un arrêt de ces deux réacteurs en 2022.

Outre la disponibilité, qui est connue d'avance par le gestionnaire de réseau de transport, on retrouve des arrêts forcés des différentes centrales. Ces arrêts forcés ne sont donc pas planifiés. Le Tableau 2 reprend le nombre d'arrêts forcés par an pour chaque technologie de production pilotable, ainsi que le taux moyen et la durée moyenne de ces arrêts forcés. Le taux moyen d'arrêts forcés correspond à l'énergie indisponible de ce fait comparée à l'énergie produite lors des moments de disponibilité et d'indisponibilité (5).

Catégorie	Nombre d'arrêts forcés par an	Taux moyen d'arrêts forcés [%]	Durée moyenne des arrêts forcés [h]
Nuclear	1,6	3,7%	240 hours (around 10 days)
CCGT	7,0	8,4%	101 hours (around 4 days)
GT	3,1	9,2%	201 hours (around 8 days)
TJ	2,0	3,6%	98 hours (around 4 days)
Waste	1,5	1,0%	82 hours (around 3 days)
CHP	3,8	7,0%	124 hours (around 5 days)
Pumped storage	3,0	4,5%	181 hours (around 8 days)
DC links (in each direction)	2,0	6,0%	168 hours (around 7 days)

Tableau 2: Arrêts forcés du parc de production belge (5)

On constate donc que les arrêts forcés sont de durée et de fréquence plus ou moins importantes en fonction des technologies. Les CCGT voient ainsi un nombre d'arrêts forcés relativement important mais pour des durées faibles, tandis que le nucléaire est rarement poussé à l'arrêt, mais pour des durées bien plus longues.

Les arrêts dits planifiés concernent principalement la centrale de Coo et les centrales au gaz. Les causes de ceux-ci peuvent être multiples : révision, maintenance ou encore tests. Ces arrêts planifiés ne durent que quelques jours en moyenne.[1]

Concernant le renouvelable, voici les facteurs de charge du renouvelable variable observés sur la zone de réglage :

- ⇨ Eolien onshore: 21,45% (7)
- ⇨ PV : 11%
- ⇨ Eolien offshore : pleine charge pendant environ 4000h soit 39,43% (7)

2.3. Orientations politiques belges et limitrophes

Les orientations politiques voisines en matière de mix électrique impactent la Belgique, notamment de par le taux d'échanges réalisés grâce aux capacités d'interconnexion. Dès lors, outre la politique énergétique belge, il semble important de passer en revue les ambitions des pays limitrophes afin de pouvoir évaluer par la suite dans quelle mesure celles-ci pourraient impacter l'intégration du renouvelable en Belgique.

Les orientations politiques décrites ci-après concernent ainsi les ambitions en matière de renouvelable, les décisions concernant les capacités de production pilotables ou encore les interconnexions actuelles ou à venir.

2.3.1. Belgique

Le plan national pour l'énergie et le climat de la Belgique fixe comme objectif pour 2030 de réduire les émissions de gaz à effet de serre du secteur de l'énergie de 35 % par rapport aux niveaux de 2005, d'atteindre 17,5 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie. Cela correspond à une part de 30% d'énergie renouvelable dans le mix de production d'électricité. La Belgique a progressé dans la réalisation de ces objectifs puisque la production d'électricité à partir du charbon a été progressivement abandonnée en 2016 et la Belgique est un leader mondial dans le domaine de l'éolien offshore.

Le pays reste cependant dépendant des combustibles fossiles et fissiles, et est confronté à des problèmes de sécurité d'approvisionnement énergétique. L'énergie nucléaire couvre plus de la moitié de la demande d'électricité, mais le gouvernement prévoit d'abandonner progressivement le nucléaire entre 2022 et 2025. La sortie du nucléaire a déjà été évoquée en section 2.1.1. Cet élément ne sera pas remis en cause dans la présente étude, malgré une possibilité théorique de prolongation de 2GW de capacité nucléaire au-delà de 2025.

Pour pallier le manque de capacité de production sur le sol belge suite à ce phase-out, il a été décidé de mettre en place un système de rémunération de capacité (Capacity Remuneration Mechanism- CRM). Ce mécanisme a été lancé en 2021 avec le processus de préqualification des capacités candidates.

[1] Les données précises relatives à ces arrêts planifiés sont disponibles à l'adresse : https://www.elia.be/fr/donnees-de-reseau/production/arrets-planifies-et-non-planifies-

Au niveau du développement du renouvelable, le plan national-énergie climat prévoit un accroissement des différentes capacités à l'horizon 2030, pour aboutir aux niveaux suivants :

- Eolien offshore : 4.011 MW
- Eolien onshore : 4.889 MW
- PV : 11.000 MW (8)

2.3.2. Allemagne

Pour réaliser l'ambitieux Energiewende d'ici à 2030, les objectifs sont clairs : la moitié de l'approvisionnement en électricité proviendra de sources d'énergie renouvelables et l'utilisation du charbon sera progressivement abandonnée d'ici à 2038. L'Allemagne a été un leader précoce dans le domaine de l'éolien en mer et du solaire photovoltaïque et a augmenté ses objectifs avec 20 GW d'éolien en mer d'ici 2030 et 40 GW d'ici 2040.

Pour favoriser une transition sûre et abordable, les réseaux de transport et de distribution doivent se développer parallèlement à la capacité des énergies renouvelables. Étant donné que la production d'énergie nucléaire et au charbon/lignite est progressivement abandonnée, la surveillance de la capacité de l'Allemagne à répondre à la demande d'électricité aux heures de pointe doit se poursuivre à moyen terme.

Les dispositions suivantes ont ainsi été prises :

- Augmentation de la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale brute à 30% d'ici 2030 et à 60% à l'horizon 2050
- **Sortie du nucléaire d'ici fin 2023 (8,1 GW)**
- Sortie de la production d'électricité à partir de la houille et du lignite au plus tard d'ici fin 2038 et éventuellement déjà en 2035
- **Remplacement de la production charbon (34,5 GW) par du gaz naturel d'ici fin 2038** (*ce qui semble optimiste du point de vue d'Elia*)
- Garantie de la compétitivité et de la sécurité d'approvisionnement: Modernisation des réseaux de transport et de distribution et prévention de la congestion des réseaux électriques
- Couplage sectoriel qui permet de relier le secteur de l'électricité décarbonée à ceux des transports et de la chaleur en les branchant directement sur le réseau électrique

Au niveau du développement du renouvelable, l'ambition est d'atteindre les niveaux suivants à l'horizon 2030 :

- Eolien offshore : 20.700 MW
- Eolien onshore : 81.500 MW
- PV : 91.300 MW (9)

2.3.3. France

La France dispose d'un mix électrique très peu carboné grâce à son important parc nucléaire, le deuxième plus grand après celui des États-Unis. Grâce à cet acquis, la France a légiféré un objectif de zéro émission nette pour 2050 dans sa loi sur l'énergie et le climat de 2019. Une stratégie nationale bas carbone avec des budgets carbone sur 5 ans et un plan pluriannuel d'investissements énergétiques complètent l'objectif à long terme.

Les dispositions suivantes ont ainsi été prises :

- Actions volontariste de promotion des économies d'énergie afin de maitriser la demande énergétique (Prévision d'une consommation énergétique finale de 117,6 Mtep à l'horizon 2030, soit une réduction de 34,4% par rapport à Primes 2007)
- Diversification du mix énergétique en y incluant d'avantage les énergies renouvelables pour garantir la sécurité d'approvisionnement (Prévision de 34% d'énergie renouvelable dans la consommation d'énergie finale brute)
- Optimisation du dispositif de soutien aux énergies renouvelables
- Investissements importants dans la recherche dans le domaine de l'énergie (amélioration compétitivité SER, séquestration CO2, …)
- **Développement des interconnexions** avec les pays voisins afin de faciliter l'intégration et l'efficacité du marché et l'équilibre du réseau (10)

Au niveau du développement du renouvelable, l'ambition est d'atteindre les niveaux suivants à l'horizon 2030 :

- Eolien offshore : 5.500 MW
- Eolien onshore : 35.020 MW
- PV : 38.100 MW (9)

2.3.4. Pays-Bas

Malgré le découplage réussi de la croissance économique et des émissions de GES, les Pays-Bas restent dépendants des combustibles fossiles. De nombreuses mesures ont été introduites pour soutenir la décarbonisation. Le programme de stimulation de la production d'énergie durable utilise des enchères concurrentielles pour accorder des subventions aux énergies renouvelables, à l'hydrogène et au captage du carbone, sur la base des émissions de CO2 évitées. Une feuille de route sur l'énergie éolienne en mer favorise un déploiement rapide et vise une capacité de 11,5 GW d'ici 2030, tandis que des programmes d'innovation solides soutiennent le déploiement de technologies de décarbonisation clés.

Les Pays-Bas sont en outre interconnectés via la liaison NorNed entre les Pays-Bas avec la Norvège. Cet interconnecteur joue un rôle clef pour l'équilibrage des réseaux.

Les dispositions suivantes ont ainsi été prises :

- Les Pays-Bas sont toujours l'un des plus grands producteurs de gaz en Europe ; toutefois, l'offre de gaz domestique et les exportations de gaz diminuent rapidement, la production de Groningen étant progressivement abandonnée suite aux tremblements de terre provoqués par la surexploitation du gisement.
- Le développement des PAC sera l'un des moyens privilégiés pour se substituer au gaz naturel. Il faudra dès lors compenser l'augmentation des besoins en électricité engendrés, par une augmentation des sources d'électricité renouvelables.
- Des débats sur le développement de l'énergie nucléaire sont actuellement relancés pour pallier le déficit de production d'électricité qu'engendrerait l'abandon des énergies fossiles
- Suite aux retard pris en matière de transition énergétique des accords ont été passés avec le Danemark pour un achat d'au moins 8 TWh de surplus d'électricité verte

Il n'y a donc pas de réel excès de production possible, malgré une hausse de la capacité nucléaire à l'étude (10 nouveaux réacteurs).

Au niveau du développement du renouvelable, l'ambition est d'atteindre les niveaux suivants à l'horizon 2030 :

- Eolien offshore : 11.257 MW
- Eolien onshore : 7.800 MW
- PV : 25.000 MW (9)

2.3.5. Grande-Bretagne

L'ambition et le potentiel d'innovation du Royaume-Uni se reflètent dans le Livre blanc sur l'énergie de 2020 et dans le plan en dix points du Premier ministre pour une révolution industrielle « verte » (éolien offshore, hydrogène, nucléaire, capture du carbone, parallèlement à l'efficacité énergétique). D'ici à 2030, le Royaume-Uni devrait disposer d'un mix énergétique comportant des parts très élevées d'énergie éolienne et solaire. Le Royaume-Uni développe des marchés et des technologies d'électricité flexibles. À court terme, la contribution du gaz naturel devrait augmenter, notamment pendant les périodes hivernales, à mesure que les capacités existantes de production d'électricité à partir du charbon et du nucléaire sont retirées et que les nouvelles centrales nucléaires sont confrontées à des avis divergents. Les autorités anglaises maintiennent cependant leurs objectifs à ce niveau.

L'introduction de la taxe carbone en 2013 a permis au pays de lancer sa réforme du marché de l'électricité afin d'encourager les investissements dans une électricité sûre, à faible émission de carbone et plus abordable

Des investissements massifs dans les énergies bas carbone via des soutiens rémunérant les producteurs via des prix garantis (*Feed in Tariffs)* sont prévus.

La *« Clean Growth Strategy »* de 2017 place les nouvelles technologies énergétiques et l'innovation au centre de la politique de décarbonation du gouvernement.

Le programme *« Nuclear New Build »* (11 pp. 52-55) constitue une véritable relance du nucléaire civil: 8 sites pourraient potentiellement accueillir une dizaine de nouveaux réacteurs nucléaires. En outre, un projet est en cours de construction.

Concernant les centrales au charbon qui représentent actuellement une capacité de 8,3 GW (et fournissent 9% de la production annuelle), il est prévu de les fermer progressivement d'ici 2025.

Au niveau du développement du renouvelable, l'ambition est d'atteindre les niveaux suivants à l'horizon 2030 :

- Eolien offshore : 25.100 MW
- Eolien onshore : 17.500 MW
- PV : 17.100 MW (9)

2.3.6. Synthèse

Le Tableau 3 synthétise les capacités de production renouvelable variable pour la Belgique et les 4 pays limitrophes en 2020 et les ambitions à l'horizon 2030.

Mix	2020 (MW)				2030 (MW)		
	PV	On shore	Off shore	Capac. Tot.	PV	On shore	Off shore
Belgique	4.788	2.416	2.254	24.638	11.000	4.900	4.000
Pays-Bas	10.213	4.100	2.500	41.895	25.000	7.800	11.257
Allemagne	53.781	54.437	7.747	218.600	91.300	81.501	20.757
France	11.724	17.380	0	125.290	38.100	35.020	5.500
Royaume-Uni	13.563	14.282	10.383	102.070	17.123	17.504	25.126

Tableau 3: Capacités renouvelables actuelles et futures de la zone considérée (1) (5) (9)

Ces informations permettent de mettre en évidence la croissance prévue de ces capacités et donc d'identifier lesquelles semblent les plus pertinentes pour chaque pays.

Mix	2020 (ratio de capacité)			coeff. Multiplic. 2030/2020		
	PV	On shore	Off shore	PV	On shore	Off shore
Belgique	19,43%	9,81%	9,15%	2,297	2,028	1,775
Pays-Bas	24,38%	9,79%	5,97%	2,448	1,902	4,503
Allemagne	24,60%	24,90%	3,54%	1,698	1,497	2,679
France	9,36%	13,87%	0,00%	3,250	2,015	n.a.
Royaume-Uni	13,29%	13,99%	10,17%	1,262	1,226	2,420

Tableau 4: Ratios de capacité 2020 (par rapport à la capacité totale) et coefficients multiplicateurs pour 2030

Concernant le photovoltaïque, on observe donc que les Pays-Bas sont encore plus ambitieux que la Belgique, lorsque le Royaume-Uni semble moins miser sur cette source énergétique. La France compte manifestement combler son retard en la matière et l'Allemagne présente un niveau d'ambition semblable à celui de la Belgique. Cela nous permet d'établir que, concernant l'éolien, l'Allemagne et la France sont ambitieux principalement sur l'onshore, tandis que les Pays-Bas et le Royaume-Uni sont particulièrement ambitieux sur l'offshore.

C'est donc surtout avec le Royaume-Uni que la complémentarité du mix renouvelable est intéressante pour la Belgique, puisque le Royaume-Uni limite ses ambitions sur le photovoltaïque alors que la Belgique, comme ses voisins continentaux européens, ambitionne une capacité photovoltaïque très importante.

2.4. Utilisation de la flexibilité en Belgique

Afin de faire face à la croissance importante du renouvelable en Belgique, qui sera décrite plus en détail en chapitre 3 de la présente étude, il est nécessaire de pouvoir accroître la flexibilité du système de sorte à pouvoir absorber les pics de production renouvelable, mais également maintenir le système en adéquation.

Cette flexibilité peut être issue de plusieurs segments :

- Mise en place de technologies de production pilotables qui peuvent adapter leur production en fonction des conditions de production instantanées du renouvelable et de la demande
- Utilisation de nouvelles sources de flexibilité, induites notamment par l'électrification du transport et du chauffage, au niveau de la gestion de la demande
- Bridage des moyens de production renouvelable

Ce dernier vecteur de flexibilité doit être utilisé en dernier recours.

2.4.1. Types de flexibilité

La section 2.1.1 a introduit deux problématiques qui deviennent de plus en plus importantes dans le domaine de l'énergie, à savoir la croissance des sources d'énergie non-pilotables et la sortie du nucléaire. Celles-ci constitueront toutefois un terrain propice au développement de la flexibilité sur le territoire.

~~Ces problématiques peuvent être partiellement résolues par l~~ La flexibilité, qui consiste pour les acteurs du système électrique à adapter leurs actions en fonction de signaux extérieurs. Il existe deux types de flexibilité:

- la flexibilité implicite qui est induite par un signal prix sur un marché de l'énergie, et sans garantie que les acteurs vont suivre le signal
- la flexibilité explicite qui est activée par un signal ad-hoc (le TSO actuellement) et qui présente une obligation de résultat

Ces deux types de flexibilité pourraient être offerts partiellement par des consommateurs basse tension. En effet, avec l'essor des véhicules électriques et l'électrification du chauffage, ce segment de consommateurs pourrait représenter un potentiel de flexibilité substantiel. Les GRD doivent donc prendre cette réalité en compte et adopter les mesures nécessaires pour que cette flexibilité croissante soit compatible avec les réalités physiques de leurs réseaux de distribution (12).

2.4.2. Tarification dynamique

Le marché de l'électricité est organisé en Belgique, et plus largement en Europe, comme illustré en Figure 3.

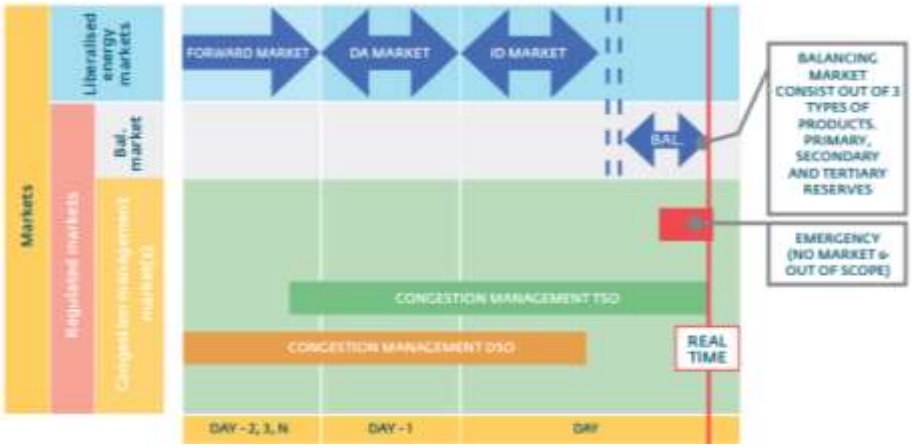


Figure 3: Différents marchés avec différents horizons temporels (13)

Un contrat à tarif dynamique permet au client d'obtenir un contrat pour lequel la composante « énergie » de sa facture est dynamique et suit les prix observés sur les marchés de l'électricité (notamment sur les marchés day-ahead et intraday). Sur cette base, le client pourra adapter sa consommation en fonction des conditions de marché instantanées en limitant sa consommation en période de pointe de consommation (ou de creux dans la production ?) et en déplaçant ses consommations (par exemple, pour la recharge de son véhicule électrique) lors des périodes où les prix sont plus faibles.

A l'heure actuelle, ce genre de contrat de tarification dynamique est peu voire pas pratiqué en Belgique. Cependant, le bureau EVS Energy, spécialisé dans le domaine de la tarification, observe quelques pratiques se rapprochant du modèle de tarification dynamique explicité ci-avant :

- **Modèle de contrat EPEX par heure** : la consommation du client est répartie selon un profil SLP prédéfini. La consommation est donc évaluée et le prix fixé pour chaque heure suit une formule de type a* $EPEX_{\text{heure considérée}}$+b, les facteurs a et b pouvant également varier par exemple en fonction des heures pleines et creuses. La facture annuelle pour la composante commodity sera donc :

$$Facture\ annuelle_{Commodity} = \sum_{h=1}^{8760} Conso_h(a_h.EPEX_h + b_h)$$

- **Modèle basé sur l'EPEX moyen par mois :** le principe est semblable, excepté que la consommation n'est plus évaluée en fonction des SLP, et que la composante $EPEX_h$ imputée dans la formule ci-dessus est une moyenne pour le mois considéré.
- **Modèle basé sur l'EPEX moyen par période :** la consommation est évaluée sur une période donnée, ainsi que l'EPEX moyen pour cette même période. Ici, la facture pour la période considérée correspondra à la consommation multipliée par l'EPEX moyen.
- **Modèle jour/nuit :** les tarifs de jour et de nuit sont calculés sur base des prix EPEX observés pour ces deux tranches au cours du mois. A noter que les heures jour/nuit peuvent différer selon qu'il s'agisse des heures EPEX (jour semaine= 8-20h) ou classiques en RBC (jour ouvrable= 7-22h).

Des formules similaires existent également sur base du BELPEX ou de l'ENDEX.

En outre, des formules similaires commencent à voir le jour pour le rachat d'énergie produite localement par les prosumers.

On comprend donc bien que la flexibilité implicite est peu voire pas implémentée à l'heure actuelle pour les clients basse tension. Le déploiement du compteur intelligent pourrait permettre de proposer ce genre de contrat à l'avenir (12).

2.4.3. Balancing services

A l'heure actuelle, la flexibilité explicite est principalement utilisée au niveau des services de balancing proposés par Elia. Ces services sont de trois types :

- FCR (Frequency Containment Reserve)
- aFRR (automatic Frequency Restoration Reserve)
- mFRR (manual Frequency Restoration Reserve)

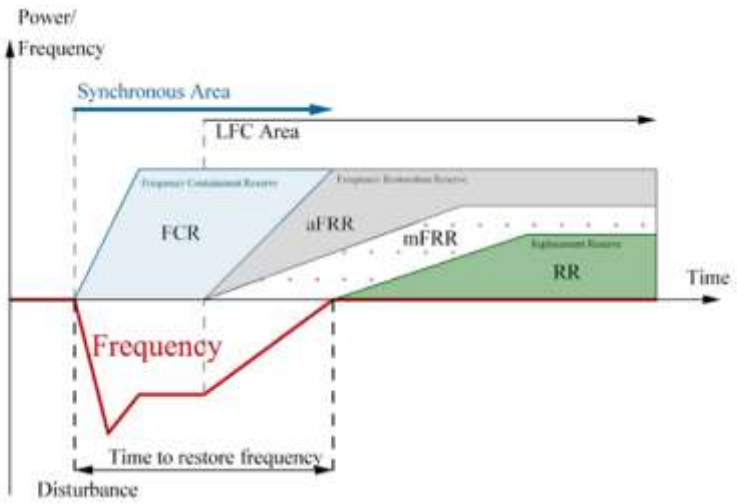


Figure 4: Utilisation des balancing services (14)

Ces services permettent ainsi de maintenir la fréquence du réseau à 50 Hz. A l'heure actuelle, ces produits sont principalement destinés aux clients raccordés en haute et en moyenne tension, au vu des capacités minimales demandées pour pouvoir participer (1 MW minimum). La figure 6 reprend les volumes nécessaires pour chacun des services en 2021.

Produit	Volume
FCR	87 MW
aFRR	145 MW
mFRR (en date du 3/7/2021)	886 MW
mFRR à pourvoir	636 MW (correspond au volume mFRR -250 MW de partage de réserve pour mFRR)

Tableau 5: Volumes balancing 2021 (15)

Elia ne rencontre à l'heure actuelle pas de déficit d'offre pour couvrir ces besoins.

2.4.4. CRM

Le principe du CRM est d'offrir un revenu supplémentaire aux revenus du marché de l'électricité en « rémunérant les capacités » qui sont mises sur le marché. À chaque MW qui entre dans le CRM est versé un revenu fixe sur une certaine durée de contrat, en plus des revenus issus de la vente de l'énergie produite (en MWh). Le marché de l'énergie et le marché des capacités induit par le CRM sont donc deux marchés bien distincts.

Les capacités bénéficient de ce revenu si elles remportent les enchères organisées 4 ans ou 1 an avant la période de livraison (période lors de laquelle ces capacités doivent être disponibles). Le volume total de capacité à contracter dépend de la courbe de la demande, qui est fixée par Décret Ministériel pour chaque enchère. La capacité totale qui sera contractée est celle qui se trouve à l'intersection entre la courbe de la demande et les offres de capacités qui sont faites lors de l'enchère. La Figure 5 illustre la détermination de la capacité totale qui est contractée lors d'une enchère.

Figure 5: Détermination de la capacité totale nécessaire (16)

Seules les capacités sous le prix de clearing (prix correspondant à l'intersection entre la courbe de la demande et les offres de capacité) sont sélectionnées. Grâce à cela, le CRM n'est pas discriminant d'un point de vue technologique. Plusieurs paramètres sont donc fixés au niveau de l'Arrêté Ministériel du 22 avril 2021 (17). Notons les suivants :

Paramètres		Valeur
Intermediate price cap		20€/MW/an
Strike Price		300 €/MWh
Volume Y-1	Capacité fonctionnant moins de 200h/an	1467 MW
	Capacité étrangère indirecte	1064 MW
Volume Y-4	Capacité non prouvée	200 MW
Courbe de la demande	Point A	6337 MW – 75€/MW/an
	Point B	7339MW – 50€/MW/an
	Point C	7339MW – 50€/MW/an

Tableau 6: Paramètres définis pour la période de livraison 2025-2026

Outre ces paramètres, il est important de noter les « derating factor » considérés pour chaque technologie. Ce facteur permet d'évaluer la contribution d'une technologie à la sécurité d'approvisionnement. Le Tableau 7 reprend les facteurs considérés pour les technologies renouvelables variables ainsi que pour les principaux moyens de production pilotables.

Technologie	Derating factor
Nucléaire	96%
CCGT	91%
Eolien on-shore	6%
Eolien off-shore	15%
PV	4%
Hydro Run-of-River	34%

Tableau 7: Derating factors

On constate donc que, de par leur caractère variable, les moyens de production renouvelables, sont fortement pénalisés pour participer au CRM.

2.5. Maintien de l'adéquation

Le maintien de l'adéquation du système est une compétence du gestionnaire de réseau de transport et constitue un sujet brûlant à l'heure actuelle avec la sortie du nucléaire. Si le CRM doit pallier celle-ci, nombreux sont ceux qui se posent des questions sur le risque de voir de nouvelles centrales sortir de terre trop tardivement. Ce sujet a été largement abordé lors des interviews.

Les représentants d'Elia estiment que le calendrier du CRM est suffisamment confortable que pour contenter l'ensemble des stakeholders, d'autant plus qu'il a été établi avec ceux-ci. Il y a un risque que tous les permis nécessaires à la construction de nouvelles centrales ne soient pas obtenus, mais il s'agit d'un risque raisonnable selon ces mêmes représentants. L'organisation du CRM en deux enchères vise de plus à pouvoir adapter le volume de l'enchère Y-1 sur base des projets contractés en Y-4.

Plusieurs acteurs s'interrogent tout de même sur la nécessité de construire de nouvelles centrales au gaz, et estiment que certaines options n'ont pas été explorées suffisamment (utilisation des interconnexions (dans une certaine mesure), mise en place de Virtual Power Plants…). Plus largement, la mise en place d'un CRM a été questionnée, d'autant plus que ce système ne doit être utilisé qu'en dernier recours. L'Europe est en effet plutôt partisane d'un « Energy only market ».

L'option de prolongation du nucléaire est envisageable pour certains acteurs interrogés, dans la mesure où deux réacteurs pourraient être prolongés. Cependant, cette option ne respecte pas le cadre légal actuellement en vigueur. La plupart des acteurs interrogés ainsi qu'Elia préfèrent donc tabler sur une sortie effective du nucléaire en 2025.

Pour les représentants d'Elia, le risque réside surtout dans la dépendance de la Belgique envers l'étranger. En effet, la disponibilité des parcs de production étrangers et la capacité d'interconnexion ne seront pas nécessairement présents. Il y a une « relative » corrélation entre les adéquations belge et française. Dès lors, lorsqu'on observe des problèmes de fiabilité du parc nucléaire français, une zone de réglage belge transitoirement courte ne pourra que rarement être secourue par les voisins du sud. De plus, une nouvelle

obligation de mise à disposition de minimum 70% de la capacité des interconnexions[2] a été promulguée au niveau du Clean Energy Package. Cependant, certains pays membres ne pourront pas s'y conformer d'emblée (notamment l'Allemagne).

Certains acteurs s'accordent pour dire que la question de la stratégie énergétique devrait être réglée à l'échelle européenne, et donc de mettre sur pied une réelle politique énergétique européenne. Cela permettrait par exemple de pouvoir exploiter au mieux les avantages climatiques ou topographiques de certains.

2.6. Pénétration actuelle des équipements potentiellement flexibles

2.6.1. Véhicule électrique

Le véhicule électrique s'installe de plus en plus sur le marché belge automobile. En témoignent les statistiques reprises en Figure 6 qui montrent une hausse de plus en plus marquée ces dernières années.

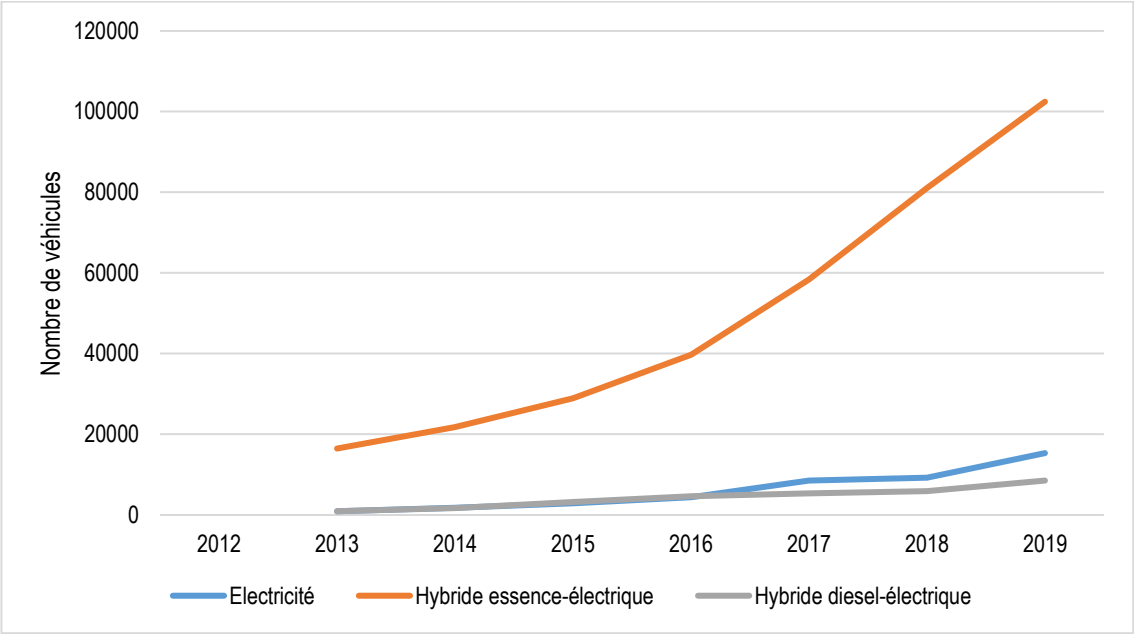


Figure 6: Pénétration du véhicule électrique et hybride (17)

En 2019, le véhicule 100% électrique représentait ainsi 0,26% du parc total de véhicules particuliers belges.

[2] Cette obligation vise à garantir que 70% de la capacité des interconnections est mise à disposition du marché européen, de sorte à favoriser l'utilisation des surplus de production renouvelable au travers des Pays Membres. Il faut cependant comprendre que des capacités d'interconnexion cross-borders ne suffisent pas pour acheminer l'énergie à travers l'Europe ; il faut que les liaisons THT internes à chaque pays suivent
Exemple : liaison ALEGro de 1 GW entre la Belgique et l'Allemagne) : Le marché doit pouvoir en tout temps acheminer 700 MW d'électricité entre les pays à travers cette liaison (redispatch autorisé uniquement dans la tranche 700-1000 MW). Les GRT belges et allemands doivent respecter cette contrainte sous peine de pénalités.

L'analyse SWOT ci-après permet d'intégrer les différents aspects à prendre en compte concernant le véhicule électrique.

Forces	Faiblesses
• Aspects environnementaux : émissions de CO2, bruit, particules fines, ... • Aspects économiques : TCO parfois inférieur à une voiture thermique grâce à l'entretien et au "carburant" moins chers	• Coût d'achat encore important • Infrastructure de recharge encore insuffisante • Autonomie perçue limitée • Impacts sur le réseau électrique (recharge synchrone) • Disponibilité des matières premières, notamment pour la batterie
Opportunités	**Menaces**
• Restrictions liées aux politiques environnementales de plus en plus présentes ouvrent la porte aux VE • Electrification de l'économie : intégration du VE à la politique globale • Utilisation potentielle en tant que batterie "stationnaire" en V2B : absorption des excès de production renouvelable lors des pics et utilisation ultérieure • Utilisation en V2G pour absorber les excédents de production sur le réseau et soulager le réseau lors des pointes de consommation • Création d'emploi	• Dimensionnement des réseaux incompatible avec une électrification totale du véhicule • Origine de l'électricité : production via énergies fossiles fait chuter l'intérêt environnemental • Problématique de la recharge des clients ne disposant pas de garage ni de stationnement devant leur domicile (appartement, grandes villes, ...) • Crainte de l'utilisateur en matière d'autonomie, notamment pour de longues distances (voyages)

Tableau 8: Analyse SWOT du véhicule électrique

Une attention toute particulière devra donc être portée à la problématique de la recharge de ces véhicules électriques. En effet, il est attendu que la recharge soit réalisée principalement à trois endroits pour chaque consommateur : au domicile, au travail, et au niveau de bornes publiques. Les Régions ambitionnent d'installer des bornes de recharge publiques comme suit :

- 7.000 bornes en Wallonie d'ici 2025 ;
- 11.000 bornes à Bruxelles d'ici 2035 ;
- 35.000 bornes en Flandre d'ici 2025 (18).

Il est cependant important de pouvoir connaître le type de bornes qui sont prévues. Les impacts sur le réseau seront différents selon qu'il s'agisse de recharge intelligente ou non, ou de la puissance maximale délivrée par la borne (qualifiée par la vitesse de recharge : lente, semi-rapide, rapide ou ultra rapide).

2.6.2. Chauffage électrique (pompe à chaleur)

L'ATTB (Association pour les Techniques Thermiques en Belgique) a constitué un inventaire annuel du nombre de pompes à chaleur vendues sur le sol belge (Figure 7).

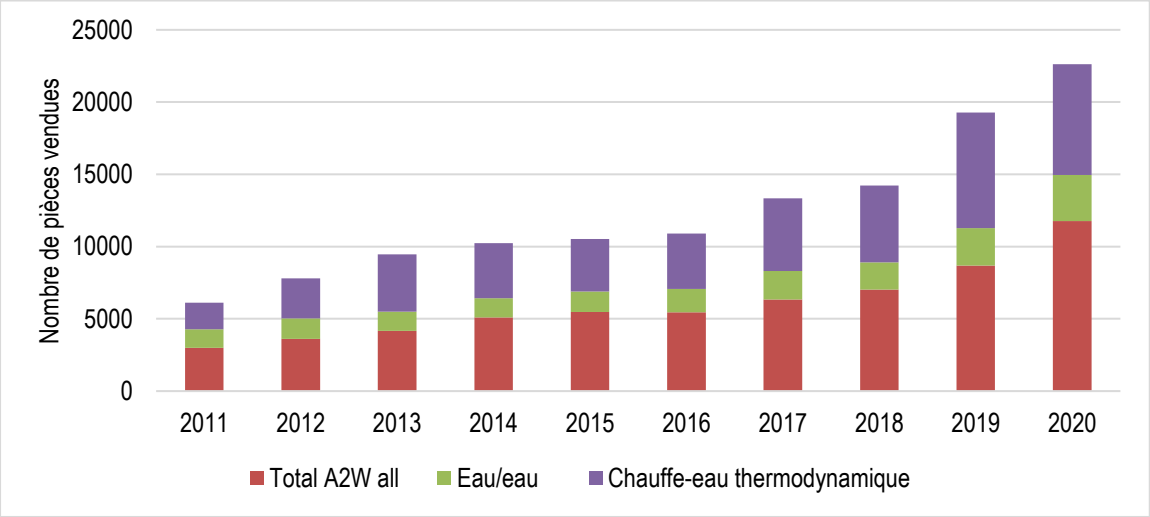


Figure 7: Evolution des ventes de PAC en Belgique (19)

On obtient ainsi un parc total cumulé de 124.486 de pompes à chaleur fin 2020. L'analyse SWOT reprise en Tableau 9 reprend les principales informations pertinentes relatives aux pompes à chaleur.

Forces	Faiblesses
• Environnemental : émissions de CO2, particules fines, ... • Confort d'utilisation (Température très stable, possibilité de coupler à un plancher chauffant, pas de remplissage ou approvisionnement, …)	• Cout achat élevé (+ travaux pour certains types de PAC : changement d'émetteurs, forages, …) • Charges élec élevées (coût de l'élec vs gaz) • Nécessité d'un module extérieur pour certains systèmes (encombrement + nuisances sonores) • Peu adapté à la production d'ECS (température d'eau élevée)
Opportunités	**Menaces**
• Associée aux PV : Autonomie en chauffage lorsque l'ensoleillement est propice • Électrification de l'économie : les PAC s'intègrent à la politique globale qui va vers une utilisation préférentielle du vecteur électricité pour ses besoins énergétiques • Explorer le potentiel de stockage (électricité ou chaleur) et donc de flexibilité.	• Puissance disponible sur réseau pas suffisante pour assumer l'alimentation de toutes les PAC • Origine de l'électricité : si elle est produite à l'aide de charbon, l'intérêt écologique est questionnable • Problématique de l'isolation et la faible performance énergétique des bâtiments existants • Coût de l'électricité fort élevé comparé aux énergies fossiles • Attention à ne pas épuiser la source (PAC sol)

Tableau 9: Analyse SWOT de la pompe à chaleur

3. PÉNÉTRATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

L'objectif de la présente phase est de présenter les chiffres de pénétration du renouvelable variable à l'horizon 2030-2035 en Belgique et de critiquer ces chiffres sur base des interviews et selon des analyses réalisées dans le cadre de cette étude. Les éléments quantitatifs seront présentés dans un premier temps, complété par la suite avec des éléments pertinents retirés des entretiens. Une analyse statistique de la répartition des productions éoliennes et photovoltaïques viendra compléter le tout.

Ensuite, l'évolution de la demande en électricité à l'horizon 2030-2035 sera présentée. L'horizon 2025 n'est pas considéré comme réellement problématique au regard du développement de la production renouvelable. En effet, nous verrons dans la suite de cette section qu'entre aujourd'hui et 2025, 4,3 GW de nouvelle capacité renouvelable est prévue par Elia, avec en parallèle un décommissionnement de 6 GW de nucléaire. Il est donc fortement probable de ne pas observer d'excédent de production sur la zone de réglage à l'horizon 2025, compte tenu de la situation actuelle avec un parc nucléaire complet. Il est cependant possible d'observer des problèmes de congestions locales dans les zones à forte concentration photovoltaïque. Celles-ci sont à l'heure actuelle éliminées par les protections en tension des onduleurs avec des risques de bridage, principalement pour les installations situées en bout de ligne. De plus amples informations relatives à cette problématique seront fournies en section 3.4.

3.1. Evolution du mix belge à l'horizon 2030-2035

Le développement du renouvelable en Belgique se concentre principalement sur les technologies présentant un profil de production variable, à savoir le photovoltaïque et l'éolien (on et offshore). De nombreuses études ont été publiées en vue de quantifier la pénétration de ces technologies de production à des horizons temporels variés. La dernière en date a été rédigée par Elia en 2021 et vise l'horizon 2032 pour qualifier les besoins belges en matière d'adéquation et de flexibilité (5). L'objectif de cette étude est donc de quantifier les besoins en capacité résiduels sur base de projections de demande, de capacités renouvelables, de possibilités de stockage …

Les données de capacité renouvelable qui nous intéressent ici constituent donc des données d'entrée pour le modèle. L'objectif n'est pas de les remettre en question, mais bien de pouvoir quantifier par la suite les besoins en flexibilité qui permettraient d'intégrer au mieux cette capacité (en limitant le bridage donc).

La Figure 8 ci-après illustre ainsi les projections pour les trois principales sources d'électricité renouvelable en Belgique pour le scénario « Central ». Elia ne réalisant ses projections qu'à l'horizon 2032, une interpolation linéaire permet de présenter des chiffres pour 2035 (repris au Tableau 10).

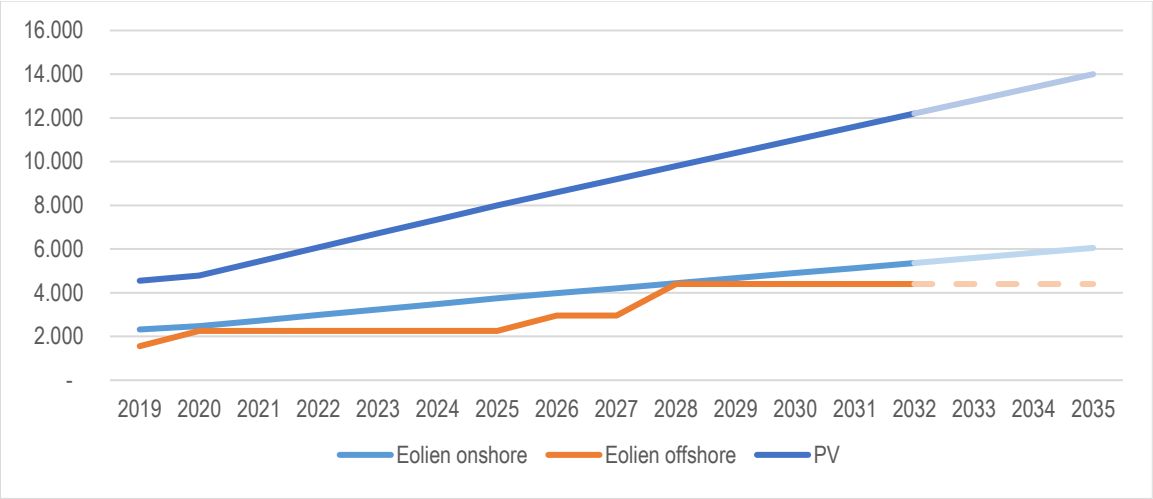


Figure 8: Pénétration du photovoltaïque, de l'éolien on et offshore en Belgique à l'horizon 2035 (MW)

	2025	2030	2032	2035
Photovoltaïque	8.000	11.000	12.200	14.000
Eolien onshore	3.747	4.900	5.361	6.051
Eolien offshore	2.253	4.400	4.400	4.400*

Tableau 10: Données chiffrées (PV, éolien on et offshore) à l'horizon 2035 (MW)

Les autres capacités renouvelables sont considérées par Elia comme n'évoluant pas ou très peu à l'horizon 2032. Dès lors, elles ne sont pas intégrées dans la présente étude. Notons tout de même que le scénario d'Elia voyant une pénétration plus importante du renouvelable estime que la capacité d'éolien offshore pourrait monter jusqu'à 6GW au même horizon temporel.

Certaines spécificités liées à chaque technologie ne transparaissent pas au travers de ces chiffres. Des analyses d'ordre qualitatif sont ainsi présentées dans les sections ci-après.

3.1.1. Photovoltaïque

Elia voit donc une capacité photovoltaïque montant jusqu'à 12,2 GW en 2032. Nous verrons dans la suite de cette phase qu'une telle capacité peut poser des problèmes au niveau des réseaux de distribution (section 3.4). Un tel niveau d'ambition est aussi questionnable pour l'investisseur dans la mesure où les mécanismes de soutien sont de plus en plus limités voire remis en cause. Pour certains acteurs interrogés, la mise en place de panneaux photovoltaïques devrait dès lors devenir un coût fatal, inévitable donc, lors de la construction de nouveaux bâtiments ou de rénovations lourdes.

Les projets photovoltaïques de grande ampleur sont éligibles au CRM. Cependant, les acteurs interrogés actifs en la matière ne comptent pas y participer. En effet, pour pouvoir participer au CRM, les capacités bénéficiant de subsides doivent arrêter de les percevoir. Or, les revenus issus par exemple des certificats verts sont plus intéressants que ceux du CRM. En outre le *derating factor* est très pénalisant pour le renouvelable variable.

Plusieurs acteurs interrogés estiment dès lors important de réfléchir de façon plus globale lorsqu'il s'agit de mettre en place du PV. Certains défendent une approche holistique c'est-à-dire à une réflexion portant sur l'ensemble du système électrique plutôt que sur la seule installation des panneaux photovoltaïques. Ce

système peut donc être complété par des sources flexibles (notamment du stockage), ainsi que des dispositifs de pilotage et de comptage permettant d'optimiser les flux d'énergie locaux, et il doit être réfléchi sur la durée.

En outre, il est important de bien intégrer le consommateur et le technicien de terrain dans le processus pour garder leur implication. En effet, la progression du PV en Flandre a été ralentie récemment par certaines décisions politiques.

La question du bridage est quant à elle encore un sujet d'inquiétude mineur pour le consommateur final. Ses principales préoccupations sont le gain financier réalisable, l'impact environnemental positif de leur geste, la gestion administrative relative à la revente de leurs certificats verts, ou encore les risques d'instabilité encourus par leur toiture. Pour les entreprises, la question du bridage est souvent intégrée au business model des tiers-investisseurs qui s'occupent de leur installation.

3.1.2. Eolien onshore

L'objectif concernant l'éolien onshore est donc l'atteinte de 5.361 MW en 2032. Pour discuter de la thématique de l'éolien, une table ronde rassemblant plusieurs acteurs du secteur a été organisée.

La participation au CRM a été jugée comme peu intéressante pour plusieurs des participants au vu du derating factor associé à l'éolien (voir Tableau 7 en section 2.4.4.).

De nombreux freins au développement de l'éolien ont été également pointés par les participants.

Freins à l'atteinte des objectifs fixés

Une première contrainte majeure est la difficulté rencontrée pour obtenir un permis. Cette difficulté est due à une législation à la fois contraignante (par exemple l'obligation de respecter une distance minimale entre les éoliennes et les habitations, les contraintes environnementales, la présence de zones militaires…) et sujette à interprétation, entraînant des recours suspensifs quasi systématiques au Conseil d'Etat sans délai de rigueur.

Une deuxième contrainte réside dans la capacité du réseau à accueillir des éoliennes. En effet, à l'heure actuelle, celui-ci est encore assez bien développé au niveau des zones industrielles, mais au niveau des zones rurales, le réseau actuel n'est pas suffisant.

Une troisième contrainte est la taille du marché belge et le type d'éolienne que l'on y commande. Au vu des contraintes citées précédemment, la Belgique se tourne vers des modèles d'éoliennes assez petites, alors que les turbiniers construisent de plus en plus des modèles de plus grande taille. Certains petits modèles ne sont même plus produits, ce qui entraîne l'abandon de projets. De plus, le marché belge demande de nombreux éléments supplémentaires aux turbiniers, comme par exemple pour le monitoring. Dès lors, il apparaît que les turbiniers pourraient ne plus vouloir travailler avec la Belgique pour ces raisons. Cela transparaît déjà avec les délais de livraison. Auparavant, les délais étaient d'environ 9 mois, tandis qu'aujourd'hui c'est plutôt deux ans.

D'autres freins spécifiques à la Wallonie ont été cités (notamment le phénomène NIMBY) et sont repris dans la synthèse de la table ronde en annexe. Ces freins inquiètent grandement les acteurs du secteur et mettent en péril les objectifs wallons visant à installer 100 MW de nouvelle capacité éolienne onshore chaque année.

3.1.3. Eolien offshore

Concernant le développement de l'éolien offshore, il est donc prévu d'atteindre les 4,4 GW en 2032. Selon certains acteurs interrogés, il s'agit du minimum atteignable, mais toute extension de cette capacité ne pourra se faire que sous réserve d'une adaptation du réseau de transport et le dégagement d'espace supplémentaire dans la zone de développement belge en mer du Nord.

Certains acteurs interrogés voient même la capacité offshore monter jusqu'à 6 GW d'ici 2030 avec un minimum de volontarisme. Le renforcement du réseau est donc indispensable pour pouvoir accueillir une telle montée de l'éolien offshore. Cependant, les projets Ventilus et Boucle du Hainaut, prévu à cet effet, rencontrent une forte résistance de la part des populations touchées par ces projets, laquelle résistance est perçue comme le frein principal à la poursuite du développement de l'éolien off shore.

Des nouveaux types d'éoliennes seraient en outre à l'étude, équipées de supports flottants plutôt que des ancrages en dur. Cela permettrait d'exploiter certaines zones supplémentaires, notamment en haute mer.

Le problème principal rencontré par l'éolien offshore est la revente de l'électricité produite à un tarif suffisant que pour couvrir les investissements. Cette problématique risque de se renforcer à terme avec la simultanéité de la production éolienne avec des prix de marché faibles ou négatifs. Aujourd'hui, les certificats verts permettent d'assurer une business model rentable, mais ce système est voué à disparaître. Une possibilité évoquée est le système de « contract for difference » offrant un revenu fixe du MWh produit[3].

3.2. Distributions des productions renouvelables en 2020

Les graphiques présentés ci-après illustrent la répartition de la production photovoltaïque, éolienne, ainsi que la somme des deux pour l'année 2020.

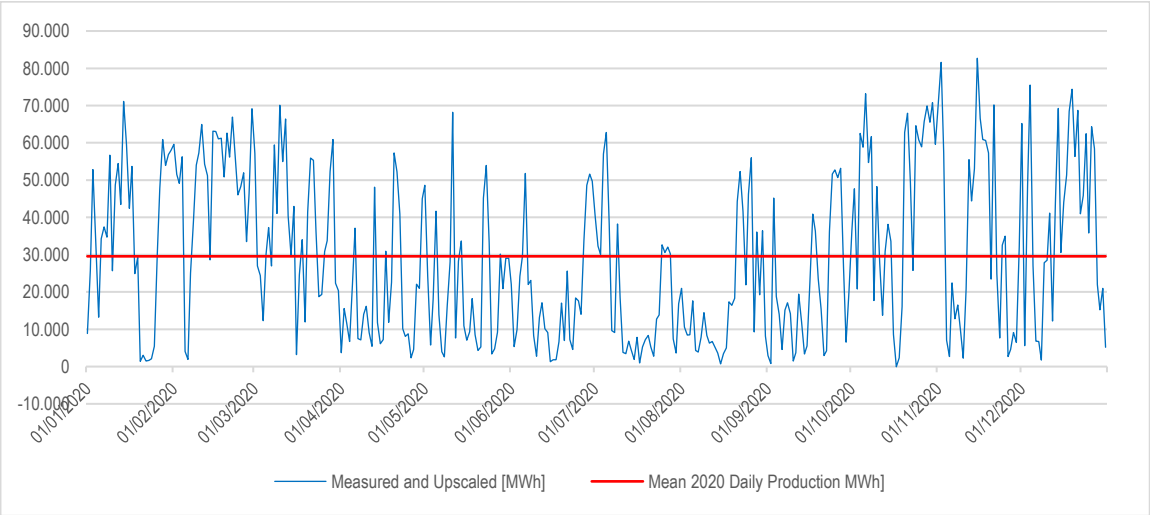


Figure 9 : Production journalière éolienne 2020 exprimée en MWh

[3] Contrat de différence : Un CFD est un contrat, noué entre un acheteur et un vendeur, qui stipule que le vendeur devra payer à l'acheteur la différence entre la valeur présente et la valeur du sous-jacent à la date du contrat.
Si la différence est négative, c'est alors l'acheteur qui paie la différence au vendeur. (26)

Pour l'année 2020, on a ainsi une moyenne de production journalière de 29.570 MWh pour un écart-type de 21.814 MWh pour l'éolien.

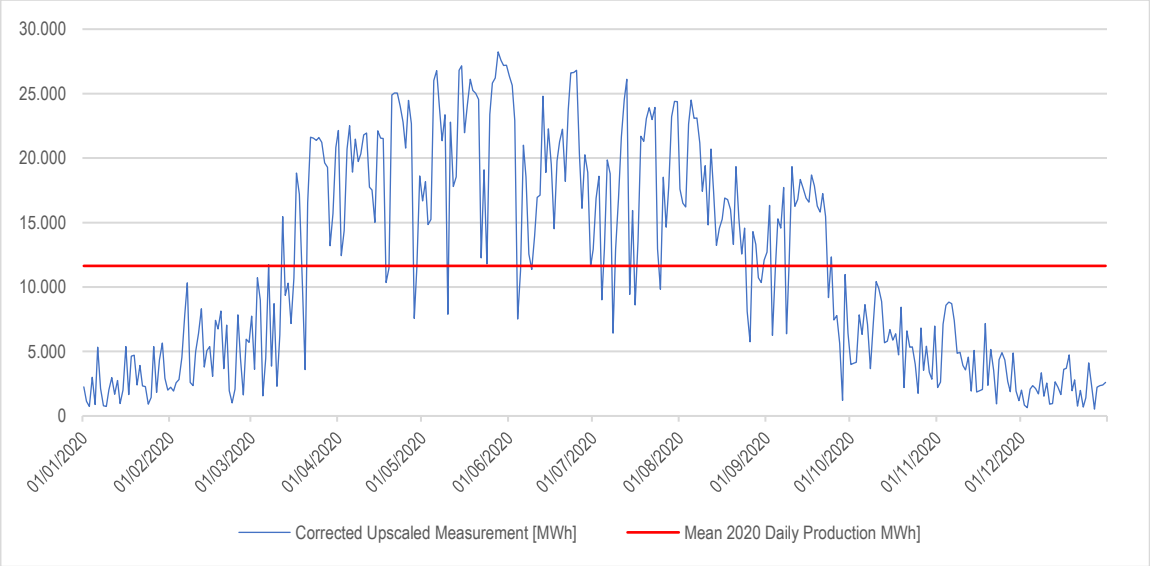


Figure 10: Production journalière photovoltaïque 2020 exprimée en MWh

On observe donc ici une moyenne de production journalière de 11.638 MWh pour un écart-type de 8.210 MWh.

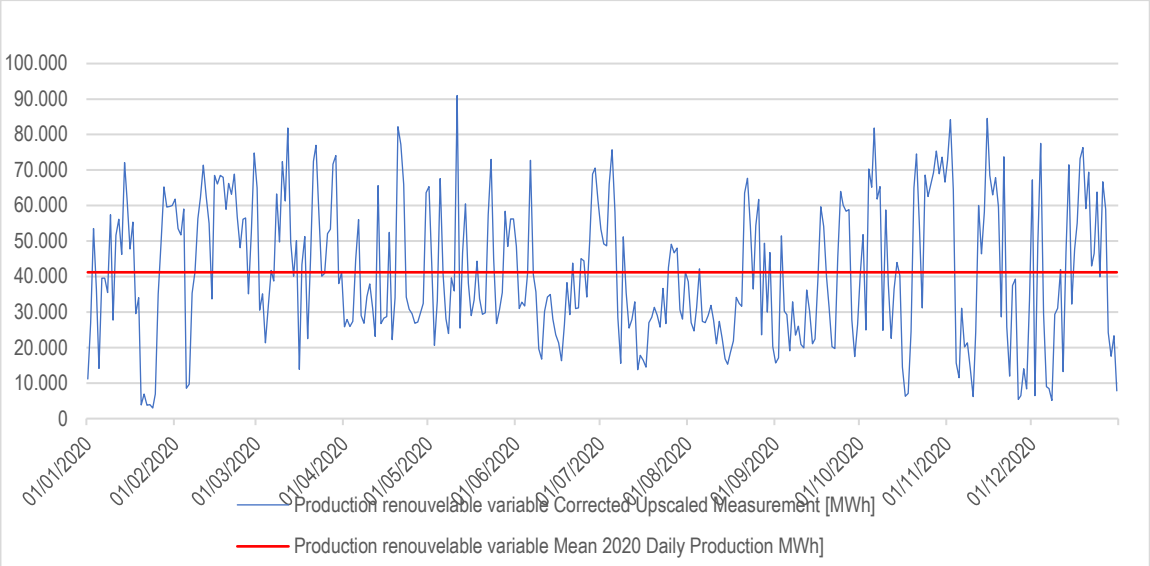


Figure 11: Production journalière renouvelable variable 2020 exprimée en MWh

Pour la production variable totale, on obtient une moyenne journalière de 41.208 MWh et un écart-type de 19.480 MWh. Sur cette base, il est possible d'évaluer, pour l'année considérée, le niveau de complémentarité des productions éoliennes et photovoltaïques en Belgique de manière statistique.

Il est possible de formuler les observations suivantes :

- L'écart type pour le total renouvelable variable est inférieur à l'écart type pour le seul éolien ;
- Suivant l'hypothèse « PV et éolien journalier » = deux variables normales indépendantes, l'écart type de la distribution « renouvelable variable » aurait dû être $\sqrt{8.210^2 + 21.814^2} = 23.308$;
- L'écart type réel de 19.480 est significativement **inférieur** que pour invalider cette hypothèse.

Cela signifie que les productions journalières PV et éoliennes sont bien négativement corrélées. La Figure 12 replace ainsi pour chaque jour de l'année la production éolienne en ordonnée et la production PV en abscisse. On observe qu'environ 36% des jours de l'année présentent une production éolienne forte et une production PV faible, et qu'à l'inverse, 36 autres % une production éolienne faible et une production PV importante. On observe donc une réelle corrélation négative. Ce principe est bénéfique pour le système électrique.

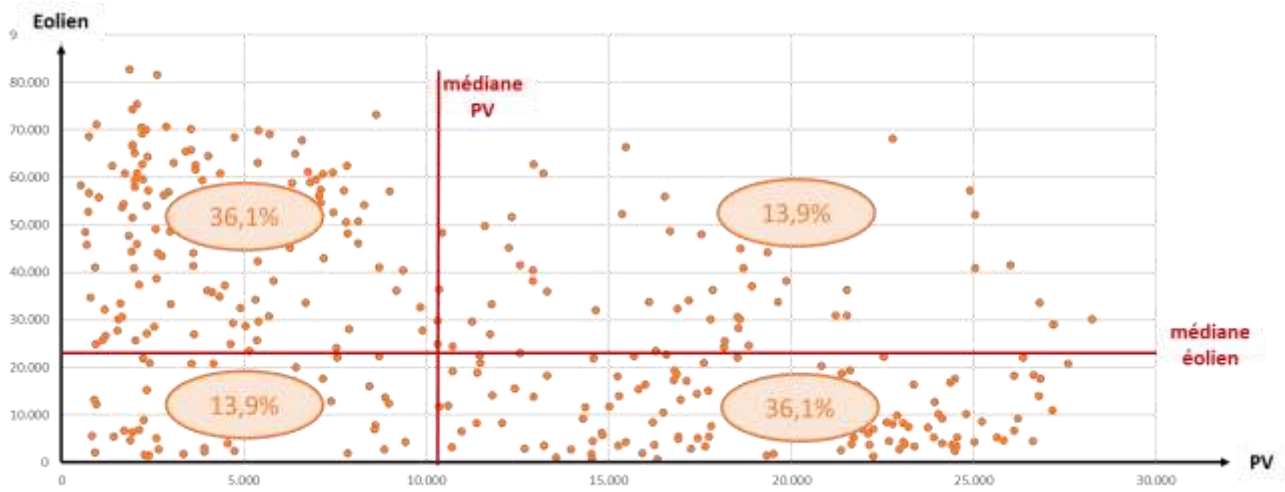


Figure 12:Nuage de points correspondant aux productions journalières PV et éolien 2020 [MWh]

Les jours restants présentent donc soit deux productions importantes, soit deux productions faibles. Il s'agit d'une proportion non négligeable de journées. Dans le premier cas, on observera une production renouvelable relativement abondante par rapport aux besoins, tandis que dans le second, un risque de pénurie. Pour ce premier cas, l'impact sur la saturation des réseaux belges demeure encore anecdotique compte tenu des capacités renouvelables installées.

3.3. Evolution de la demande en électricité à l'horizon 2030-2035

Elia a réalisé de manière analogue des hypothèses concernant la demande d'électricité et la demande de pointe annuelle. Ces projections tiennent compte d'un taux de pénétration du véhicule électrique et de la pompe à chaleur qui seront décrits en phase 3.

La demande devrait ainsi croître jusqu'à 96,5 TWh par an en 2032, tel qu'illustré en

Figure 13). La pente de croissance serait plus importante après 2025, notamment de par l'accélération d'adoption du véhicule électrique.

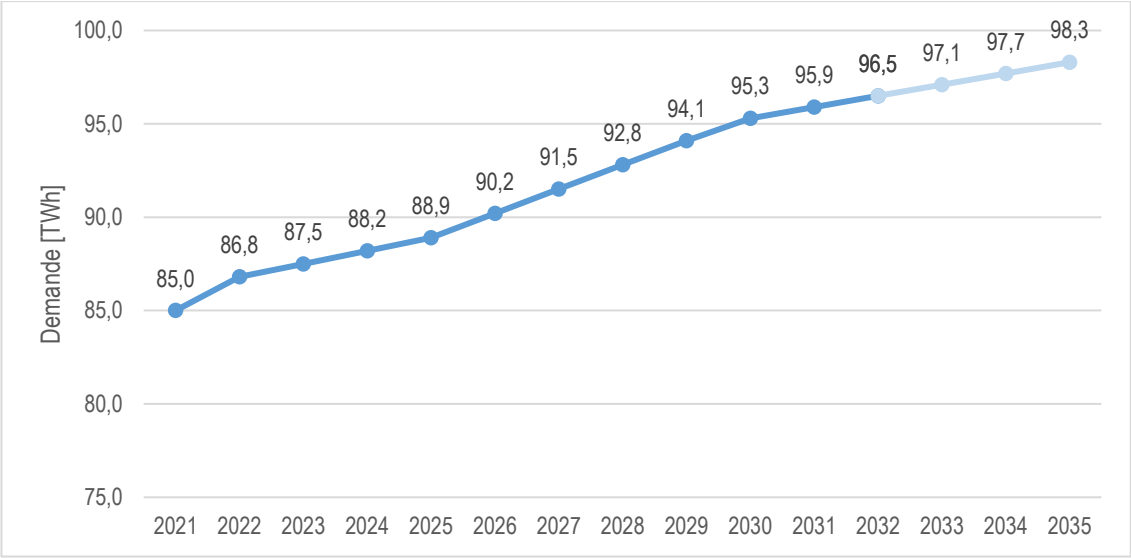


Figure 13: Evolution de la demande belge annuelle

Sur base du profil de demande de l'année 2019 et considérant donc 96,5 TWh d'électricité consommée en 2032, il est possible d'évaluer le profil de consommation potentiel pour cette même année. Attention! Ce profil ne tient pas compte de l'évolution du taux d'électrification du chauffage et de la climatisation.

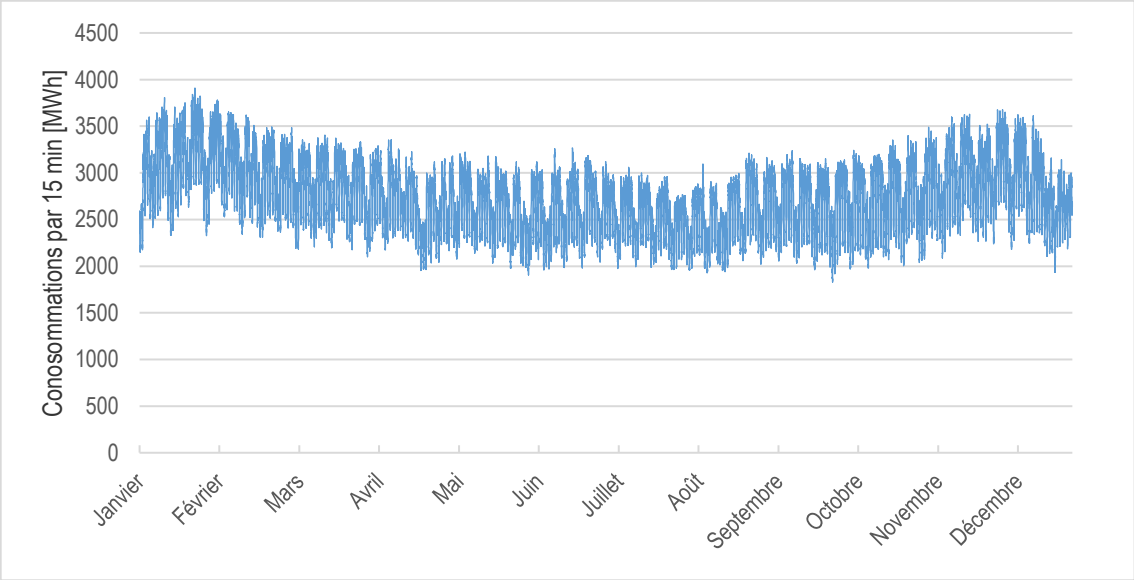


Figure 14: Profil de la demande en 2032

Concernant la demande de pointe observée annuellement, Elia la place à 15,4 GW en 2032.

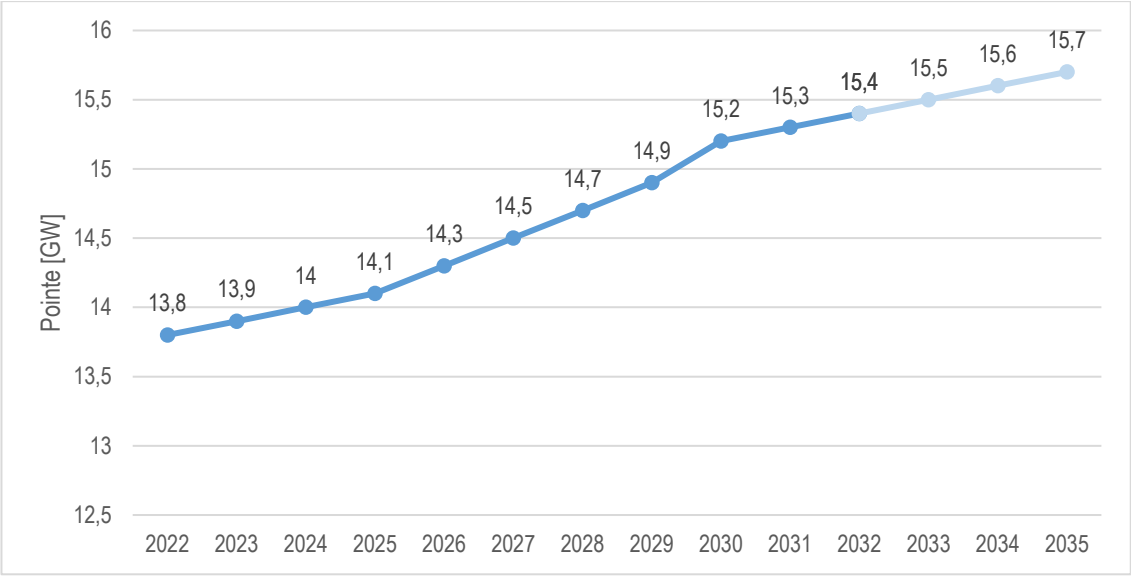


Figure 15: Evolution de la pointe belge annuelle

Avec une répartition de la puissance appelée par période de temps élémentaire (15 minutes) représentée en Figure 16.

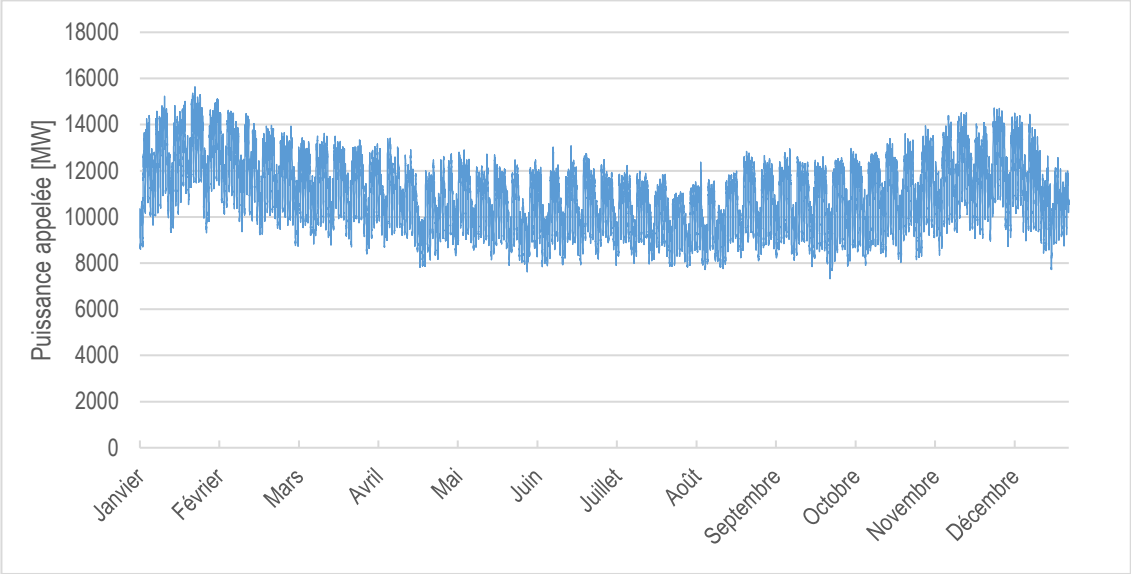


Figure 16: Puissance appelée par quart d'heure en 2032

3.4. Problèmes rencontrés sur les réseaux engendrés par le renouvelable

L'intégration massive du renouvelable pose et posera d'autant plus à l'avenir des problèmes au niveau des réseaux. Afin de pouvoir évaluer ces problèmes, il est important d'identifier le type de réseau rencontré, c'est-à-dire de savoir s'il s'agit d'un réseau court ou d'un réseau long. Les impacts d'une congestion locale seront en effet sensiblement différents selon que l'on se trouve face à l'un ou à l'autre.

Sachant que la tension dans un câble augmente avec la distance si le flux résultant observé est positif (production), et qu'elle diminue si le flux résultant est négatif (consommation), il est possible d'établir une

plage de tension acceptable pour un câble en fonction des flux qu'il observe. Cette plage acceptable est illustrée en Figure 17.

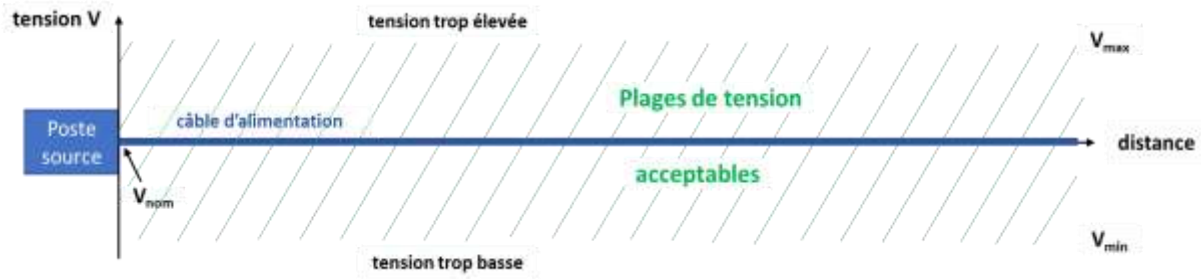


Figure 17: Plages de tension acceptables

Dans le cas d'un réseau long, les congestions se manifesteront en premier lieu via une surtension en bout de ligne, comme illustré en Figure 18. L'hypothèse a été faite pour l'illustration que la production ou la consommation étaient uniformes le long du câble d'alimentation.

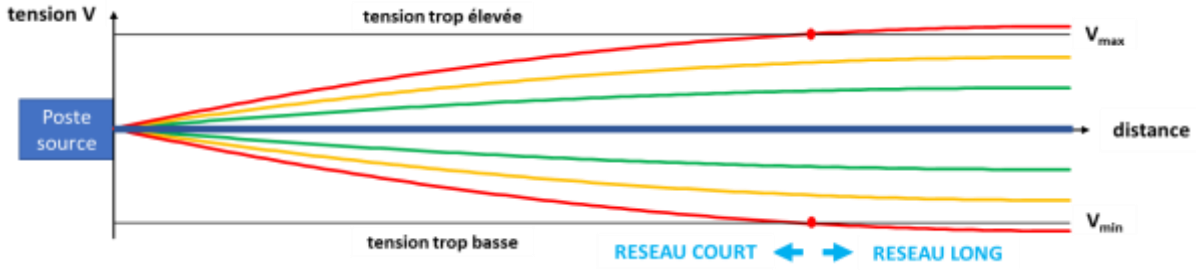


Figure 18: Distinction réseau court vs réseau long

Ces niveaux de tension correspondent aux intensités de courant illustrées en Figure 19. Dans le cas d'un réseau court, on comprend donc qu'une congestion se manifestera en premier lieu via une surintensité en tête de câble.

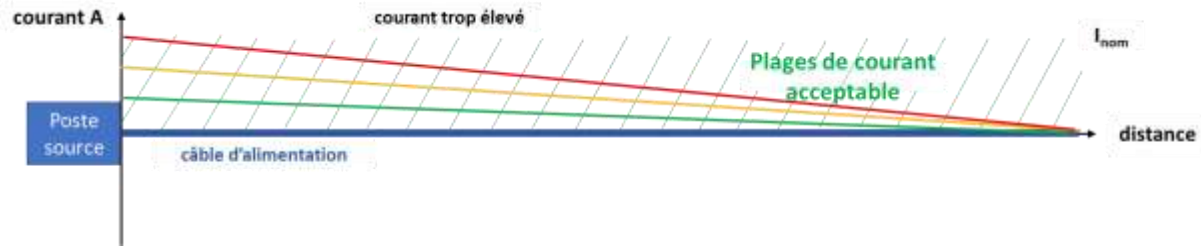


Figure 19: Intensités de courant équivalentes

Un réseau urbain caractérisé par une (plus) grande densité de connexions, sera essentiellement de type court, tandis qu'un réseau rural ou semi-rural, sera le plus souvent de type long. Seul le GRD exploitant est à même de déterminer si un réseau local, M.T. ou B.T., est de type long ou court.

Que le réseau soit court ou long, le gestionnaire de réseau ne peut pas transiger en cas de congestion. Les situations de surintensités comme celles de tensions sortant des plages acceptables doivent être éliminées.

Il existe un cadre légal et règlementaire très précis ce sujet:

- RGIE+ et normes (ex: EN50160)
- Notice d'exploitation des composants du réseau et des équipements électriques
- Règles de l'art et prescriptions Synergrid

Les modalités d'élimination des situations de congestion sont toutefois très différentes selon que le réseau est court ou long.

Mécanismes de résolution des congestions locales

Etant donné que les congestions locales doivent être éliminées sans délais et que les mécanismes de marché classiques de type préventif (ex; incitants tarifaires) n'offrent pas de garanties suffisantes, il est nécessaire d'envisager des mécanismes additionnels de type interventionniste en vue de pouvoir garantir le résultat.

Concrètement, il faut doter les portions de réseau congestionnées de dispositifs de protection. Ceux-ci doivent pouvoir éliminer automatiquement et de façon sélective la cause de la congestion. La méthodologie suivante serait ainsi pertinente pour ce faire :

- Identifier les symptômes de la congestion
- En déduire les dispositifs techniques d'élimination
- Le cas échéant, prévoir des mécanismes d'information des utilisateurs et/ou des modalités de reconnexion de la charge perturbatrice

L'idéal serait de pouvoir disposer d'une sélectivité maximale, et en fonction du type de réseau rencontré.

Concernant les réseaux longs, le risque est d'observer une tension hors norme en bout de ligne. Pour pallier ce problème, une solution est de mettre en place des relais de tension au niveau des équipements perturbateurs (onduleur d'une installation photovoltaïque par exemple). Ce type de dispositif est optimal au niveau sélectivité et permet un réenclenchement automatique. Néanmoins, cette solution est discriminatoire dans la mesure où les utilisateurs en bout de ligne sont lésés. Cette solution est également envisageable techniquement pour les circuits de véhicule électrique ou pour le chauffage, mais la question de l'acceptabilité va devoir se poser.

Concernant les réseaux courts, le risque est donc d'observer des surintensités au niveau des composants du réseaux. Afin de les protéger, une solution est la mise en place de relais A-métrique et de mettre en place une protection contre les surcharges sur ces composants. Ce type de dispositif fonctionne effectivement pour les câbles moyenne tension, mais pas pour les câbles basse tension (recours à des fusibles, qui ne protègent que contre les courts-circuits). De plus, ce n'est pas optimal d'un point de vue sélectivité, (tous les clients connectés au câble, perturbateurs ou non, vont être privés d'alimentation) ce qui rend la solution inacceptable. Finalement, ce n'est pas adéquat pour les transformateurs basse et moyenne tension (rupto-fusibles, Buchholz). Cela signifie donc que, pour les réseaux courts, le GRD doit procéder autrement pour gérer les congestions.

Un procédé est déjà communément admis pour éliminer les congestions pour les réseaux courts moyenne tension raccordant des grosses unités de production renouvelables :

1. Signature d'un contrat de raccordement à capacité flexible, avec deux paramètres : la capacité totale et la capacité garantie, inférieure à la première ;
2. Monitoring des flux instantanés sur le réseau
3. Envoi d'une consigne « passage de la capacité totale à la capacité garantie » dès lors que des limites de congestion sont dépassées. Il y a donc une obligation de résultat.

Ce procédé est connu sous le nom GFLEX. Une logique similaire devrait être élaborée pour les réseaux basse tension. Cela nécessite le placement de compteurs intelligents avec intégration d'une fonctionnalité de limitation et le monitoring des flux sur les réseaux basse tension de type court. Or, on en est loin aujourd'hui, tant au niveau implémentation qu'au niveau acceptabilité.

4. POTENTIEL DE FLEXIBILITÉ À L'HORIZON 2030-2035

La phase 3 a pour objectif d'identifier les différents moyens d'activer de la flexibilité, et de la quantifier pour chacun dans les limites des données présentées par Elia. Le potentiel de chaque technologie sera discuté sur base des éléments retirés lors des entretiens. Ensuite, des projections de production renouvelable à l'horizon 2032 seront réalisées pour évaluer les limites potentielles des sources de flexibilité pour absorber cette production. Cela permettra de formuler certains constats et de mettre en évidence (ou non) la nécessité de développer la flexibilité.

4.1. Flexibilité côté demande

La flexibilité de la demande concerne les équipements jugés flexibles, ainsi que les capacités disponibles en demande side management. Celle-ci est composée soit de capacités effaçables, soit de capacités déplaçables.

4.1.1. Véhicule électrique

Le véhicule électrique devrait constituer un vecteur majeur de flexibilité à l'avenir. En atteste le taux de pénétration attendu par Elia dans son scénario Central, repris en Figure 20.

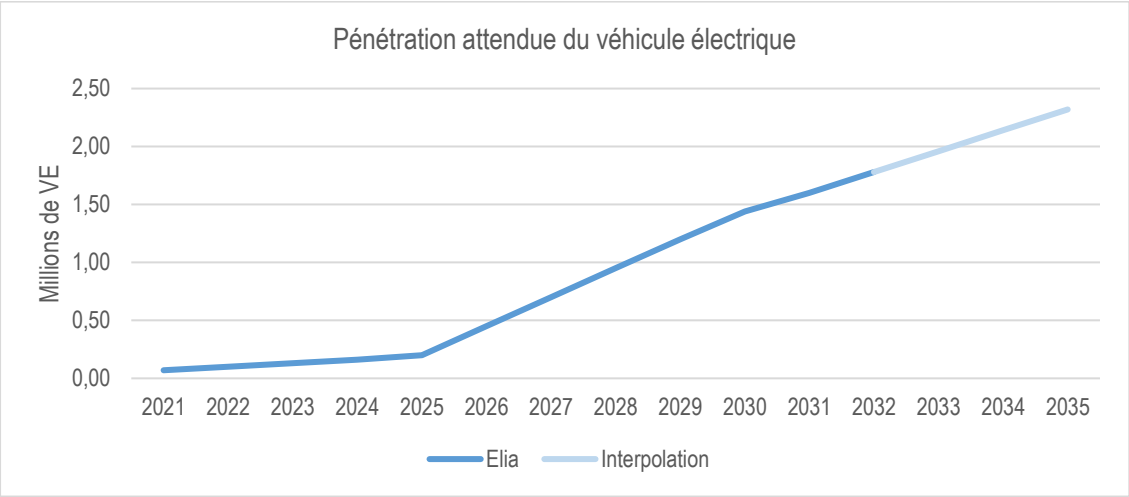


Figure 20: Pénétration attendue du véhicule électrique en Belgique (5)

L'ensemble des acteurs interviewés s'accorde pour confirmer cette hypothèse. Le véhicule électrique va être un accélérateur important de la transition énergétique en combinant décarbonisation de la mobilité et accroissement majeur du potentiel de flexibilité décentralisé. Ce potentiel n'est cependant pas encore exploitable aujourd'hui en l'absence de modèle de marché *smart meter compliant* et de fonctionnalité *vehicle to grid* répandue. Sur ce dernier point, certains constructeurs automobiles prévoient déjà ce type d'utilisation dans la conception de leurs modèles de batteries (voir aussi section 4.2.1), si bien que le véhicule électrique pourrait constituer une source de flexibilité très importante à relativement court terme.

La concrétisation de ce potentiel nécessitera toutefois, outre la mise à disposition de télémesures quart-horaires, l'installation de dispositifs permettant une recharge intelligente agissant en fonction des conditions du marché (en favorisant la recharge par exemple en dehors des périodes de pointe de consommation). A ce niveau, le gouvernement aurait pris des mesures pour rendre les bornes de recharge intelligentes.

4.1.2. Pompe à chaleur

Un autre « nouvel » usage, ou du moins amené à augmenter, de l'électricité est le chauffage et la production d'ECS. En effet, le chauffage via pompe à chaleur est voué à augmenter étant donné les rendements intéressants que l'on peut en retirer, et la tendance lourde en faveur de la limitation des moyens de production de chaleur utilisant des combustibles fossiles. Le taux de pénétration évalué par Elia est illustré ci-dessous.

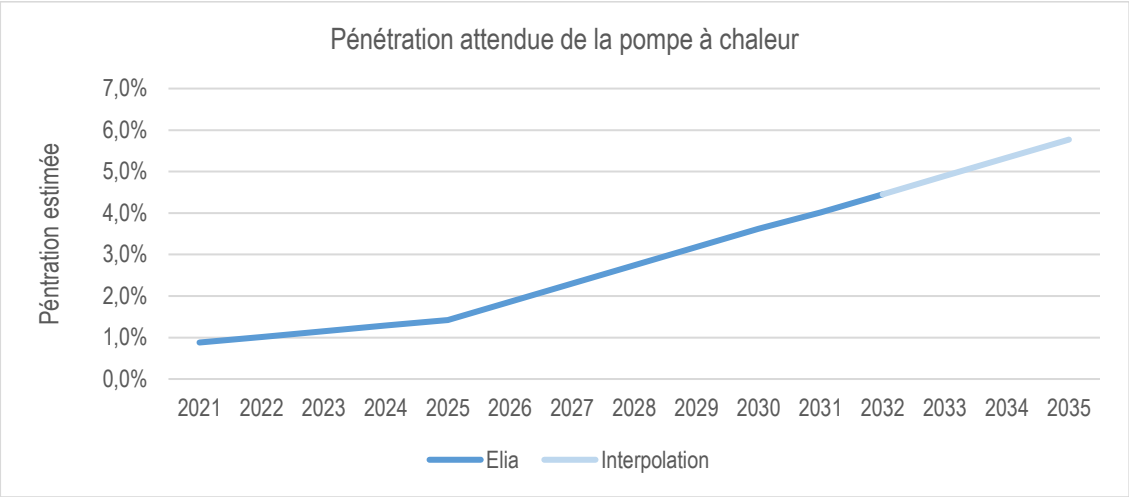


Figure 21 : Pénétration attendue de la pompe à chaleur (5)

Si plusieurs acteurs s'accordent encore ici pour dire que la pompe à chaleur constituera un potentiel de flexibilité, ce potentiel devrait être exploitable à un horizon temporel plus lointain que le véhicule électrique. En outre, elle peut facilement être couplée à des moyens de stockage d'eau chaude et donc fonctionner lors des pics de production renouvelable, pour ensuite utiliser la chaleur accumulée en journée en soirée ou le lendemain. Il est possible de ne perdre que 1 à 2°C en 24h au niveau du stockage, ce qui rend ce principe faisable.

Cependant, cela reste une technologie chère et complexe, bien plus qu'une chaudière. La partie entretien est également plus compliquée. Une certaine standardisation de la technologie devrait tout de même permettre une pénétration plus importante. Un autre désavantage de la PAC est son coût d'utilisation important. En effet, il y a un facteur avoisinant 4 entre le gaz et l'électricité. Du coup, une adoption massive des PAC n'ira qu'avec une réduction de ce facteur.

Notons également que le rendement des PACs utilisant l'air comme source froide décroit avec la diminution de la température extérieure. Or, l'utilisation augmente justement avec cette diminution. Les PACs utilisant l'eau ou le sol comme source froide peuvent conserver de bons rendements mais représentent un investissement encore plus conséquent, d'autant plus pour le bâti existant.

Dans ce contexte, la rénovation est indispensable, ainsi que l'utilisation de systèmes de chauffage à température faible (chauffage par le sol) et de refroidissement élevé (plafond rayonnant). Enfin, la mise en œuvre de réseau de partage (pour l'électricité c'est déjà le cas, mais pour la chaleur cela reste à réaliser) est une option à promouvoir. Cela permet de lisser la charge sur le réseau en privilégiant des profils de consommation variés.

En conclusion, la technologie permettant aux PACs d'être flexibles n'est pas encore réellement mature et risque de ne pas l'être d'ici 2030.

Outre les pompes à chaleur, certains acteurs voient du potentiel au niveau des boilers électriques et autres équipements électriques présents chez le particulier ou le professionnel.

4.1.3. Demand side response

La demand side response est donc la capacité d'une installation consommatrice d'électricité à ajuster sa consommation en fonction d'un signal. Comme précisé par ailleurs, on recense deux types de flexibilité de la demande : explicite et implicite. Les services de balancing présentés en section 2.4.3 sont de type explicite.

En outre, une charge flexible peut soit être complètement effacée, soit déplacée. La Figure 22 reprend ainsi l'évolution prévue par Elia concernant les capacités effaçables. Celles-ci sont en outre classifiées en fonction de leur durée maximale de disponibilité sur une journée. Une fraction des capacités représentées participe aux services de balancing.

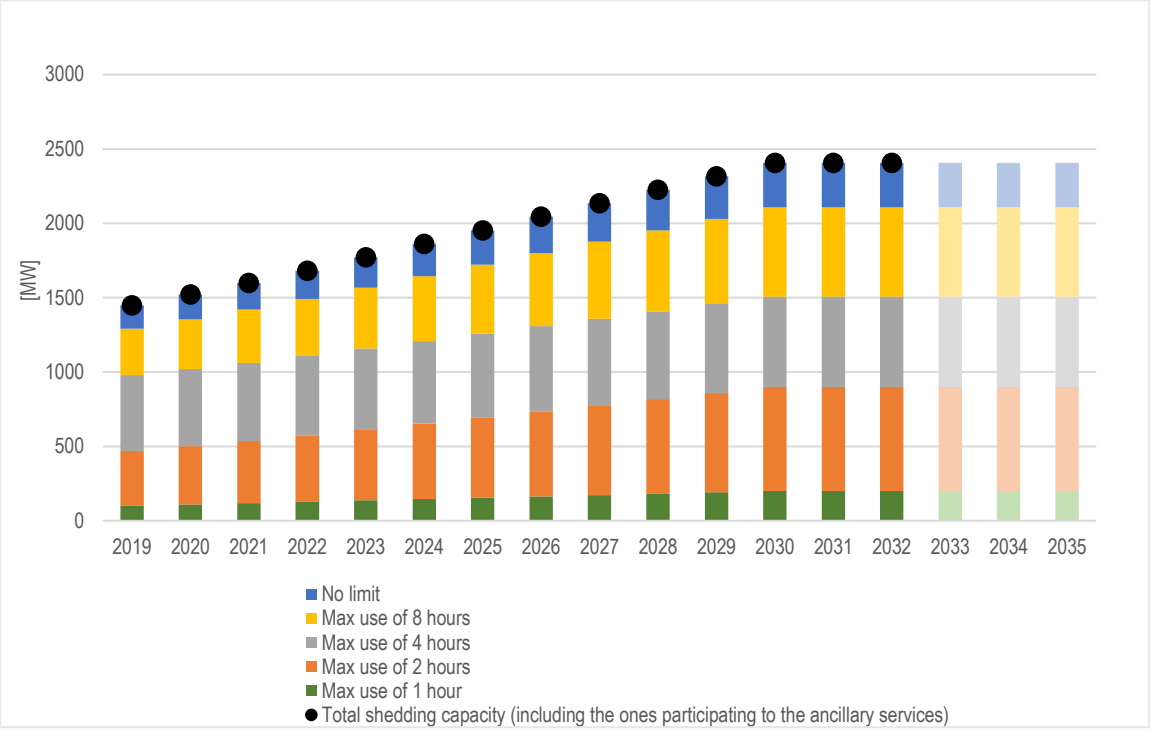


Figure 22: Demand shedding

On atteindrait donc les 2.407 MW de capacité effaçable en 2032. Notons cependant bien que ces 2.407 MW sont des capacités effaçables, et non pas « augmentables ». Il serait opportun de réaliser une analyse

similaire visant à évaluer la capacité qui pourrait être activée lors de pics de production renouvelable. Il est probable que les capacités globales soient nettement moindres. En effet, selon Cédric de Jonghe (Flexcity), les services visant à augmenter la consommation sont plus difficiles à réaliser.

Toujours selon Cédric de Jonghe, l'activation de flexibilité chez le client résidentiel est possible, mais requiert une certaine réplicabilité / standardisation des produits pour pouvoir réaliser des gains. En revanche, il prédit que le potentiel au niveau des PME demeurera quasi inexistant au vu des efforts importants nécessaires.

Outre les capacités effaçables, on retrouve l'énergie déplaçable sur une même journée. Par exemple, il peut s'agir de faire fonctionner un équipement hors de la période de pointe ou augmenter sa consommation lors des pics de production renouvelable.

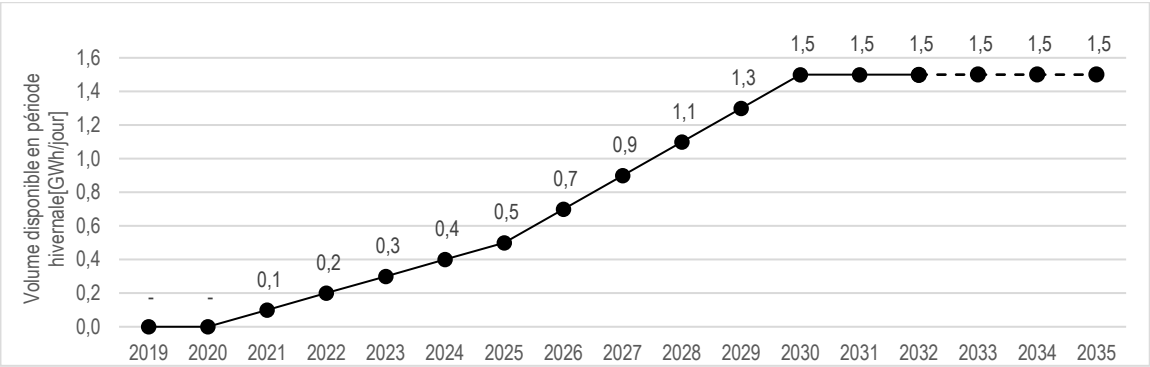


Figure 23: Demand shifting

1.500 MWh seraient ainsi déplaçables sur base journalière. Notons cependant qu'Elia a évalué cette énergie déplaçable en période hivernale, période pour laquelle la demande est plus importante par rapport au reste de l'année. Nous pouvons donc supposer qu'une partie de cette énergie déplaçable l'est également le reste de l'année, à l'exception de celle utilisée pour produire de la chaleur (hors ECS).

4.2. Stockage

Le stockage peut concerner celui d'électricité, mais également de chaleur ou de gaz. Nous nous concentrerons principalement sur le stockage d'électricité et effleurerons celui de chaleur.

4.2.1. Batteries stationnaires et utilisation du véhicule électrique en V2G

Au niveau du stockage batterie, on retrouve trois principales sources. Tout d'abord, on retrouve les batteries de véhicules électriques qui sont utilisées en V2G. Ensuite, il y a les capacités de stockage stationnaire de petite taille, typiquement installés derrière le compteur des clients pour absorber les excédents de production de leur installation photovoltaïque. Finalement, ce sont les grandes capacités de stockage qui sont reprises et considérées - suivant Elia - comme participant au marché de l'électricité, à l'inverse des batteries de petite capacité. La Figure 24 reprend ainsi la capacité de stockage totale installée en Belgique, tandis que la Figure 25 reprend les quantités d'électricité stockables grâce à ces capacités.

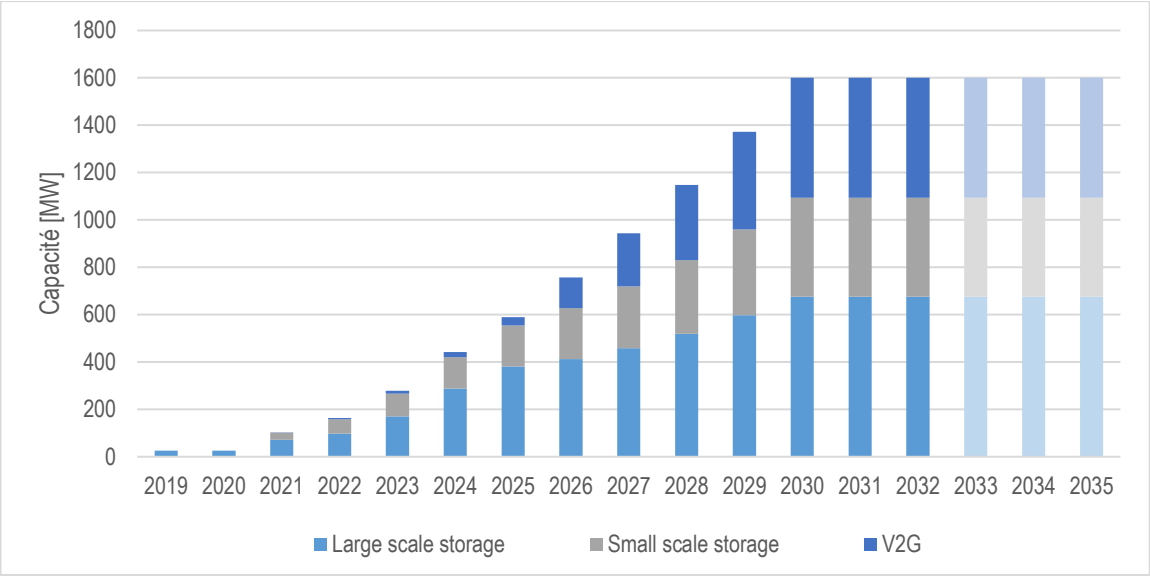


Figure 24:Evolution des capacités de stockage

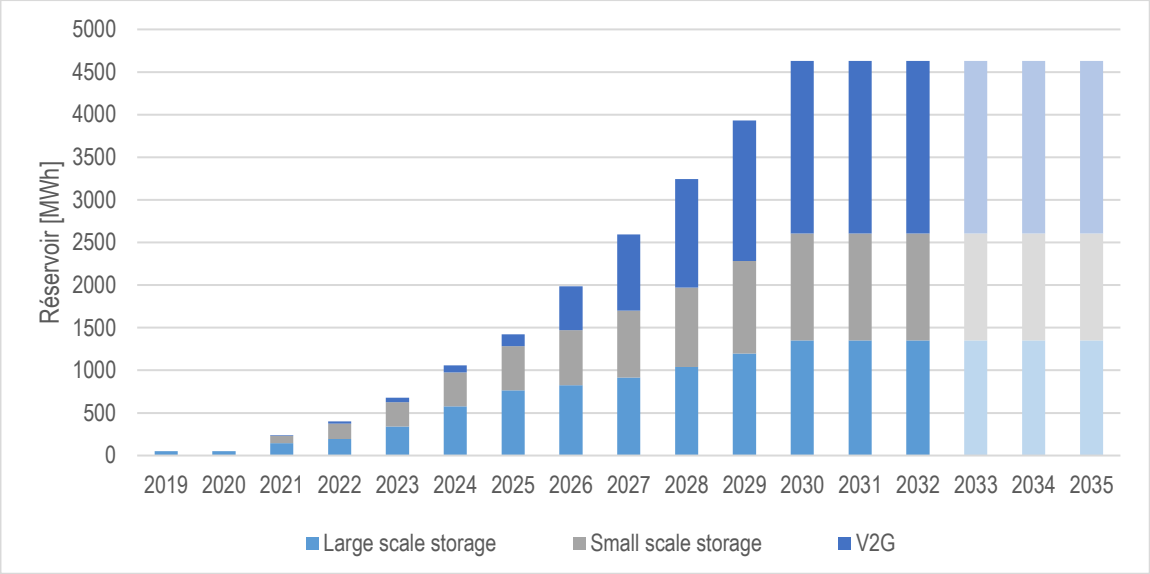


Figure 25: Evolution de la quantité d'électricité stockée

La durée moyenne de remplissage/vidage du dispositif de stockage est suivant Elia de :

- 1h pour les capacités de stockage de grande taille
- 3h pour les capacités de stockage de petite taille
- 4h pour le V2G, avec une puissance de raccordement de 7 kVA

L'efficacité d'un cycle est de 90% pour les batteries.

Une distinction est réalisée entre :

- « large scale storage » = « in the market »
- « small scale storage » = « behind the meter » = « out of the market »

Il n'y a donc pas de seuil fixé de capacité même si le « small scale storage » a selon Elia une fonction d'équilibrage / optimisation des flux d'énergie au niveau du compteur d'un client/ prosumer unique et est donc par essence de taille imitée.

Le « large scale storage » aura, toujours selon Elia, le même modèle économique que COO : cycle de charge-décharge en fonction de signaux économiques court terme émanant du marché.

Cette vision du marché d'Elia est réductrice car elle ne tient nullement compte des circonstances locales du réseau : une batterie « large scale » aurait par exemple un intérêt sociétal consistant à absorber les excédents de productions locales émanant de multiples sources, indépendamment des signaux-prix sur la zone de réglage. D'où l'intérêt des communautés d'énergie locales pour développer un tel modèle. Des compléments d'information seront apportés dans la suite de cette étude.

Ce qui précède nous conforte dans l'idée que les prévisions « large scale storage » d'Elia constituent une fourchette (très) basse, pourvu qu'un modèle économique favorable en faveur du stockage local des excédents de production renouvelable variable puisse émerger.

La vision d'Elia quant à l'utilisation du « large scale storage » entraîne des cycles plus courts de charge-décharge (2h). Mais ces capacités de stockage pourraient très bien être utilisées à d'autres fins comme la prise en charge des excédents locaux de productions, avec un intérêt pour des cycles de 4 à 6h.

Plusieurs acteurs ont mis en évidence l'intérêt croissant pour le stockage stationnaire (au travers d'une approche holistique). Ils ont également pointé le fait que les décisions politiques récentes en Flandre relatives au PV incitent à l'autoconsommation et poussent dès lors le prosommateur à se tourner vers des investissements dans le stockage. Ainsi, de plus en plus d'installateurs se lancent sur ce créneau avec des services intégrant le profil de consommation du client.

Un autre segment de marché a également commencé à se développer : celui de la batterie de seconde main. Le principe est de récupérer les batteries de véhicules électriques qui ne peuvent pas être remanufacturées pour une seconde utilisation dans ces véhicules, de les réparer et de les recertifier comme batteries stationnaires. C'est notamment le business model adopté par Watt4Ever en Belgique. Cette entreprise ambitionne d'installer 25 MWh de batteries reconditionnées à l'horizon 2025.

Sur base de l'entretien réalisé avec Catherine Lenaerts, CEO de Watt4Ever, une notion complémentaire a été ajoutée pour qualifier une batterie. Il s'agit de la profondeur de décharge, qui correspond au pourcentage de la capacité qui ne devrait pas être utilisé afin de ralentir le vieillissement de la batterie. Cette profondeur de décharge est évaluée à 10-20%, ce qui signifie qu'une batterie ne devrait pas être déchargée en-deçà de 5-10% et rechargée à maximum 90-95% de sa capacité totale. Si l'on applique cet indicateur aux volumes présentés par Elia, la capacité en « small scale storage » descendrait à 1.000 MWh dans le pire des cas en 2032 et la capacité en « large scale storage » à 1.080 MWh.

La capacité d'une batterie tend en outre à diminuer d'année en année. Watt4Ever a estimé cette perte de capacité selon les produits qu'ils proposent. La Figure 26 illustre ainsi cette perte de capacité en fonction des années écoulées et de la profondeur de charge à l'utilisation pour les modules BESS.

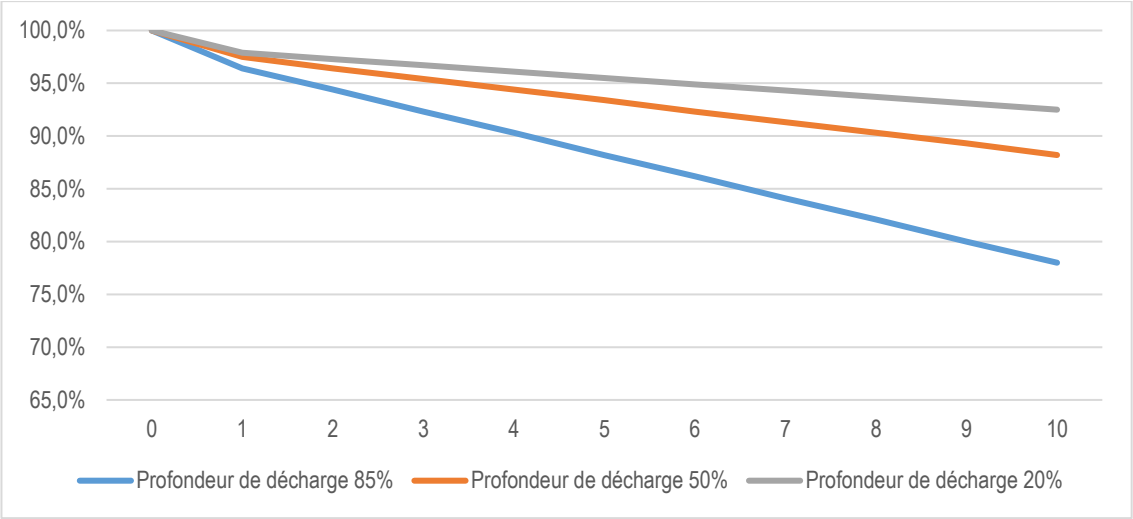


Figure 26: Capacité résiduelle après x années (avec 1 cycle/jour)

Cette perte de capacité doit donc également être prise en compte lors de l'évaluation de la capacité de batteries disponibles. Considérant une profondeur de décharge de 85%, la capacité disponible descendrait à 2344 MWh en 2030 pour l'ensemble des batteries stationnaires si l'on émet l'hypothèse que leur vieillissement correspond à celui estimé par Watt4Ever. Ainsi, la Figure 27 illustre l'évolution de la capacité disponible, en considérant une profondeur de recharge de 85% et un vieillissement tel que repris en Figure 26.

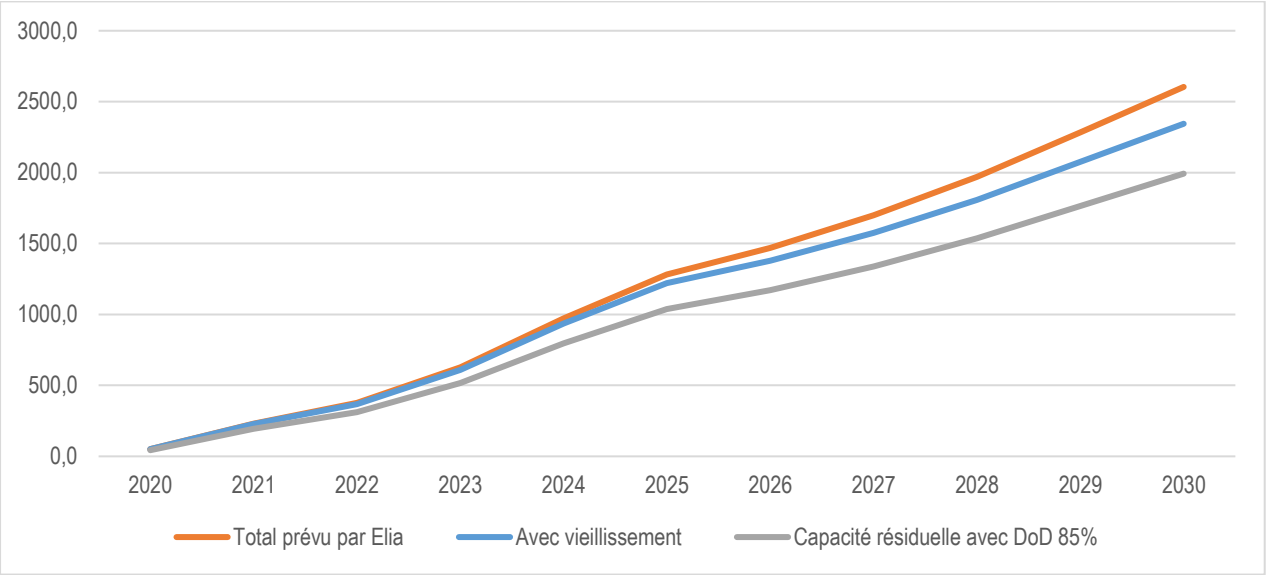


Figure 27: Capacité réellement disponible [MWh]

4.2.2. Pompage-turbinage

La capacité de pompage turbinage belge considérée par Elia est de 1224 MW et n'est pas étendue à l'horizon 2032. Cela représente un volume de stockage de 5.300 MWh disponibles pour le redispatch. 500 MWh supplémentaires sont considérés comme participant aux services auxiliaires proposés par Elia. Cette capacité correspond à une capacité inchangée par rapport à la situation actuelle.

Un projet d'extension est cependant sur la table, qui pourrait être concrétisé à l'horizon 2024 et qui permettrait d'ajouter 450 MWh de réservoir, assortis de 79 MW supplémentaires de capacité (20).

Un projet visant à construire un troisième bassin à Coo avait également été proposé mais semble avoir été abandonné.

4.2.3. Moyens de stockage émergents

Les moyens de stockage présentés ne sont pas encore matures et sortent donc du potentiel de flexibilité à l'horizon 2030-2035. Cependant, ils ont été cités lors des entretiens comme étant des solutions potentielles sur le long terme. Deux principes ont ainsi été discutés : le stockage d'électricité via production d'hydrogène et le stockage de chaleur inter saisonnier.

4.2.3.1. Hydrogène

Le stockage d'électricité via hydrogène vert (ou power-to-gas) vise donc à transformer les excédents de production renouvelable en hydrogène, qui peut lui-même soit être utilisé en tant que tel, soit retransformé en électricité.

La plupart des acteurs rencontrés s'accorde pour dire que l'hydrogène vert deviendra une nouvelle source énergétique, mais à plus long terme. En effet, les niveaux de prix actuels ne permettent pas encore une rentabilité suffisante. L'utilisation de l'hydrogène en revanche fait encore débat. Certains n'en voient l'utilité qu'au niveau industriel, sans retransformation en électricité, tandis que d'autres y voient un moyen de stockage de l'électricité envisageable. Les pertes en transformation sont alors assez conséquentes (de l'ordre de 30 à 40% sur un cycle). L'hydrogène serait également utilisable pour la mobilité et le chauffage, ce qui permettrait de limiter les pertes. Au niveau du transport, beaucoup envisagent toutefois l'hydrogène plutôt pour le fret (transport lourd) et moins pour la mobilité individuelle.

Au niveau régulatoire, il n'y a pas de cadre relatif à l'hydrogène, ce qui freine son développement. Il n'y a en outre pas (encore) de subsides pour cette filière.

Si l'hydrogène ne peut être produit sur le sol belge, il sera importé depuis les pays où sa production est bon marché. Il existe en effet déjà des endroits où il est possible de produire à bas coût. Dès lors, on risque de d'abord importer de l'hydrogène vert par bateaux avant même de construire des lignes de transport.

Selon certains acteurs interrogés, pour remplacer l'hydrogène gris, il faut pouvoir produire de l'hydrogène vert pour 1ct/kWh. PwC a récemment publié une carte évaluant le coût de l'hydrogène vert à l'horizon 2050. En 2030, ce coût serait compris entre 2,5 et 2,75€/kg en Belgique. Cela correspondrait à un coût de 7,5 à 8,26ct/kWh en considérant le pouvoir calorifique inférieur de l'hydrogène (33,3 kWh/kg).

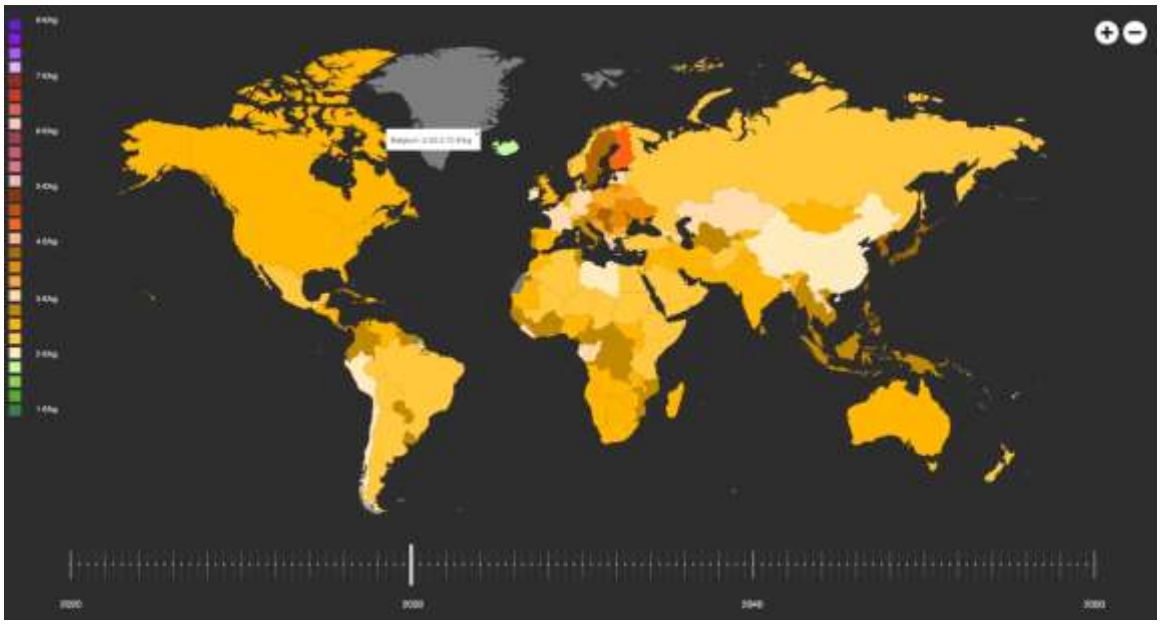


Figure 28: Coût de l'hydrogène vert à l'horizon 2030 (21)

Outre son coût de production important, l'hydrogène est complexe à stocker de par sa densité faible. Il est également facilement inflammable et explosif. Le réseau de gaz actuel pourrait accueillir un certain pourcentage d'hydrogène, mais au-delà d'un certain seuil, les installations raccordées ne seront plus adaptées au regard de la sécurité d'exploitation.

4.2.3.2. Stockage de chaleur inter saisonnier

Certains intervenants ont identifié le stockage inter saisonnier comme étant un moyen à creuser pour répondre aux besoins de chaleur en période hivernale. Plusieurs solutions seraient ainsi envisageables.

On peut par exemple utiliser les surplus de production électrique pour alimenter des pompes à chaleur chauffant elles-mêmes un volume important d'eau, qui est utilisé alors soit directement, soit réutilisé comme source froide en période hivernale. De telles solutions permettent d'obtenir des COP particulièrement importants.

Le stockage inter saisonnier est également envisageable avec des technologies de production de chaleur renouvelable telles que le solaire thermique.

Une autre solution se situe au niveau de la géothermie minière où le réservoir géothermique minier a alors pour vocation de servir de volume de stockage inter saisonnier. Un exemple d'application concrète est le projet de géothermie minière mis en place à Heerlen qui a permis de mettre en place un réseau de chaleur de 5ème génération connecté à un puit minier. Ce réseau utilise l'eau présente dans d'anciennes mines de charbon inondées, maintenue à une température constante par le gradient géothermique, comme source de chaleur et de froid pour alimenter un réseau de chaleur. Une des plus grandes valeurs ajoutées de ce réseau de chaleur est qu'il permet non seulement un échange de calories entre les bâtiments raccordés au réseau (réseau 5e génération), mais également une possibilité de stockage inter-saisonnier de cette chaleur excédentaire à long terme.

Voici d'autres exemples :

- Drake Landing Solar Community (stockage géothermique couple à du solaire thermique) (22)

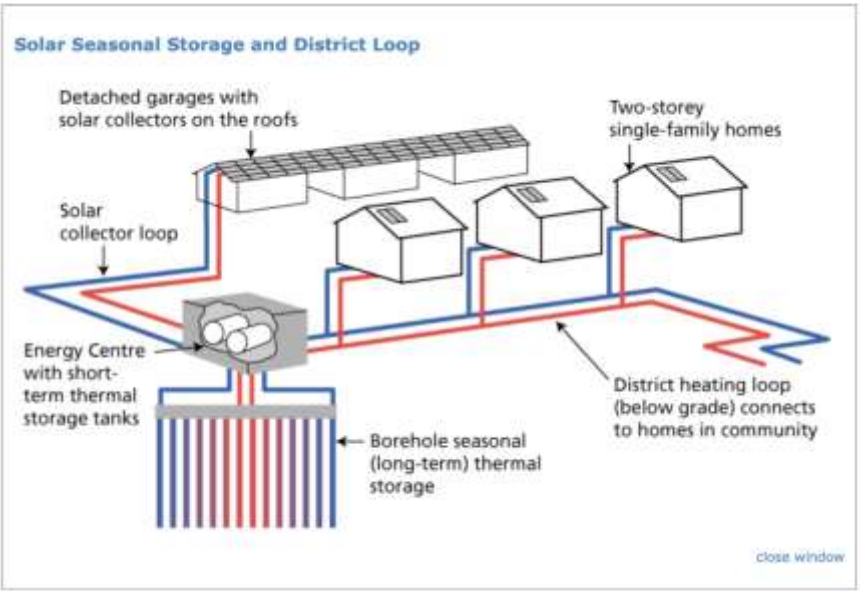


Figure 29: Schéma de principe du projet

- Projet BNP Paribas Fortis à Bruxelles (stockage 12000m³ couplé à 4 PAC eau/eau) (23)
- […]

Le principal problème de tels projets est la rentabilité. Il convient néanmoins d'indiquer à titre d'exemple qu'un appel à projets a été lancé par le Gouvernement wallon avec un budget de 7,5 millions d'euros dans le cadre du plan de relance visant à promouvoir en Wallonie la filière de la géothermie de surface et minière et d'accompagner le développement de nouvelles technologies.[4]

4.3. Flexibilité de la production

On peut distinguer la flexibilité des moyens de production pilotables, des moyens de production renouvelable variable qui ne sont pas pilotables par définition.

4.3.1. Production pilotable

Les centrales au gaz sont des moyens de production relativement pilotables, à l'inverse des renouvelables variables et du nucléaire, utilisé à l'heure actuelle en baseload. La flexibilité de ces centrales peut être synthétisée au travers de deux paramètres principaux :

- Le taux de charge minimal
- Le ramp up

[4] Pour plus d'informations : [Plan de relance] Lancement d'un appel à projets "Géothermie" (wallonie.be)

Le Tableau 11 reprend ainsi ces paramètres pour les centrales au gaz de type CCGT et OCGT, en fonction de leur ancienneté.

	Taux de charge minimal [% Pmax]	Ramp up rate [% Pmax/min]
CCGT (à venir)	30%	11%
CCGT (après 2000)	40%	6%
CCGT (avant 2000)	45%	3%
OCGT (nouvelles)	20%	15%
OCGT (anciennes)	30%	12%

Tableau 11: Taux de charge minimal et ramp rate des centrales au gaz (5)

Dès lors, ces centrales pourront adapter leur production plus ou moins rapidement en fonction des conditions impactantes pour le renouvelable variable. L'objectif est en outre de maintenir un rendement satisfaisant malgré un régime de production plus faible.

Les cogénérations sont également des moyens de production potentiellement flexibles en période hivernale.

4.3.2. Production renouvelable non pilotable

A l'inverse des centrales au gaz, les moyens de production renouvelable envisageables sur le sol belge ne sont, hormis les unités biomasse et biogaz, pas pilotables, de par la variabilité de la source d'énergie primaire qu'ils exploitent. Leur flexibilité n'est donc disponible qu'en fonctionnement et est relativement binaire à l'heure actuelle. En effet, on parlera rapidement de bridage puisqu'il n'y a pas de rémunération prévue pour un tel service pour les unités B.T. et une rémunération à la marge (conditions G-Flex, incitants balancing) pour les unités M.T.

Pour l'éolien, on retrouve donc des raccordements flexibles pour lesquels le gestionnaire de réseau est habilité à limiter la production en fonction de l'état du réseau. De plus, lors des chutes de prix de gros spots dans les valeurs négatives, les éoliennes offshore sont incitées à réduire leur production, sous peine de non perception de leurs subsides. Des solutions permettant de brider le renouvelable tout en maintenant sa rentabilité ont été imaginées. Par exemple, en Irlande, l'éolien peut bénéficier d'un contrat flexible où sa production peut être réduite de 10% contre rémunération. Aussi, aux Pays-Bas, le gestionnaire de réseau TenneT contracte de la flexibilité pour réduire les problèmes de congestion sur l'interconnecteur NorNed, principalement avec des moyens de production renouvelable.

Il en va de même pour le photovoltaïque qui subit un bridage lorsque les réseaux sont contraints de manière trop importante. On retrouve également le « bridage automatique » induit lorsque le réseau local est de type long (voir section 3.4).

Or, afin de maintenir un business case rentable (que ce soit pour le PV ou l'éolien), le bridage doit être limité au maximum et ne peut dépasser, selon la plupart des interviewés, 10% de ses heures de fonctionnement annuelles en absence de compensation.

Le concept de flexibilité gratuite est considéré comme inéquitable par plusieurs interviewés. Notre point de vue est plus nuancé car le gestionnaire du réseau ne peut pas à la fois compenser tous les prosumers à la hauteur du préjudice financier subi et être dans l'impossibilité de développer le stockage qui permettrait de

limiter le bridage. Le vrai problème est que le cadre actuel, notamment la structure du *grid fee*, n'encourage aucunement le stockage collectif.

4.3.3. Virtual Power Plants (VPP)

Une Virtual Power Plant (VPP) est une agrégation de capacités de production ou de gestion de la demande réalisée de manière virtuelle. Une VPP avec capacité ferme se définit par sa capacité à fournir de la capacité dispatchable à un moment donné. Ainsi, si on s'engage à pouvoir fournir 100MW avec cette VPP, alors ces 100 MW doivent pouvoir être fournis à tout moment. Une VPP peut également adapter sa capacité en fonction du moment de la journée et ainsi prévoir dans son fonctionnement des capacités disponibles par tranche horaire.

Selon certains acteurs, les VPP renouvelables doivent être sorties du marché via des appels d'offre. A partir du moment où l'on crée de l'incertitude sur le marché, il faut impérativement qu'on en sorte d'une manière ou d'une autre, que ça soit au travers des tarifs d'achats de l'électricité intelligents ou via des appels d'offres pour du renouvelable. Ainsi, la partie rémunération d'énergie serait sortie du marché au vu de l'incertitude sur les prix, et il serait envisageable de prévoir cela sur une période de 20 ans. Cela permettrait ainsi d'avoir de la puissance ferme (combinaison de production renouvelable avec des moyens de stockage) à certains moments et de donner une réelle chance aux renouvelables et au stockage de s'imposer.

4.4. Communautés d'énergie

Les communautés d'énergie ont été pointées par de nombreux acteurs comme étant un modèle d'organisation pertinent permettant de faciliter l'intégration du renouvelable, mais également des technologies flexibles. Le cadre régulatoire jouera à ce niveau un rôle important.

Cependant, il s'agit de modèles complexes, tant du point de vue des membres que de la gestion de l'accès au réseau "local".

Se pose également la question du compteur intelligent, indispensable à la mise en œuvre d'une communauté d'énergie. Or nous observons encore aujourd'hui des positionnements prudents voire frileux sur ce déploiement du compteur intelligent dans le chef de certains politiques, tant en Wallonie qu'à Bruxelles.

L'intérêt pour le réseau des communautés d'énergie est de favoriser les flux locaux d'énergie au sein de la communauté et limiter ainsi les échanges avec l'extérieur. Toutefois, un projet comme e-cloud n'a pas réussi jusqu'ici à démontrer un gain appréciable pour le réseau. Cela ne signifie pas que les communautés n'ont pas d'intérêt sociétal (le réseau n'étant qu'un maillon de la chaîne), certainement dans la logique de flexibilité gratuite abordée en 4.3.2. En effet, vu du gestionnaire de réseau de distribution, si la production renouvelable peut être bridée sans compensation, il n'y a pas d'intérêt économique pour lui à encourager la consommation locale synchrone de l'énergie produite. .Or, la transition énergétique nous commande d'aller dans cette direction.

4.5. Synthèse

A court terme, c'est donc principalement le véhicule électrique qui constituera un gros changement de paradigme et permettra à la flexibilité de s'inviter chez le consommateur. A plus moyen terme, l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments devrait permettre une intégration de la pompe à chaleur en complément ou remplacement des moyens de production de chaleur plus classiques. Leur utilisation de manière déphasée avec les besoins devrait ainsi permettre de dégager un potentiel de flexibilité.

A moyen terme, c'est la mise en place de solutions permettant de flexibiliser la demande sur la basse tension qui a été identifiée.

Il est à noter que toutes ces sources de flexibilité n'ont qu'une portée limitée dans le temps. Elles se prêtent bien à un équilibrage des flux journaliers ou intra-journaliers, mais pas à la résolution de déséquilibres plus longs ou structurels.

Les communautés d'énergie ont été pointées comme un vecteur facilitateur de développement de bon nombre de technologies de production et de consommation flexible. Leur implémentation doit cependant être attentivement étudiée pour permettre l'inclusion du consommateur final.

Sur le long terme, la production d'hydrogène vert devrait se développer, mais il est encore trop tôt pour formuler des hypothèses permettant de dégager des trajectoires fiables.

Des solutions de stockage saisonnier sont émergentes mais buttent encore sur un problème de rentabilité selon plusieurs interviewés

	Capacité [MW]		**Energie disponible totale [MWh]**		**Capacité supplémentaire disponible (par rapport à 2020)**	**Energie supplémentaire disponible (par rapport à 2020)**
	2025	**2030-2035**	**2025**	**2030-2035**		
Demand shedding (flexibilité up)	1.953	2.407		/	886	/
Demand shifting (hiver)	/	/	0,5	1.500	/	1.500
PSP	1.224	1.224	5.300	5.300	0	0
Large scale storage ***Considérant le vieillissement et la profondeur de décharge***	382 /	676 /	764 619	1.351 *1.028*	651 /	1.300 /
Small scale storage ***Considérant le vieillissement et la profondeur de décharge***	173 /	418 /	518 418	1253 *965*	418 /	1253 /
V2G	35	507	140	2.027	507	2027
Total (MAX) **Total (MIN)**	**3.767**	**5.232**	**6.722** **6.478**	**11.431** ***10.820***	**2.462**	**6.080**

Tableau 12: Récapitulatif des potentiels de flexibilité prévus à l'horizon 2030-2035

Les figures ci-après reprennent ainsi l'évolution de la capacité et de l'énergie disponible à l'horizon 2035.

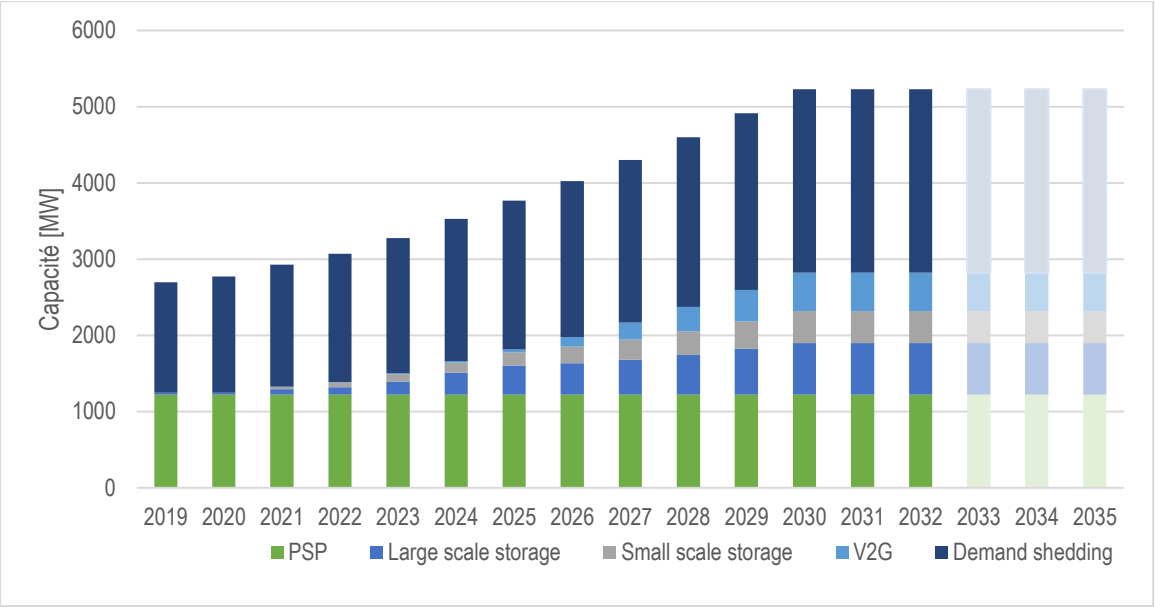


Figure 30: Evolution de la capacité flexible totale à l'horizon 2035

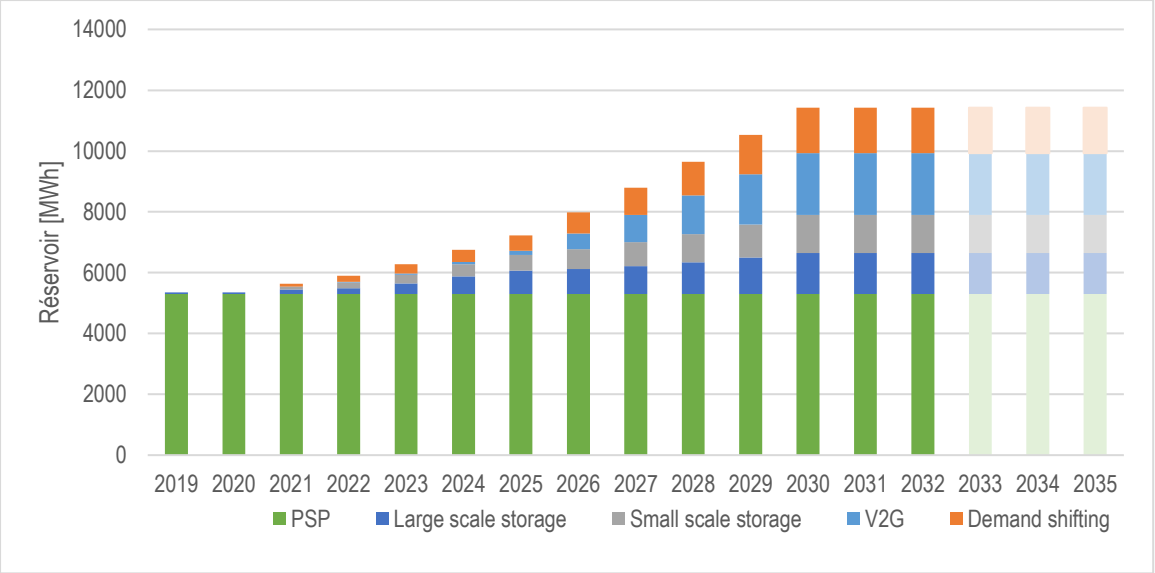


Figure 31: Evolution de l'énergie flexible disponible à l'horizon 2035

4.6. Projections de production à l'horizon 2032

Nous avons présenté en section 3.2 la répartition des productions éoliennes et photovoltaïques pour l'année 2020, et mis en évidence une corrélation négative entre celles-ci. Intéressons-nous à présent aux profils de production prévisionnels à l'horizon 2032.

Les hypothèses suivantes sont formulées pour ce faire :

- Capacité PV 2032 : 12.200 MW
- Capacité éolienne onshore : 5.361 MW
- Capacité éolienne offshore : 4.400 MW
- Les capacités renouvelables ne sont pas davantage bridées qu'aujourd'hui
- Consommation évaluée sur base des profils de consommation de 2020 ou 2021 majorés de 5% en été et 12% en hiver afin de tenir compte de l'augmentation de la demande à l'horizon 2032, essentiellement liée à l'électrification du transport et du chauffage.
- Capacité de stockage au niveau de la centrale de Coo de 5,3 GWh, avec extension de 0,45 GWh
- Stockage et flexibilité divers de 5,5 GWh

4.6.1. Projections basées sur la réalité des productions d'avril 2020 et des consommations d'avril 2021

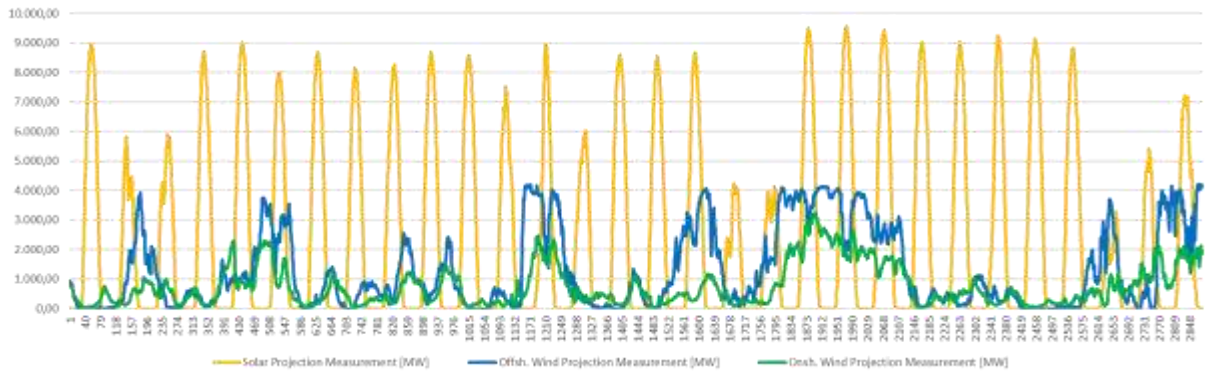


Figure 32: Projections 2032 sur base production avril 2020 extrapolée [en MW]

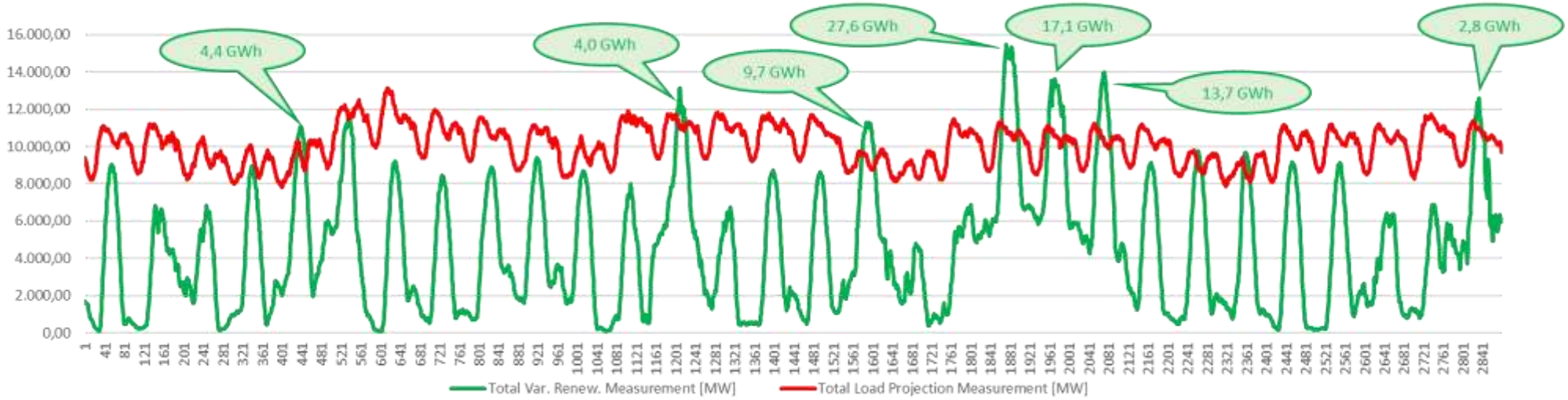


Figure 33: Projections 2032 sur base production avril 2020 extrapolée [en MW]

Les volumes de production excédentaires sont ainsi à comparer à l'énergie flexible identifiée de 11,25 GWh. **Trois** journées sont ainsi critiques puisque la production journalière ne peut pas être contrebalancée par de la flexibilité.

4.6.2. Projections basées sur la réalité des productions de mai 2020 et des consommations de mai 2021

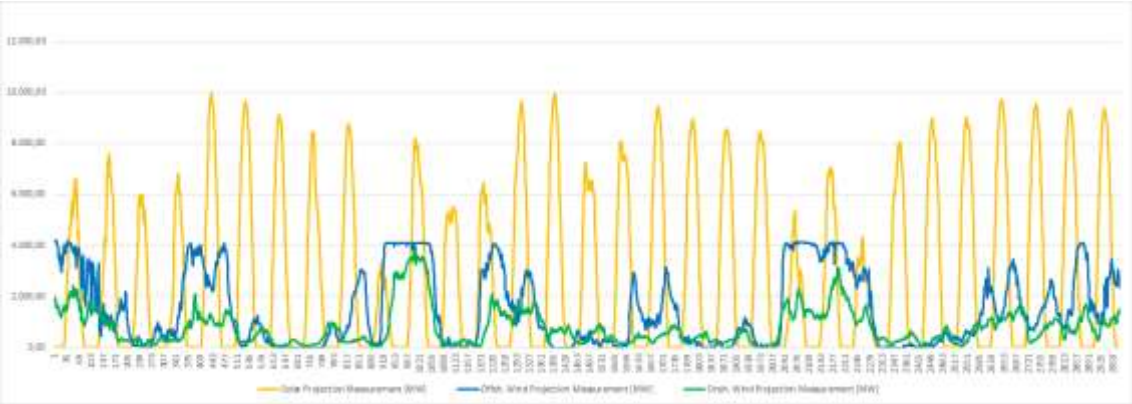


Figure 34: Projections 2032 sur base production mai 2020 extrapolée [en MW]

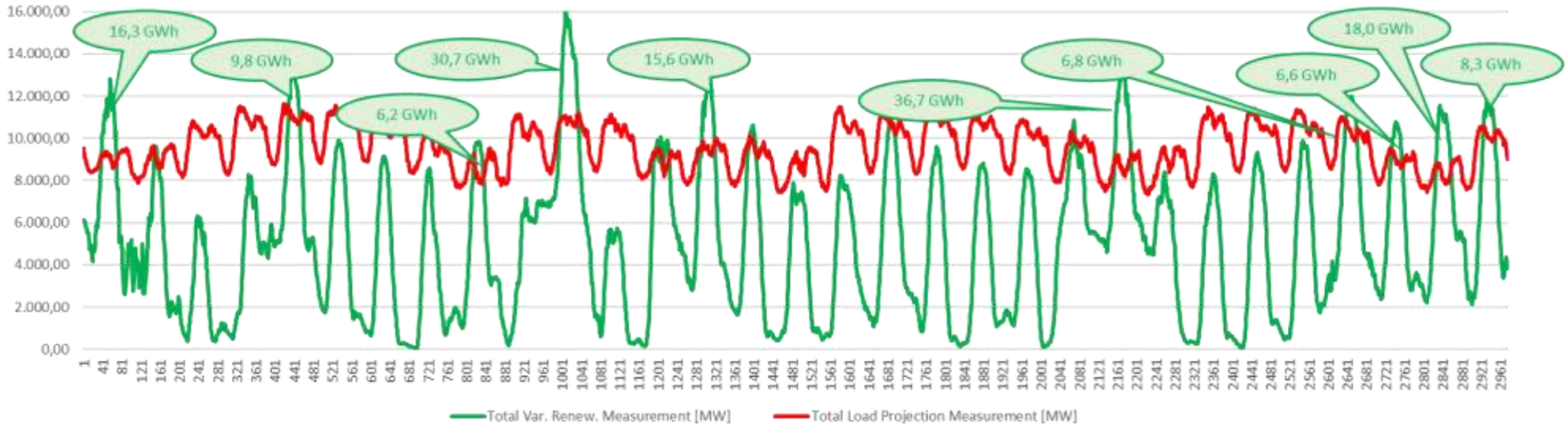


Figure 35: Projections 2032 sur base production mai 2020 extrapolée [en MW]

Les volumes de production excédentaires sont ainsi à comparer à l'énergie flexible identifiée de 11,25 GWh. **Cinq** journées sont ainsi critiques puisque la production journalière ne peut pas être contrebalancée par de la flexibilité.

4.6.3. Projections basées sur la réalité des productions et des consommations de février 2020

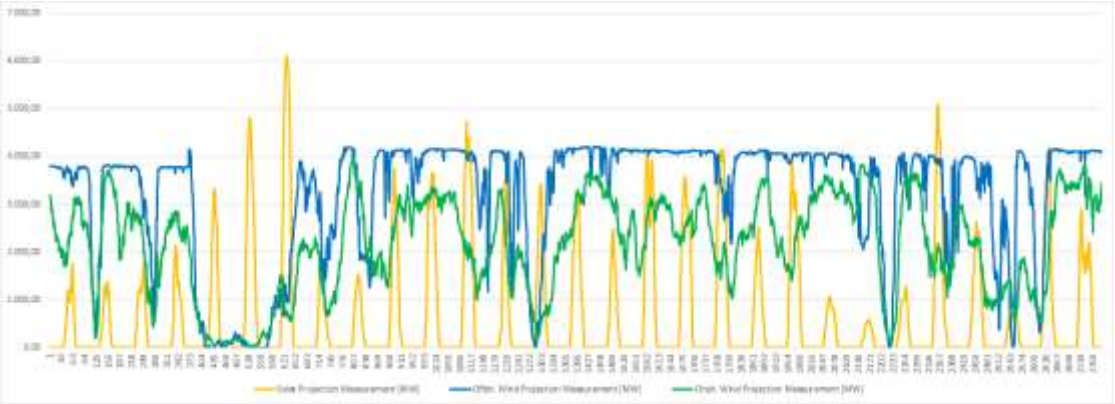


Figure 36: Projections 2032 sur base production février 2020 extrapolée [en MW]

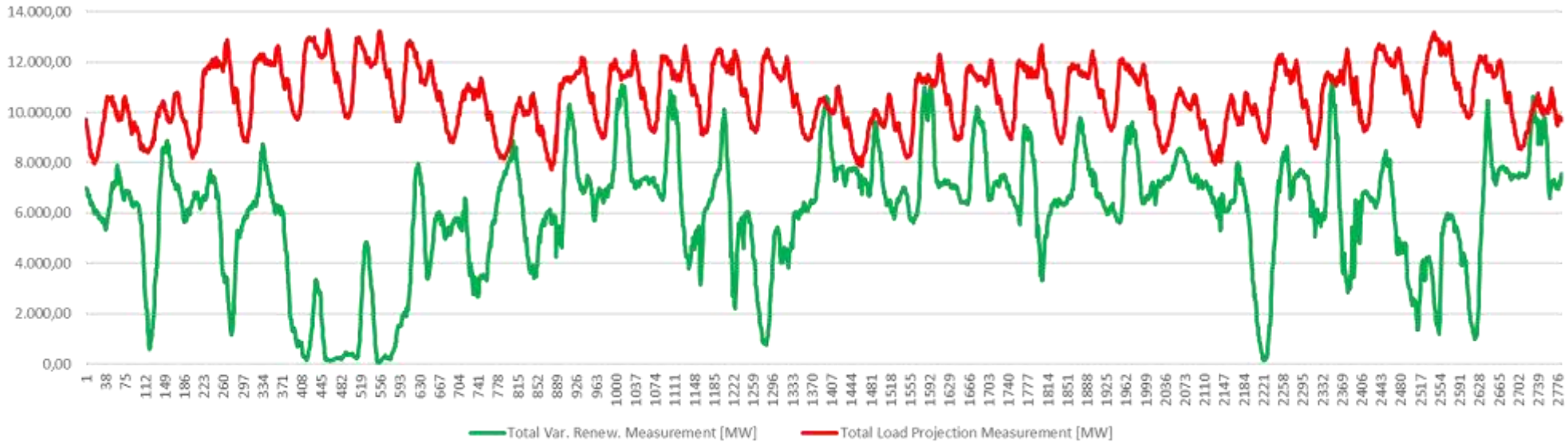


Figure 37: Projections 2032 sur base production février 2020 extrapolée [en MW]

Il n'y a pas de surproduction observée par rapport aux besoins. Cependant, plusieurs journées voient l'équilibre presque atteint voire très légèrement dépassé.

4.6.4. Constats relatifs au niveau d'ambition 2032

Les constats formulés sur la base des figures Figure 32 à Figure 37 concernent uniquement l'équilibre offre-demande à l'échelle de la zone de réglage. Nous observons à ce sujet :

- Les périodes hivernales quel que soit le régime de vents ainsi que les périodes estivales avec grand soleil et vent faible ne génèreront en principe (quasi) pas de problèmes d'excédents de production au global.
- Les périodes ensoleillées entre avril et septembre avec vent modéré à fort provoqueront des excédents de production au global, essentiellement dans la tranche 10-17h, qui ne pourront pas être absorbés par les capacités de stockage ou de shift prévues dans le scénario d'Elia à ce même horizon (plafonnées à environ 10GWh par jour):
    - Il faudra soit prévoir encore des capacités de stockage additionnelles à grande échelle…
    - … soit accepter de brider les capacités durant ces périodes d'excédents.

Pour ce deuxième scénario, nous devons donc invalider l'hypothèse qui avait été formulée « les unités de productions renouvelables ne sont pas davantage bridées qu'aujourd'hui ». Il y a donc dégradation du business model du renouvelable.

Nous ne pouvons pas anticiper les régimes météorologiques à l'horizon 2032, mais sur la base de l'année 2020 (particulièrement ensoleillée il est vrai), nous avons observé à la Figure 12 de la section 3.2. que des situations avec à la fois pas mal de soleil et pas mal de vent étaient observées de l'ordre de 50 jours par an (13,9%*365jours).

Si l'ampleur nécessaire du bridage reste limitée (<< 10% de la production annuelle), nous pouvons toutefois affirmer que nous approchons des limites d'intégration du système. Notamment, les scénarios plus ambitieux évoqués par Elia (15,3 GW photovoltaïque, 6,6 GW éolien onshore et 6 GW off-shore) satureront structurellement le système électrique en l'absence de croissance drastique du volume de flexibilité par rapport aux 10GWh quotidiens pronostiqués par Elia à l'horizon considéré.

Il est important de préciser à ce stade que l'observation de l'équilibre production-consommation à l'échelle de la zone réglage ne constitue qu'une vue très simplifiée de la réalité des contraintes générées par le renouvelable variable sur le système électrique.

Deux réalités additionnelles doivent certainement être prises en compte.

La première aura un effet défavorable. Il s'agit en effet des contraintes de capacités des réseaux, tant de transport que de distribution. En effet, notre hypothèse simplificatrice initiale revient à considérer que tous les flux de production trouvent toujours preneur "tant qu'il y a consommation au même moment quelque part sur la zone de réglage". En d'autres termes, elle revient à considérer tous les réseaux de transport et de distribution comme des plaques de cuivre. Or, la réalité est toute autre, ce qui contribuera encore à dégrader la capacité d'intégration du renouvelable variable au niveau ambitionné.

La seconde aura un effet favorable. Il s'agit des capacités d'interconnexion permettant le cas échéant d'exporter les excédents ponctuels de productions renouvelables variables.

Ces deux réalités seront détaillées dans les paragraphes suivants.

4.6.4.1. Dégradation de l'intégration du renouvelable à cause de la capacité limitée des réseaux

Concrètement, savoir dans quelle mesure la capacité limitée des réseaux dégradera l'intégration du renouvelable variable est complexe. L'analyse quantitative nécessite de connaître avec plus ou moins de précision les éléments suivants:

- La dispersion géographique des installations de production (futures) versus des points (futurs) de consommation
  - Il est toujours préférable de rapprocher la production de la consommation (circuits courts, réduction des pertes)…
  - … sachant que les centres urbains denses ne se prêtent que relativement peu au développement du renouvelable.
- La situation existante des réseaux
  - Réserve moyenne de capacité, longueur moyenne des câbles / lignes pour chaque niveau de tension,…
  - Niveau d'adaptabilité: proportion des réseaux à même d'organiser dynamiquement le réglage de tension
- La capacité à investir soit dans le renforcement des réseaux, soit dans la flexibilité et le stockage
  - Se pose alors la question du prix que l'on est prêts à payer
    - Sachant que « flexibilité et stockage (F&S) » sont dans une large mesure sociétalement préférables au renforcement des réseaux ;
    - Mais que le business model économique de F&S peine à se concrétiser dans le cadre actuel ;
    - Sachant l'effet NIMBY, même si l'infrastructure souterraine coûte beaucoup plus cher ;
    - Et sachant que nos décideurs répètent à l'envi que tout cela ne va rien coûter / ne peut rien coûter.
- L'évolution de la tarification « gridfee » (voir plus loin, dans les recommandations).

4.6.4.2. Résolution des problèmes futurs grâce aux interconnexions et au couplage des marchés

La question est de savoir dans quelle proportion les problèmes futurs sur la zone de réglage belge pourront être résolus par les capacités d'interconnexion et le couplage des marchés. Il s'agit à nouveau d'un sujet complexe à aborder.

Il est évident que les capacités d'interconnexion sont et seront bénéfiques, mais il est tout aussi évident que tous les problèmes ne seront pas résolus, certainement pas les problèmes induits par l'hétérogénéité géographique et qui vont générer des congestions locales. Un axe d'analyse « vue hélicoptère » consiste à tenir compte des capacités renouvelables variables actuelles et ambitionnées à l'horizon 2030 par nos voisins, telles que présentées en section 2.3.6 :

Mix	2020 (MW)				2030 (MW)		
	PV	On shore	Off shore	Capac. Tot.	PV	On shore	Off shore
Belgique	4.788	2.416	2.254	24.638	11.000	4.900	4.000
Pays-Bas	10.213	4.100	2.500	41.895	25.000	7.800	11.257
Allemagne	53.781	54.437	7.747	218.600	91.300	81.501	20.757
France	11.724	17.380	0	125.290	38.100	35.020	5.500
Royaume-Uni	13.563	14.282	10.383	102.070	17.123	17.504	25.126

Tableau 13: Capacités renouvelables actuelles et futures de la zone considérée (1) (8) (5)

Soit, en pourcentage de la capacité totale et comme coefficients multiplicateurs 2030/2020 :

Mix	2020 (ratio de capacité)			coeff. Multiplic. 2030/2020		
	PV	On shore	Off shore	PV	On shore	Off shore
Belgique	19,43%	9,81%	9,15%	2,297	2,028	1,775
Pays-Bas	24,38%	9,79%	5,97%	2,448	1,902	4,503
Allemagne	24,60%	24,90%	3,54%	1,698	1,497	2,679
France	9,36%	13,87%	0,00%	3,250	2,015	n.a.
Royaume-Uni	13,29%	13,99%	10,17%	1,262	1,226	2,420

Tableau 14: Ratios de capacité 2020 (par rapport à la capacité totale) et coefficients multiplicateurs pour 2030

Nous constations dans cette même section que c'est principalement avec la Grande-Bretagne qu'il existait une complémentarité de mix. Or, il s'agit du seul pays voisin avec lequel il n'y a pas encore de couplage des marchés. Et ce n'est pas le Brexit qui permettra d'accélérer les choses.

L'évolution de la pénétration de l'énergie photovoltaïque étant en moyenne aussi ambitieuse chez nos autres voisins, nous ne pouvons tabler que sur un foisonnement plus important des conditions d'ensoleillement et de vent à l'échelle européenne. Il serait dès lors pertinent de réaliser une analyse approfondie de l'effectivité de ce foisonnement accru sur base de l'historique. Il faudrait en outre évaluer la valeur ajoutée sociétale à distribuer à l'international de l'énergie photovoltaïque produite sur les réseaux moyenne voire basse tension (avec la problématique des pertes), plutôt que de viser au plus vite un stockage longue durée, étant donné que nous atteindrons tôt ou tard les limites d'un modèle « production-consommation électrique simultanée à bas carbone ».

4.7. Nécessité de développer la flexibilité

Sur base des éléments présentés précédemment, on comprend que la flexibilité devra adresser trois problèmes inhérents à l'évolution du mix électrique, identifiés en Figure 38. Cette évolution est marquée par l'augmentation continue du renouvelable variable et par une recherche de réduction des émissions de CO_2. Ces problèmes concerneront certains acteurs du marché de manière plus sensible que d'autres.

1. Adéquation ⇨ Périodes de faible production	2. Bridage ⇨Périodes de forte production	3. Equilibrage ⇨ Incertitude sur la production
= focus des consommateurs et du GRT	= focus ⇔ des producteurs vs des GR	= focus du GRT et, en amont, des BRP

Figure 38: Problèmes à adresser avec la flexibilité

En toute hypothèse, il conviendra d'adopter une approche systémique de la flexibilité, en poursuivant l'atteinte de l'optimum global sociétal. Cela est loin d'être trivial dans un contexte d'éclatement de la chaîne de valeur et du fait de la volonté de chacun de maximiser son profit ou son confort. La complexité du système électrique et l'asymétrie d'information en faveur du GRT viennent s'ajouter à cela.

La bonne nouvelle est que l'électrification des usages (voir sections 4.1.1 et 4.1.2) va permettre d'accroître considérablement le potentiel de flexibilité. Pour le véhicule électrique, ce sont donc les batteries de ceux-ci qui le permettront, tandis que pour l'HVAC/ECS, c'est l'inertie thermique qui permettra de différer la consommation. Il s'agit de flexibilité à activation courte (de l'ordre de quelques heures), pouvant contribuer utilement à un équilibrage journalier des flux, mais pas à un équilibrage sur une période plus longue.

Le potentiel de flexibilité a été évalué à l'horizon 2032. Les chiffres en résultant ont été repris en sections 4.1 et 4.2. Les volumes de flexibilité pointés en Figure 31 qui ont été pointés ont été élaborés indépendamment des capacités d'effacement mais en incluant les capacités de déplacement de charges. Le stockage permettrait ainsi d'absorber environ 4.600 MWh à l'horizon 2032, tandis 1.500 MWh pourraient être déplacés sur une journée en période hivernale (avec un focus adéquation, donc plutôt diminution de la consommation lors de périodes de pénurie). Les capacités d'effacement de la charge (load shedding) monteraient elles à 2.400 MW. Ces capacités ne sont cependant pas nécessairement réversibles (augmentation de la consommation).

Tout ceci permet d'identifier deux défis majeurs en matière de flexibilité :

1. Eviter la mainmise du GRT sur la flexibilité, au profit exclusif des services de réserve et de l'équilibrage global
2. Développer de la flexibilité « longue durée » rentable

4.7.1. Eviter la mainmise du GRT sur la flexibilité, au profit exclusif des services de réserve

Les services de réserve mis en place par le GRT (voir section 2.4.3) sont des services matures et permettant d'offrir à l'heure actuelle une bonne rémunération aux capacités qui y participent.

Il est toutefois important de noter que les signaux (prix) d'équilibre et de commodity ne sont pas corrélés. En effet, il peut y avoir abondance de production variable et observer une zone de réglage simultanément courte. A l'inverse, on peut observer une faible production variable et une zone de réglage longue.

Les services de réserve ne se préoccupent pas de la localisation de la source de la flexibilité, tandis que l'équilibrage des flux revêt aussi une dimension locale, certainement pour la micro-production.

Prenons un cas simple, illustré en Figure 39. La prévision en day-ahead anticipe une journée sans nuage et une production de 8 GW de photovoltaïque dans la tranche 12h-15h le lendemain sur l'ensemble de la zone de réglage (ici la Belgique). In fine, on observe au moment T que cette prévision ne se concrétise pas totalement en raison d'une perturbation arrivant plus rapidement que prévu par l'ouest. Conséquence, la production effective est plutôt de l'ordre de 7 GW.

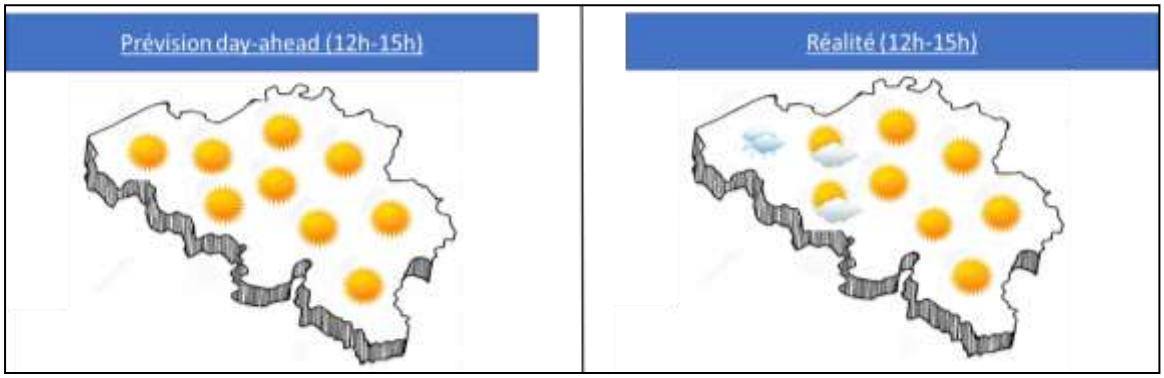


Figure 39: Cas illustratif

La zone est donc courte de 1GW, et on appelle à réduire la consommation sur la zone de réglage. Dans cet exemple, la flexibilité activée au niveau de la Flandre Occidentale sera localement bénéfique tandis que celle activée hors de cette zone, par exemple à Liège où la production photovoltaïque est maximale, exacerbera les congestions locales.

On comprend donc que le risque de conflit d'intérêts est réel entre l'objectif d'équilibrage de la zone globale et l'objectif visant à absorber localement la production décentralisée variable. Ce risque doit être adressé avec le principe directeur que, en cas de conflit d'intérêts, **l'objectif local doit toujours prévaloir sur l'objectif global**.

Il faudrait donc superposer à la logique classique de marché un mécanisme encourageant l'activation de flexibilité en Flandre Occidentale (plus généralement, dans la zone géographique où la prévision météo était erronée) et pas ailleurs dans le pays.

4.7.2. Développer de la flexibilité « longue durée » rentable

Considérons l'horizon temporel 2032, avec des capacités de production PV et éoliennes poussées respectivement à :

- 12,2 GW pour le PV
- 5,36 GW pour l'éolien onshore
- 4,4 GW pour l'éolien offshore

Si l'on prend le cas du PV avec atteinte de la capacité prévue par Elia et un profil de production journalier semblable à celui observé en 2020, on pourrait observer des pics de production supérieurs à 9GW. Pour certaines périodes de l'année, cela pourrait poser problème puisque ces pics de production ne pourraient pas être consommés. Cela signifie que des excédents importants de production PV sont à craindre localement, compte tenu de l'excédent déjà observé sur la zone de réglage (cfr Figure 40).

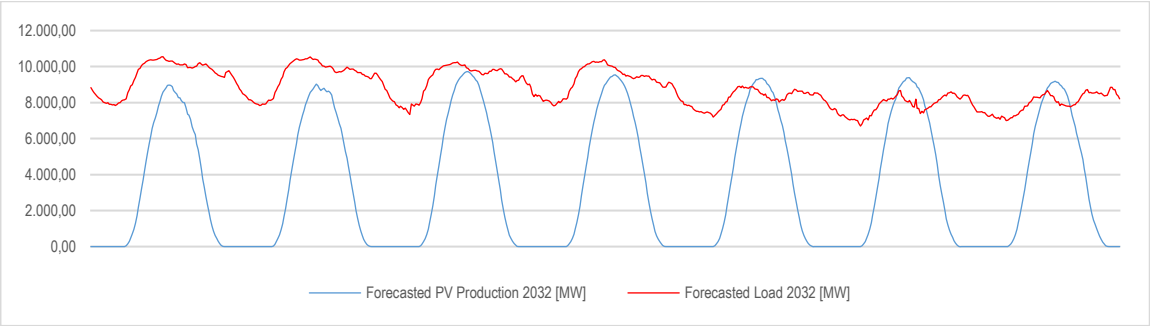


Figure 40: Projection de production hebdomadaire maximale PV versus consommation totale

Concrètement, il y aurait plusieurs solutions pour absorber ces excédents. La première serait de considérer que le stockage local journalier permet d'absorber les excédents de production. Cela suppose donc que la production n'excède pas localement la consommation sur base journalière. Cette hypothèse ne sera certainement pas garantie partout tous les jours de l'année avec un niveau d'ambition de 12,2 GW ou davantage.

Ceci pose la question de l'opportunité d'organiser une planification locale du système « production-consommation-stockage ». La répartition des rôles serait alors à établir, par exemple entre les communautés d'énergie, les GRD et d'autres acteurs.

S'il était impossible de concrétiser une telle solution, il faudrait envisager des dispositifs autorisant la flexibilité « longue durée » (de l'ordre du mois, voire du semestre) rentable. Cela nécessite donc que le coût de la technologie soit maîtrisé et que le gain sur la facture d'énergie soit appréciable.

La troisième option est d'accepter le bridage de la production renouvelable. Cela va clairement à l'encontre des objectifs fixés étant donné qu'il y a un certain gaspillage de production à coût et à production de CO_2 marginal nul. Il a été établi lors des interviews que le seuil maximal de bridage acceptable pour le photovoltaïque était de 10% pour maintenir un business model rentable.

5. RECOMMANDATIONS

Pour rappel, nous nous focalisons ici principalement sur la flexibilité destinée à maximiser l'intégration du renouvelable variable, tout en gardant en tête le fait que cette flexibilité peut être valorisée au bénéfice d'autres objectifs (cfr 4.7.).

Si des sources "techniques" de flexibilité appréciables se développeront à l'horizon 2035, leur activation en vue de rencontrer des objectifs sociétaux est loin d'être triviale. Dans le présent chapitre, nous passerons successivement en revue plusieurs "outils" susceptibles de faciliter la concrétisation du potentiel de flexibilité:

- le compteur intelligent
- les contrats dynamiques
- les *produits standardisés* (de type "service de réserve" pouvant être étendus)
- la tarification *grid fee*.
- les communautés d'énergie
- les outils pédagogiques permettant de familiariser les utilisateurs au changement de paradigme

Le compteur intelligent

Il y a consensus de l'ensemble des interviewés sur la nécessité de télémesurer les flux d'énergie sur base quart-horaire pour faciliter l'intégration du renouvelable variable. Il s'agit du moyen le plus direct pour favoriser la consommation durant les plages de production renouvelable abondante : il y a un incitant économique à valoriser pour les sources de flexibilité (la composante *commodity* est moins chère durant ces plages, ce que les prix spot Epex confirment).

Force est de constater toutefois que les décideurs politiques wallons et bruxellois sont encore à convaincre. Il y a encore une certaine forme de défiance que les acteurs historiques (gestionnaires de réseau et fournisseurs d'énergie) ont beaucoup de peine à contrecarrer. Une des raisons est que ces acteurs ne sont malgré eux pas perçus comme des moteurs de la transition énergétique, plutôt comme des défenseurs du statu quo. Il y a donc une tendance à les soupçonner de vouloir défendre le compteur intelligent pour leur propre bénéfice par pour celui du client final ou un quelconque optimum global.

Dans la mesure où Edora et, à travers elle, les investisseurs en unités de production renouvelables, jouissent d'une image (nettement) plus positive, une prise de position ferme en faveur du compteur intelligent, dans la perspective d'une intégration maximisée du renouvelable variable basse tension, pourrait être profitable.

Il faudra aussi s'attaquer aux défenseurs de déploiement du compteur intelligent limité à des niches (prosommateurs, utilisateurs de véhicules électriques ou de pompes à chaleur…). Le compteur intelligent doit précéder la modification des usages plutôt qu'intervenir en réaction à la modification des usages, sous peine d'être confronté au double problème, (1) de l'explosion des coûts d'installation et (2) de l'inertie (courbe d'adoption des nouveaux usages classiquement "en S" avec des pics transitoires de demande qui ne pourront pas être absorbés par les installateurs).

Notamment, le développement des communautés d'énergie renouvelable, dont question plus loin, ne sera une réalité que si tous les membres de la communauté sont équipés de compteurs intelligents.

Les contrats dynamiques

Lors des interviews, la question a été posée des raisons de la très faible pénétration de contrats dynamiques observée auprès de la clientèle de la distribution haute tension, déjà équipée depuis près de 20 ans de compteurs à télémesures quart-horaires.

Corollaire probable, nous devons faire le constat que plus 75% des volumes d'énergie sont achetés anticipativement, sur la base de produits (plus) statiques plutôt que sur les marchés spot.

Les arguments mis en avant étaient :

- Une tarification complexe et dynamique est perçue comme trop complexe et surtout trop risquée par la clientèle professionnelle au sens large (sauf l'industrie électro-intensive)
- Les clients B2B ont deux préoccupations essentielles :
  (1) acheter de l'électricité verte (généralisé dans les chartes)
  (2) acheter de l'électricité à coûts compétitifs et sans grand risque économique ; la stabilité et la prévisibilité des prix est dès lors privilégiée
- Les fournisseurs classiques sont perçus comme suspects et défenseurs des énergies fossiles ; des offres dynamiques innovantes de leur part suscitent donc une certaine méfiance

La question suivante est dès lors : si les contrats dynamiques ont si peu de succès auprès de la clientèle B2B, que faut-il attendre de la clientèle résidentielle une fois le compteur intelligent installé ?

Un interviewé estime que l'idée de systématiser des offres dynamiques initiée par l'Europe n'est pas des plus pertinentes ; il serait préférable d'encourager un accroissement du nombre de plages horaires, plus simples à faire comprendre et donc de nature à faire adhérer plus facilement la clientèle. L'ajout d'une plage dans la tranche 12h-17h permettrait notamment de favoriser l'autoconsommation collective.

Nous ajoutons un argument qui complète et renforce ce qui précède. Les prix spots sont fortement corrélés avec les coûts marginaux de production des centrales au gaz, doublement instables de par (1) la volatilité du prix du gaz et (2) la volatilité du prix de la tonne de CO2 émise. Cette instabilité intrinsèque des coûts de production des centrales gaz renforce la volonté des clients de couvrir le risque prix par des achats anticipés.

Ajoutons également l'intérêt légitime des fournisseurs / producteurs à garnir leur carnet de commande par des contrats anticipés permettant de mieux appréhender leur situation financière future.

En synthèse, nous constatons que les contrats dynamiques risquent de ne pas se développer de façon satisfaisante au regard de l'intégration du renouvelable variable. Si une plage horaire additionnelle dans la tranche 12h-17h sera utile à l'intégration du photovoltaïque, elle n'a aucun sens économique durant les mois de novembre à février. Et par ailleurs, les plages de production éolienne abondante ne sont nullement corrélées avec des heures fixes.

Une réflexion doit donc être menée pour favoriser malgré tout des produits dynamiques tout en tenant compte des griefs exprimés ci-avant.

Les *produits standardisés*

Ce sont les produits flexibles les plus matures aujourd'hui sur le marché de l'énergie belge. Introduite dès 2014 sur les réseaux de distribution haute tension, la réserve tertiaire a ainsi permis d'accroître significativement son offre et donc de réduire les coûts d'équilibrage. Elia a entre-temps développé d'autres produits (réserve stratégique, réserve primaire et secondaire) avec plus ou moins de bonheur.

Fort de ces acquis, Elia vient tout récemment de proposer un nouveau modèle de marché, fondé sur une logique analogue à l'appui d'*energy blocks.*

L'analyse critique de ce modèle alternatif dépasse le cadre de cette mission. Précisons simplement qu'il a le mérite de proposer une très bonne valorisation des sources flexibles au bénéfice de l'équilibrage global de la zone de réglage, mais qu'il génère diverses difficultés et ne solutionne aucunement la problématique de l'intégration des énergies renouvelables décentralisées variables dans le réseau local. Un tel modèle devrait donc impérativement être complémenté par des mécanismes soucieux de rencontrer ce dernier objectif !

Les incitants financiers (primes, pénalités,…)

Tout d'abord, la plupart des interviewés s'accordent pour dire que les incitants en faveur des énergies renouvelables variables sont voués à disparaître à terme et qu'il faudra donc que les nouvelles installations soient progressivement *naturellement* rentables.

Mais nous visons ici les éventuels incitants en faveur du développement de la flexibilité et du stockage.

Tous les interviewés ayant abordé le stockage ont admis qu'investir dans des capacités de stockage spécifiquement pour générer de la flexibilité (on ne vise donc pas ici les batteries des véhicules électriques) n'était toujours pas rentable aujourd'hui en dépit de la réduction importante des coûts de fabrication observée ces dernière années.

Les raisons évoquées sont :

- des différentiels de coûts d'énergie entre heures *pleines* et heures *creuses* insuffisants (notons au passage le paradoxe : une volatilité plus importante potentiellement permise par une tarification dynamique va également effrayer les investisseurs)
- une tarification grid fee inattractive, certainement pour les installations de stockage partagée

La deuxième raison peut aisément être solutionnée pourvu que le gestionnaire du réseau de distribution obtienne des garanties (cfr supra).

La première est plus problématique dans la mesure où le différentiel de coûts est structurellement lié au modèle de marché actuel et que le CRM en cours d'implémentation en Belgique est plutôt de nature à lisser les prix. Il faudrait que les prix instantanés deviennent régulièrement négatifs et que les gestionnaires de batteries aient foi en des offres dynamiques pour espérer infléchir la tendance. Or des prix régulièrement négatifs couplés à un abandon du soutien aux productions renouvelables vont mener cette filière dans une impasse. Il y a donc une nouvelle fois une problématique de l'oeuf et de la poule, qui plaide en faveur d'un soutien transitoire aux installations de stockage, certainement les installations partagées, afin d'amorcer l'activité.

Le modèle d'affaire de l'installation de stockage sera par contre amélioré si la charge est réalisée avec les excédents de production dans le cas d'un prosommateur. Certains estiment que la valeur ajoutée sera prochainement effective pour ce segment de clientèle. L'extension de cette logique de recharge, par excédents de production renouvelable locale, à travers plusieurs points de raccordements sera abordée plus loin (communautés d'énergie)

Il se pourrait que le modèle de marché promu par Elia (cfr supra, *produits standardisés*) améliore significativement le modèle d'affaire des installations de stockage. Mais, comme déjà précisé, un tel modèle ne se soucie pas de l'intégration des productions renouvelables variables dans le système électrique local et doit absolument être complémenté. Ce serait un sujet à creuser le cas échéant.

Par ailleurs, la plupart des interviewés sont d'avis que c'est l'essor du véhicule électrique et la possibilité du *vehicle to grid* à terme qui offrent les perspectives de développement de la flexibilité les plus encourageantes. Encore faut-il que l'infrastructure de recharge (/décharge) soit intelligente, ce qui comporte un coût difficilement supportable par le client, certainement à court terme en absence de produits permettant de valoriser la flexibilité ainsi acquise. Dans ce cas aussi, un soutien transitoire en faveur des infrastructures de recharge (/décharge) intelligente permettrait d'amorcer la filière.

Quelques éléments quantitatifs à ce sujet : dans sa toute récente étude d'adéquation, Elia pronostique 1.800.000 véhicules électriques à l'horizon 2032 et dans le même temps 506 MW de capacités V2G utilisables 4h à ce même horizon, pouvant éventuellement être doublées dans un scénario de digitalisation accrue, le tout avec un taux d'adoption de cette technologie pour 50% de la clientèle. Cela signifie un potentiel de stockage de l'ordre de 4 GWh chaque jour (à comparer à COO, 5-6 GWh), soit à peine 2,2 kWh rapporté à un véhicule, alors que la capacité des batteries est en principe toujours supérieure à 50 kWh. Il y a donc un potentiel largement plus important à exploiter, mais qui suppose un certain volontarisme cross-secteur.

Autre élément important, la pénalité liée aux émissions de CO2. La plupart des interviewés s'accordent à la fois pour dire que le coût de la tonne de CO2 émise devrait encore tripler (alors que les 50€ constituent déjà un niveau record) pour fournir les bons signaux d'investissements et admettre qu'un tel niveau de prix serait sociétalement inacceptable, La principale question à adresser est donc comment distribuer les recettes générées par cette pénalité CO2 de façon socialement équitable, sachant que la clientèle vulnérable est plus encline à loger dans des passoires thermiques et à utiliser des équipements électriques plus anciens, donc plus énergivores. Cette problématique dépasse toutefois le cadre restreint de la promotion de la production renouvelable décentralisée.

Enfin, dans une perspective plus long terme, il y aurait lieu, à l'instar de ce qui a été obtenu pour les batteries, de financer massivement la recherche et le développement en vue de déployer des technologies de stockage longue durée / saisonnier économiquement attractives. Compte tenu des sommes à mettre en jeu, une telle initiative devrait être prise au niveau européen.

La tarification *gridfee*

Plusieurs interviewés et, plus généralement, nombre d'acteurs du secteur s'accordent pour dire que la tarification *grid fee* constitue la clé principale pour améliorer la pénétration du renouvelable variable. Cependant, nous pouvons apporter plusieurs arguments qui nuancent fortement cette position.

Tout d'abord, les gestionnaires de réseaux de distribution constituent des monopoles, astreints jusqu'ici à l'équivalence absolue de traitement de tous les (segments d') utilisateurs, alors que la pénétration du renouvelable est et sera par essence géographiquement hétérogène. Le gestionnaire de réseau ne dispose donc que d'un outil tarifaire uniforme pour composer avec des contextes locaux très divers : c'est à l'évidence intrinsèquement suboptimal !

L'inducteur de coût kWh reste dominant (surtout sur les postes annexes comme les cotisations, les redevances, sur lesquels la régulation n'a pas de prise) alors qu'il ne reflète absolument pas la réalité des coûts du gestionnaire de réseau (pour une partie fixes, mais principalement proportionnels au kW).

Mais l'inducteur kW appliqué au raccordement individuel n'est pas la panacée non plus : notamment, l'intérêt sociétal, si je produis « un peu/beaucoup », consiste à ce que mon voisin consomme « un peu/beaucoup » au même moment, pas nécessairement celui raccordé à un autre sous-réseau.

Les problèmes générés par l'hétérogénéité géographique des points de production vs consommation seront en outre exacerbés avec l'émergence du V2G *(vehicle to grid),* par ailleurs absolument indispensable pour la transition énergétique. Autrement dit, une pénétration locale importante de véhicules électriques permettant le *vehicle to grid* peut constituer une superbe opportunité pour optimiser l'intégration du renouvelable variable mais aussi une sérieuse menace pour l'exploitation locale du réseau dès lors que les signaux du gestionnaire de réseau de distribution, tarifaires ou autres, ne sont pas efficients.

Il faudrait en toute logique une tarification différenciée (entre plages *pleines* et *creuses*) assez agressive pour convaincre l'utilisateur d'adapter son comportement, mais en même temps les autorités voudraient que ceux qui ne peuvent pas ou ne veulent pas contribuer à la flexibilité ne soient pas pénalisés (cfr méthodologie wallonne en projet).

La méthodologie wallonne propose ainsi une tarification différenciée non pas en fonction des circonstances locales hétérogènes, mais en fonction du bon vouloir du client, « flexible ou pas », censée assurer en outre une protection aux clients non flexibles. Cela ne va clairement pas dans la bonne direction. Personne n'acceptera d'être flexible et d'adapter son comportement dans de telles conditions.

Ne rien changer à la structure tarifaire actuelle n'est pas une option non plus compte tenu du défi de l'intégration du renouvelable variable. Cependant, changer positivement quoi que ce soit à cette structure nécessite un compteur intelligent...

Une nouvelle structure tarifaire, favorable à l'intégration des énergies renouvelables variables, doit être appréhendée en fonction du respect de certains principes :

- Les contraintes locales sur le système doivent toujours prévaloir sur les contraintes globales sur le système ;
  - autrement dit, les signaux tarifaires locaux doivent être suffisamment agressifs pour inciter au comportement adéquat et/ou le gestionnaire du réseau local doit pouvoir intervenir physiquement si nécessaire

- Le stockage (flux bidirectionnel avec le réseau) doit être encouragé pourvu qu'il ne dégrade pas la situation locale du réseau ;
  - autrement dit, une batterie stationnaire dite de quartier, devrait pouvoir bénéficier d'un tarif d'utilisation très attractif, pourvu qu'elle puisse être pilotée par le gestionnaire du réseau de distribution SI les circonstances locales du réseau le nécessitent
- Il y a un intérêt à réfléchir, pour un segment de clientèle donné, à une tarification fonction des circonstances locales (selon peu ou beaucoup de productions solaires par exemple), même si l'acceptabilité sociétale d'un tel principe est loin d'être garantie ;
  - un exemple de principe tarifaire pourrait consister à prévoir des plages tarifaires *pleines* et *creuses* différentes selon le contexte mais répondant toutes à la contraintes "X heures *pleines* + Y heures *creuses* sur une année".
- Il y a un intérêt à réfléchir à une tarification communautaire, au sens d'une communauté d'énergie locale (c'est-à-dire raccordée à une même portion de réseau), malgré la complexité importante d'une telle solution ;
  - notamment, une forte production photovoltaïque instantanée absorbée localement par une forte consommation ponctuelle doit absolument être encouragée, ce qu'une tarification kW appliquée au raccordement individuel ne permet pas!
- L'attention pour la clientèle vulnérable devrait être découplée de la logique tarifaire pour permettre une transition énergétique inclusive;
  - la clientèle vulnérable devrait aussi pouvoir être incitée à un comportement vertueux (consommer préférentiellement durant les plages de production renouvelable abondante) ET en même temps pouvoir bénéficier d'une forme d'abattement tarifaire forfaitaire
  - ceci pose la question de l'évolution du tarif social *all-in,* qui exclut de facto le client vulnérable de tout intéressement économique à adopter un comportement vertueux.

Un mot enfin sur les modalités de compensation de la flexibilité technique. Certains interviewés estiment que l'absence actuelle de compensation suite à un bridage de la production renouvelable variable est inéquitable et constitue un frein au développement de cette dernière. Même si nous comprenons le point de vue des producteurs, nous estimons qu'une compensation serait plutôt contre-productive.

Le signal à donner ne doit pas être "installez vos productions où bon vous semble, vous aurez toujours un retour sur un investissement car le gestionnaire de réseau couvre votre risque".

Le signal doit être / devenir "installez vos productions en concertation avec les acteurs en charge du raccordement et ceux à même d'influencer les flux de consommation et de stockage à proximité de votre installation, afin de garantir la meilleure intégration possible dans le système électrique".

Ceci signifie un changement fondamental de paradigme, indispensable pour le développement de la flexibilité destinée à promouvoir le renouvelable variable.

Le gestionnaire de réseau de distribution ne peut, suivant la Directive, être le premier influenceur des flux d'énergie locaux vu qu'il ne peut, sauf exception, ni acquérir, ni exploiter des installations de stockage. Il doit par contre informer, beaucoup plus exhaustivement et précisément qu'aujourd'hui des capacités d'intégration additionnelles de production renouvelable autorisées sur les différentes portions de son réseau, toutes autres choses demeurant égales par ailleurs... et cela passe par un effort important en matière de digitalisation *(smart grid).*

La Directive a fixé un cadre permettant aux gestionnaires de communautés d'énergie renouvelables / locales de jouer ce rôle de "premier influenceur des flux de consommation et de stockage locaux" et nous estimons que c'est ce rôle qui doit absolument être promu et facilité.

Les communautés d'énergie

L'alinéa précédent permet d'introduire la notion de communauté d'énergie. Plusieurs acteurs interrogés avancent que les communautés d'énergie constituent un vecteur central de la transition énergétique. Elles se situent dans la logique des circuits courts (*consommer local*) et permettent de conscientiser les citoyens en expérimentant concrètement la valeur ajoutée de consommer préférentiellement durant les plages de production renouvelable locale abondante. Il y a également une réappropriation du cycle de l'énergie par la communauté qui ne peut être que profitable à l'essor du renouvelable.

Plusieurs écueils ont toutefois été avancés.

Notamment, le cadre de fonctionnement des communautés demeure complexe et effraie la plupart des gestionnaires potentiels. Il faut en effet gérer les entrées et sorties de la communauté, notamment au gré des déménagements ; il faut discriminer les flux *locaux* des flux *marché* ; il faut répartir les flux locaux entre participants ; il faut organiser la facturation pour ces flux *locaux* ainsi que le recouvrement éventuel … Un interviewé déplore ainsi que le cadre ne permette pas aux acteurs professionnels du secteur d'intervenir dans la gestion de ces communautés d'énergie, ce qui permettrait d'accélérer *(dixit)* leur développement.

Un autre argument justifiant le faible intérêt actuel pour les communautés d'énergie est la tarification *grid fee* ne favorisant pas ou très insuffisamment les flux *locaux*. A ce sujet, nous avons précisé supra qu'une tarification grid fee **communautaire** était opportune Mais, nuance importante, vu du gestionnaire de réseau de distribution, une tarification communautaire ne se justifie que si tous les membres de la communauté sont raccordés au même réseau **local** et que les flux de production et de consommation sont neutralisés localement (*unité de temps, unité de lieu*). Le fait que les communautés d'énergie renouvelable et citoyennes ne doivent pas répondre à cette condition, génère un flou artistique dommageable, laissant une nouvelle fois penser que le réseau de distribution peut se comporter comme une plaque de cuivre. L'intérêt des communautés d'énergie **locales** réside donc surtout dans la promotion de l'autoconsommation **collective** via des ressources **partagées** (production, flexibilité, stockage).

Or il n'en est rien et le gestionnaire du réseau doit le plus souvent dimensionner son réseau pour la pointe hivernale intervenant en soirée, période où la production photovoltaïque est absente. Il est donc logique que l'abattement tarifaire résultant pour le consommateur demeure faible, sauf à admettre des subsidiations croisées entre participants et non participants aux communautés.

C'est surtout sur la composante *commodity* que la communauté d'énergie devra trouver son profit, ce qui nécessite un coût d'électricité "fossile" élevé.

Les communautés d'énergie ont en toute hypothèse un intérêt pédagogique. Elles n'ont un réel intérêt économique que lorsqu'une part importante de la production renouvelable locale vient à être bridée ET que sa logique de fonctionnement permet de réduire drastiquement son taux de bridage. Comme démontré graphiquement plus avant, le bridage de la production renouvelable est encore anecdotique en 2020, mais sera immanquablement structurel à l'horizon 2032 en l'absence de développement majeur de la flexibilité et du stockage. Il nous reste donc une décennie pour rendre ce concept attractif pour le citoyen!

Les outils pédagogiques

Au cours des différentes rencontres, aucun interviewé n'a spontanément abordé la problématique de l'accompagnement des utilisateurs en vue de valoriser leur potentiel de flexibilité. Et, dans le même temps, certains ont précisé que le monde de l'énergie était perçu comme beaucoup trop complexe, même pour les clients B2B.

Nous sommes confrontés à une situation de pat : le problème est identifié, avéré, la solution est loin d'être évidente et personne ne se sent investi pour y contribuer activement.

Les autorités ont certainement un rôle moteur à jouer, mais elles ne pourront pas être efficaces sans la collaboration des experts du secteurs. Le risque – et la pandémie vécue en constitue un exemple criant – c'est qu'en l'absence de pilotage centralisé et fort de la communication, un nombre important de points de vue hétérogènes voire contradictoires s'imposeront, lesquels risquent encore de noyer davantage le citoyen.

Nous estimons ce volet absolument primordial pour la transition énergétique et, compte tenu de l'absence totale d'avancée, dans cette direction que les décideurs et les experts devraient de concert mener des actions prioritaires.

6. BIBLIOGRAPHIE

1. **IRENA.** Renewable Energy Technologies (Belgium). [En ligne] 2021. [Citation : 8 mai 2021.] https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Technologies.

2. **ENTSO-e.** Installed capacity per production type (2021). [En ligne] [Citation : 09 Mai 2021.] https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/installedGenerationCapacityAggregation/show?name=&defaultValue=true&viewType=TABLE&areaType=BZN&atch=false&dateTime.dateTime=01.01.2021+00:00|UTC|YEAR&dateTime.endDateTime=01.01.2022+00:00|UTC|YEAR&area.values=.

3. *Arrêté Ministériel du 30 avril 2021- Scénario de référence.* **SPF Economie, PME, classes moyenne et énergie.** s.l. : Moniteur Belge, 2021.

4. **FEBEG.** Total net electricity production in Belgium by production technology. *Electricity statistics.* [En ligne] 2019. [Citation : 07 mai 2021.] https://www.febeg.be/fr/statistiques-electricite .

5. **Elia.** *Adequacy and Flexibility study in Belgium 2022-2032.* 2021.

6. **SPF Economie.** Projet de report de la désactivation des centrales nucléaires de Doel 1 et de Doel 2 - Consultation du public sur le rapport des incidences sur l'environnement. *Sécurité d'approvisionnement.* [En ligne] [Citation : 30 juin 2021.] https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/securite-dapprovisionnement/projet-de-report-de-la.

7. **APERe.** Production électrique renouvelable. [En ligne] [Citation : 09 août 2021.] http://www.apere.org/fr/production-electrique-renouvelable.

8. **Belgique.** *Plan national énergie-climat 2021-2030-Version définitive.* 2019.

9. **ENTSO-e.** Dataset for MAF 2020. 2020.

10. **France.** *Projet de plan national intégré énergie-climat de la France.* 2019.

11. **HM Government.** Energy white paper : Powering our Net Zero Future. [En ligne] 2020. [Citation : 2021 août 09.] https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/945899/201216_BEIS_EWP_Command_Paper_Accessible.pdf.

12. **Deplasse & Associés, E-Clap, 172 Partners.** *Analyses dans le cadre de l'encadrement du marché de la flexibilité en Région bruxelloise- Lot 2.* s.l. : Brugel, 2021.

13. **ENSTO-e, CEDEC, E.DSO, EURELECTRIC, GEODE.** *An integrated approach to active system management with the focus on TSO-DSO coordination in congestion management and balancing.* 2019.

14. **Latiers, Arnaud.** *Autonomous Frequency Containment Reserves from Energy Constrained Loads- A system perspective.* Louvain-la-Neuve : s.n., 2016.

15. **Elia.** Volumes needs. *Elia.* [En ligne] [Citation : 02 juillet 2021.] https://www.elia.be/en/grid-data/balancing/capacity-volumes-needs.

16. —. *Design note 4: Auction process.* Bruxelles : Elia, 2019.

17. *Arrêté Ministériel du 30 avril 2021 portant instruction au gestionnaire du réseau pour organiser la mise aux enchères quatre ans [...].* **SPF Economie, PME, classes moyennes et énergie.** s.l. : Moniteur Belge, 2021.

18. **Eurostat.** Voitures particulières, par type d'énergie motrice. *Data browser.* [En ligne] [Citation : 06 mai 2021.] https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ROAD_EQS_CARPDA__custom_977555/default/table?lang=fr.

19. **Energyville.** Wébinaire Energy Encounters - Mobility. 27/05/2021.

20. **ATTB.** Market HP detail 2011-2020. 2021.

21. **Engie.** Le projet d'extension de la centrale de Coo. [En ligne] [Citation : 9 Juillet 2021.] https://corporate.engie.be/fr/energy/hydraulique/centrale-daccumulation-par-pompage-de-coo/le-projet-dextension.

22. **PwC.** The green hydrogen economy. [En ligne] [Citation : 12 Juillet 2021.] https://www.pwc.com/gx/en/industries/energy-utilities-resources/future-energy/green-hydrogen-cost.html.

23. **Drake Landing Solar Community.** Welcome to Drake Landing Solar Community. [En ligne] [Citation : 15 Mai 2021.] https://www.dlsc.ca/.

24. **BESIX.** Siège social de BNP Paribas Fortis. [En ligne] [Citation : 12 Juillet 2021.] https://www.besix.com/fr/projects/siege-social-de-bnp-paribas-fortis .

25. **Elia.** Electricity scenarios for Belgium towards 2050. 2017.

26. **Café de la Bourse.** Contract for difference. [En ligne] [Citation : 11 août 2021.] https://www.cafedelabourse.com/lexique/definition/contract-for-difference-cfd.

ANNEXE 1 : LISTE DES ACTEURS INTERVIEWÉS

Nom	Entreprise	Date de l'entretien
François Thoumsin	Engie	23/05/2021
David Zenner & James Matthys-Donnadieu	Elia	31/05/2021
Annabelle Jacquet	Lampiris (Total)	01/06/2021
Jérôme Flament	PerPetum Energy	09/06/2021
Arnaud Etienne	Techlink	11/06/2021
Gaëtan Masson	Becquerel Institute	14/06/2021
Stéphane Barbier	Deplasse et Associés	15/06/2021
Catherine Lenaerts	Watt4Ever	17/06/2021
Cédric de Jonghe	Flexcity	17/06/2021
Jan Caerels	Techlink	17/06/2021
Table ronde éolien : **Fabienne Marchal** **Gérard Hubaux** **Gilles Moreau** **Michael Lavry** **Christophe Heijmans** **Jean-François Tock** **Steve Rodts** **Valéry Demarbaix**	 CLEF CLEF Engie Engie Luminus Luminus Elicio Aspiravi	22/06/2021
Jehan Decrops	Eoly	08/07/2021
Hugo Canière	BOP	15/07/2021

ANNEXE 2 : GUIDE D'ENTRETIEN UTILISÉ

Contexte

La fédération Edora vient de confier au partenariat Deplasse – E-Clap une mission de consultance visant à réaliser une analyse du potentiel de flexibilité électrique en Belgique en vue d'accompagner la montée en puissance des renouvelables variables à l'horizon 2025-2035. C'est dans ce cadre que nous avons prévu de réaliser une série d'interviews avec les acteurs clé de la transition énergétique en Belgique.

Thématiques

Nous serions très heureux d'échanger avec vous sur les thématiques suivantes.

Thème 1 - Criticité des besoins à l'horizon 2025

En tant qu'acteur important du processus CRM,

- Identifiez-vous des risques importants d'adéquation à l'horizon défini pour le décommissionnement des unités nucléaires (ex : retard dans le processus, déficit d'offre, problèmes de permitting,…) ?
- pensez-vous envisageable de prolonger les unités nucléaires (il est question de 2GW, mais ce pourrait être davantage au besoin) au-delà de 2025 ?
- dans quelle mesure estimez-vous être concurrencé par des capacités de production ou du demand side management situés en dehors de la zone de réglage ?
- dans quelle mesure les politiques de sécurité d'approvisionnement des pays voisins (nous songeons notamment à l'energiewende et l'abandon du nucléaire en Allemagne) peuvent-elles impacter le processus en Belgique?

Thème 2 - Evolution de la demande d'électricité et de la production décentralisée

En accord avec la Direction d'Edora, nous comptons nous appuyer sur l'étude réalisée fin 2017 par Elia (Electricity scenarios for Belgium towards 2050). Cette étude reposait sur 3 scénarios: BC (base case), DEC (decentral), RES (large scale RES).

Quatre ans plus tard, étant entendu que BC n'est pas une option climatique et est déjà dépassé par les faits, estimez-vous que les scenarios DEC et RES constituent toujours une bonne base de travail de travail?

Dans l'affirmative et considérant le scénario [X*RES + (1-X)*DEC] avec X compris entre 0% et 100%, où placeriez-vous aujourd'hui le curseur X dans votre scenario prévisionnel à l'horizon 2030.

Nous compléterons l'analyse en nous appuyant sur l'ambition du PNEC à l'horizon 2030.

Estimez-vous que ces scénarios sous-estiment ou surestiment certaines évolutions ? Si oui, lesquelles et dans quelles proportions ?

Thème 3 - Potentiel de flexibilité à l'horizon 2030-2035

Etant entendu que l'accroissement de la part d'énergie renouvelable variable dans le mix électrique ne peut aller de pair qu'avec une croissance de la flexibilité de la demande, quelles sont les sources de flexibilité que vous voyez émerger à l'horizon considéré ?

Comment répartiriez-vous le gâteau (% MW) entre :

- les batteries de véhicules électriques
- le stockage stationnaire
- le chauffage électrique / ECS
- l'air conditionné
- les processus industriels
- le power to gas (hydrogène vert ou autre)
- autres sources (à lister le cas échéant)

Dans quelle mesure les économies d'échelle seront-elles encore prépondérantes à l'horizon considéré ? Nous entendons par là le fait que les micro-capacités flexibles disponibles sur la B.T. pourraient être (ou non) exploitées à un coût raisonnable.

Quel pourrait être quantitativement selon vous l'apport de flexibilité des unités renouvelables ou dites de qualité « pilotables » à cet horizon ?

- unité additionnelle de pompage-turbinage ?
- cogénérations ?
- hydraulique / rivière ?
- autres sources (à lister le cas échéant) ?

Dans quelle mesure les installations renouvelables variables peuvent-elles être elles-mêmes sources de flexibilité (bridage, logique G-Flex) sans mettre à mal leur business model ?

Thème 4 - Concrétisation du potentiel de flexibilité à l'horizon 2030-2035

Quels sont selon vous les principaux facteurs clé de réussite pour une exploitation efficiente du potentiel de flexibilité ?

- au niveau technologique ?
- au niveau du modèle de marché / rôles et responsabilités des acteurs ?
- au niveau des incitants (fiscaux, tarifaires « grid fee », économiques / « prix commodity »,…) ?
- au niveau social (« activation » de la clientèle business et résidentielle) ?
- autres (à lister le cas échéant) ?

Sur ce dernier point, nous devons faire le constat que la part d'électricité achetée sur les marchés day ahead et intraday, seule part « énergie » permettant de valoriser un comportement flexible, est plutôt faible (10 à 20%) aujourd'hui.

- quelles sont selon vous les principales raisons permettant d'expliquer ce constat ?
- quelles sont selon vous les mesures à prendre pour remédier à ce constat ?

En tant que responsable d'équilibre, comment évaluez-vous le risque de ne pas monitorer voire piloter en *near real time* les nouveaux usages électriques attendu (voiture, PAC,…) au sein de votre portefeuille?