

Louvain School of Management

L'impact de l' électronucléaire sur les prix de marché.

Étude comparative entre diverses technologies de production électrique et les prix de marché.

Mémoire de recherche réalisé par **Julien du Chastel de la Howarderie**

en vue de l'obtention du titre de **Master 120 crédits en ingénieur de gestion, à finalité spécialisée**

Promoteur **Daniel De Wolf**

Année académique 2023-2024

Remerciements

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude envers toutes les personnes qui ont joué un rôle essentiel dans la réalisation de ce travail de fin d'études.

En premier lieu, je remercie chaleureusement le Professeur Daniel De Wolf, mon promoteur, pour son encadrement, ses conseils avisés et son soutien inconditionnel tout au long de ce projet. Je souhaite également exprimer ma reconnaissance envers Monsieur Dominique Woitrin, ancien directeur de la CREG, dont les discussions enrichissantes ont éveillé mon intérêt pour ce secteur, ce qui m'a donné l'envie de le découvrir dans ses moindres détails.

Les relectures attentives et les corrections apportées par Marwa Saïdi et Naïma Kastit ont grandement contribué à l'amélioration et à la qualité finale de ce travail, je leur en suis extrêmement reconnaissant.

Je saisis cette occasion pour exprimer ma gratitude envers ma mère, Joëlle Regnier, qui m'a constamment soutenu tout au long de mes études d'ingénieur de gestion. Sa présence et ses encouragements ont été des piliers fondamentaux pour ma réussite académique.

Enfin, je rends hommage à ma famille et à mes amis, notamment mon père Armand du Chastel, avec qui j'ai eu de nombreuses discussions passionnantes sur des sujets tels que le nucléaire et le marché de l'électricité. Ses réflexions m'ont profondément marqué et ont été d'une importance capitale pour la réalisation de ce travail de qualité.

Table des matières

1	Introduction	5
2	Le marché de l'électricité	7
2.1	Fonctionnement du réseau :	7
2.2	La décomposition de la facture d'électricité :	9
2.3	Fixation des prix entre producteur et fournisseur :	11
2.3.1	Le marché spot :	12
2.3.2	Le marché à terme :	15
2.3.3	Les contrats OTC :	15
2.4	Pourquoi le marché est-il aussi volatile ?	16
2.5	Le prix du marché spot est-il déterminé par le prix du gaz ?	18
2.6	Pourquoi le prix de l'électricité est-il différent en fonction du pays ?	19
2.7	Pourquoi le prix spot se base-t-il uniquement sur les coûts variables ?	20
2.8	Comment les centrales payent-elles leurs coûts fixes ?	22
2.9	Le marché de capacité	26
2.10	Le principe de concurrence fonctionne-t-il vraiment pour l'électricité ?	28
3	Le nucléaire	30
3.1	Quels sont les inconvénients du nucléaire ?	30
3.1.1	Le risque nucléaire	30
3.1.2	Le risque d'accident nucléaire en Belgique	32
3.1.3	Les déchets nucléaires	35
3.1.4	L'uranium est-il problématique ?	37
3.1.5	Le nucléaire est-il pilotable ?	40
3.2	Pour quelles raisons la Belgique a-t-elle décidé d'arrêter le nucléaire ?	41
3.3	Le nucléaire est-il rentable ?	43

3.4	Comment la Belgique va-t-elle remplacer le nucléaire ? _____	45
3.5	Quelles sont les limites de ces recherches ? _____	48
4	Partie empirique _____	50
4.1	Quel est le lien entre la part d'ENR et le nucléaire dans un pays ? _____	50
4.2	Quel est le lien entre la part de nucléaire et les prix de l'électricité ? _____	51
4.3	Quel est le lien entre la part de gaz et les prix de l'électricité ? _____	55
4.4	Quel est le lien entre la part de nucléaire et les prix de gros de l'électricité ? _____	59
4.5	Quel est le lien entre la part de gaz et les prix de gros de l'électricité ? _____	60
4.6	Quel sera le prix de l'électricité pour les prochaines années ? _____	62
4.7	La Belgique a-t-elle tendance à importer ou à exporter de l'électricité ? _____	65
4.8	Quelles sont les limites de ces analyses ? _____	67
5	Conclusions _____	69
6	Bibliographie _____	71
6.1	Les ressources internet _____	71
6.2	Les ressources bibliographiques _____	79
6.3	Les ressources des bases de données _____	81
7	Annexes _____	83

1 Introduction

Le nucléaire, au cœur de nombreux débats depuis son introduction à des fins commerciales dans les années septante est un sujet qui divise. Le premier prototype construit en 1956 à Mol dans le centre de la Belgique a permis le développement de deux parcs nucléaires, Doel (en Flandre orientale) et Tihange (dans la province de Liège). C'est à Doel que le premier réacteur nucléaire (Doel 1) est mis en service le 15 février 1975 par la société Engie-Electrabel qui possède l'entière des centrales encore en activité aujourd'hui en Belgique. Parallèlement, Engie met en service Tihange 1 la même année. La société a élargi son parc sur les deux sites pour arriver à sept centrales (Doel 1, Doel 2, Doel 3, Doel 4, Tihange 1, Tihange 2, Tihange 3) dont seules cinq sont encore en activité (Doel 3 a été arrêtée le 1er octobre 2022, suivi de Tihange 2 en février 2023). La dernière a été mise en service en septembre 1985 (Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire [AFCN], 2023).

Cependant, au fil du temps, certaines inquiétudes concernant différents points comme la sécurité des centrales et la gestion des déchets radioactifs ont poussé le gouvernement belge à prendre la décision d'une sortie progressive de l'énergie nucléaire (Sénat de Belgique, 2003). En 2003, le gouvernement de Verhofstadt (sous coalition écolo (Groen), socialiste (PS et sp.a) et libéral (MR et open VLD)) a donc adopté une loi visant à fermer progressivement les deux parcs nucléaires belges (Etaamb, 2003). Cette loi, proposée par Olivier Deleuze, Secrétaire d'État à l'Énergie écologiste, avait cependant été acceptée avec réticence par les autres partis de la coalition. Le plan était de fermer les réacteurs nucléaires au fur et à mesure de leur expiration de licence sans prolongation. Mais, suite à certaines inquiétudes concernant la sécurité d'approvisionnement, en 2015, une loi a été adoptée (sous un gouvernement de coalition N-VA, CD&V, Open VLD et MR) pour prolonger le fonctionnement de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2 jusqu'en 2025 (Etaamb, 2015). Cette décision a été prise après une évaluation de la sécurité par l'Agence fédérale de Contrôle nucléaire (AFCN). L'AFCN a effectué une analyse de sûreté pour cette période d'exploitation prolongée et a imposé des travaux à l'exploitant, Engie Electrabel, pour garantir la conformité des réacteurs aux normes de sûreté les plus récentes. Ces travaux étaient désignés sous le nom de Long Term Operation (LTO) (AFCN, 2023).

Le 13 décembre 2023, dans un contexte complexe entremêlant diverses considérations, telles que des préoccupations environnementales et géopolitiques dues à l'augmentation des prix et à l'incertitude sur l'approvisionnement en électricité dû au conflit russo-ukrainien, le gouvernement belge a conclu un accord définitif avec Engie Electrabel. Cette entente fait suite à un accord de principe conclu le 9 janvier 2023. Celle-ci permet la prolongation de l'exploitation des réacteurs nucléaires Doel 4 et Tihange 3, de 10 ans au-delà de la date de fermeture qui était prévue en 2025. Cette prolongation vise à garantir à la fois des prix abordables et la sécurité de l'approvisionnement électrique du pays. Comme en 2015, l'AFCN a émis des exigences de sûreté, nécessitant des améliorations aux installations. Le retour des deux réacteurs est attendu pour novembre 2025 afin de passer l'hiver (Engie, 2023).

Malgré des prolongations quant à la durée de vie de nos réacteurs, la décision de progressivement se défaire de nos réacteurs nucléaires reste de mise, c'est pourquoi cela peut provoquer quelques questionnements. En effet, dans un contexte où le prix de l'électricité a explosé depuis certaines années, nous sommes en mesure de nous demander quel serait l'impact de l'arrêt de nos centrales sur celui-ci. On peut également se demander si l'on serait apte à se fournir en électricité compte tenu de l'inquiétude apparente du gouvernement face à l'approvisionnement d'électricité par nos centrales nucléaires. Nous allons donc dans ce mémoire nous intéresser à la problématique suivante : « quelles sont les garanties que la production d'électricité nucléaire apporte au consommateur belge ». Nous la développerons en essayant de répondre aux questions de recherche suivantes :

Question 1 : « Le nucléaire est-il vraiment un moyen de maintenir le prix bas de l'électricité pour le consommateur ? ».

Question 2 : « Le nucléaire est-il la garantie d'éviter les ruptures d'approvisionnement en électricité ? »

2 Le marché de l'électricité

Avant de s'intéresser aux différentes raisons de fluctuation du prix de l'électricité afin de déterminer si le nucléaire détient un réel poids dans ce système, il est essentiel de bien comprendre le mécanisme de tarification de l'électricité.

2.1 Fonctionnement du réseau :

Il faut tout d'abord savoir que le secteur de l'électricité est régi par plusieurs acteurs distincts qui ont tous un impact sur le prix au consommateur de l'électricité.

Avant 2007, ce sont les intercommunales qui distribuaient le gaz ainsi que l'électricité sur leur territoire en Belgique. Dans les faits, Electrabel produisait la majorité de l'électricité, la transportait à travers le pays et la distribuait aux particuliers en collaboration avec les intercommunales de distribution d'énergie. Cependant, cela a changé en 1996 suite à la libéralisation du marché du gaz et du marché de l'électricité dans l'Union Européenne qui devait être, au plus tard, appliquée en juillet 2007. L'objectif était de favoriser la baisse des prix et d'améliorer la qualité des services rendus. Depuis janvier 2007, l'achat du gaz et de l'électricité pour les ménages se fait donc dans un contexte de marché et de concurrence entre différents fournisseurs. Le marché de l'énergie est organisé en divers métiers indépendants et géré par des entreprises qui n'ont plus de liens entre elles :

- **Les producteurs** : ce sont les sociétés responsables de la propriété et de l'exploitation des installations de production d'énergie, telles que les centrales électriques au gaz, au charbon, au fioul, le nucléaire, les éoliennes, les champs photovoltaïques et les barrages hydroélectriques. Cette industrie est ouverte à la concurrence et fonctionne donc selon ses principes.
- **Le gestionnaire de réseau de transport** : est entreprise de transport qui est responsable de la possession, de l'entretien et de l'expansion des lignes à très haute tension utilisées pour le transport d'énergie en grandes quantités à travers le pays et à l'étranger. En effet, ces lignes à haut débit sont connectées aux réseaux étrangers, ce qui permet d'importer, d'exporter ou simplement de faire transiter de l'électricité vers ou depuis des pays

voisins. En Belgique, il y a un gestionnaire pour chaque réseau : Fluxys pour le gaz naturel et Elia pour l'électricité. Ces deux entreprises possèdent donc un monopole, chacune dans son domaine. C'est pour cela que la responsabilité du transport de gaz et d'électricité est attribuée à l'autorité fédérale, qui a notamment pour mission d'avaliser les tarifs proposés par les opérateurs des réseaux de transport.

- **Les fournisseurs** : ce sont des entreprises de trading qui achètent ou produisent des quantités considérables d'énergie sur le marché belge, puis les revendent aux particuliers au détail. Les ménages concluent des contrats avec ces fournisseurs d'énergie, et cette activité est soumise à une concurrence libre. Ces fournisseurs déterminent de manière autonome les tarifs associés à leur activité commerciale. Il est également important de préciser qu'il existe deux sortes de fournisseurs différents. Les fournisseurs qui détiennent leur propre moyen de production peuvent directement se réserver une certaine quantité d'électricité afin d'approvisionner leurs clients. Tandis que les fournisseurs alternatifs, quant à eux, achètent leur électricité à des producteurs grâce à des droits de tirage qu'ils doivent commander au préalable.
- **Les gestionnaires de réseau de distribution** : cette activité consiste à assurer l'approvisionnement en électricité à basse ou moyenne tension pour chaque foyer ou petite entreprise. Pour ce faire, il est essentiel de gérer, entretenir et étendre le vaste réseau de câbles qui s'étend à travers le pays. Il s'agit, par exemples, de Sibelga à Bruxelles et d'Ores en Wallonie. Ces services publics sont pris en charge par des entreprises intercommunales. Chacune de ces entreprises détient un monopole pour sa région respective. Il est important de souligner que cette activité n'est pas ouverte à la concurrence. Il serait peu pratique que chaque fournisseur installe son propre réseau, d'où la nécessité d'un réseau commun géré par un opérateur unique. En Belgique, ce sont les Régions qui ont le pouvoir de réguler les activités de distribution d'électricité. Les tarifs de distribution, en tant qu'entités réglementées, doivent être approuvés par les autorités régionales.
- **Les organismes de régulations** : la CWaPE (intervient en Wallonie), la VREG (intervient en Flandre), la Brugel (intervient à Bruxelles) et la CREG sont des instances indépendantes chargées de superviser et de contrôler le marché de l'énergie. Elles

veillent à l'application correcte des règles et des réglementations par tous les acteurs du secteur. (Wallonie énergie SPW, s. d.)

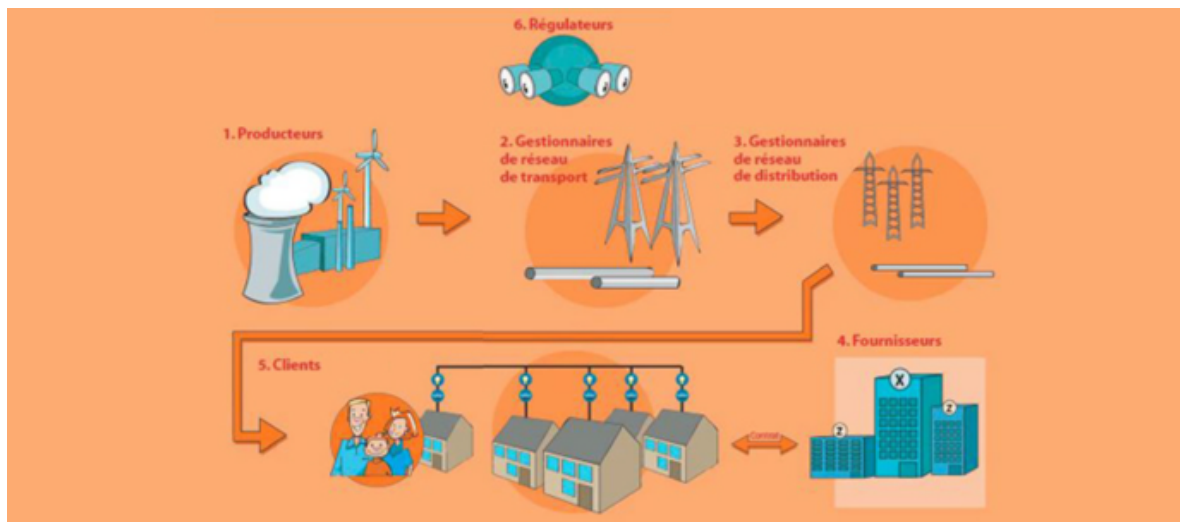


Figure 1- Les différentes étapes entre la production et la consommation. [Wallonie énergie SPW, 2023]

2.2 La décomposition de la facture d'électricité :

La fixation du prix de l'électricité est, principalement régie par le marché spot, néanmoins il y a d'autres variables qui déterminent le prix final de la facture d'électricité. En effet, en décomposant une facture belge classique, trois parties distinctes sont observées.

La première décrit le tarif d'utilisation des réseaux d'électricité qui inclue le coût des gestionnaires de réseau de transport ainsi que le coût des gestionnaires de réseau de distribution régulé par les régions. Cette partie-là est plutôt stable, elle représentait 25% de la facture en Wallonie, 21% à Bruxelles et 19% en Flandre en octobre 2023 (CREG, 2023).

On a ensuite ce qu'on appelle la fourniture qui correspond au coût d'achat ou de production de l'électricité des fournisseurs plus leur marge. C'est ce poste qui représente la plus grande partie de la facture électrique d'un client. Cela correspondait à 41% du total de la facture en Wallonie, à 44% à Bruxelles et à 45% en Flandre (CREG, 2023).

Enfin, la dernière partie correspond aux taxes. Elles sont composées de la TVA, qui initialement était fixée à 21%, mais qui depuis mars 2022 est passée à 6% ainsi que des prélèvements fédéraux et régionaux appelés « les surcharges » (Noulet, 2022).

Les factures d'électricité comportent diverses surcharges imposées par le gouvernement fédéral et les régions. Celles-ci incluent la cotisation sur l'énergie, les taxes sur l'électricité, la redevance de raccordement aux réseaux électriques, et d'autres frais liés à l'énergie verte, la cogénération, et les missions de service public à Bruxelles. Au niveau fédéral, ces surcharges visent à financer des mesures sociales, la dénucléarisation de certains sites ou encore à soutenir le régulateur fédéral et la CREG. Au niveau régional, elles incluent des redevances pour le raccordement, l'utilisation de la voirie, ou l'occupation du domaine public. Elles servent également à compenser la perte de revenus des communes depuis la libéralisation des marchés de l'électricité. La part qu'elles prennent dans le total des factures varie d'une région à l'autre mais reste néanmoins relativement similaire. Par exemple, pour l'électricité, les surcharges représentent 28% en Wallonie, de 29% à Bruxelles et de 30% en Flandre (CREG, 2023).

Electricité en Wallonie - Résidentiel

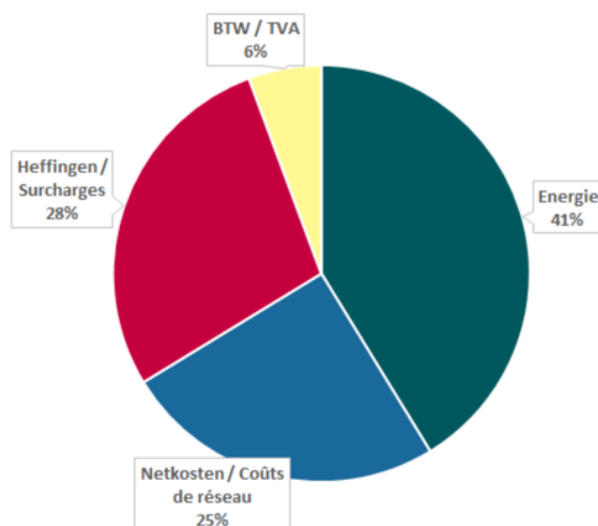


Figure 2 - Les éléments de la facture d'électricité en Wallonie pour le secteur résidentiel
[CREG, 2023]

2.3 Fixation des prix entre producteur et fournisseur :

Nous connaissons désormais les différentes étapes permettant au consommateur final d'avoir accès à l'électricité, mais une question demeure. Comment les prix sont-ils fixés entre les producteurs et les fournisseurs d'électricité ? Pourquoi y-a-t-il eu de telles variations de prix à partir de 2021 ?

En France par exemple, la facture moyenne des ménages a enregistré une augmentation de 4% en 2022, suivie d'une augmentation plus significative de 10% en 2023 (Spy, 2023). Ces chiffres peuvent sembler considérables, cependant, ils auraient pu être bien plus élevés. En effet, une partie de cette augmentation a été compensée par une intervention nécessaire de l'État, car sans cette aide, le taux aurait atteint non pas 10%, mais 120% (RTE, 2022). Cependant, ce bouclier tarifaire n'a pas été mis en place dans tous les pays européens. En effet, en août 2023, la France affiche le coût le plus bas pour l'électricité parmi les pays limitrophes à la Belgique avec une facture annuelle moyenne de 947 euros. Ensuite, les Pays-Bas se situent à 1 172 euros, suivis de la Belgique à 1 229 euros et de l'Allemagne à 1 362,34 euros. Comme on peut le voir sur ce graphique, la hausse des prix a été en grande partie absorbée par l'état français (Bacq, Baudoux & Verboogen, 2023).

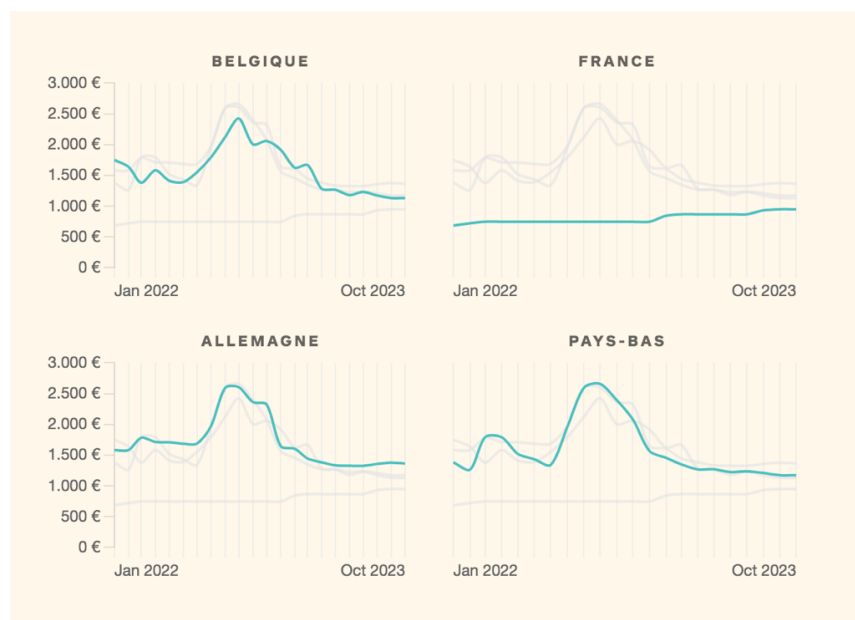


Figure 3 - Prix de l'électricité pour les clients résidentiels avec une consommation annuelle de 3.500 kWh équipés d'un compteur simple [Bacq, Baudoux & Verboogen, 2023]

Cette hausse importante des tarifs est due, comme nous allons le montrer plus loin, à une corrélation entre le prix de l'électricité et celui du gaz. Le prix du gaz a connu une accélération significative en 2022. Il est important de noter que la France utilise en grande partie d'autres sources d'énergie dans son mix électrique, principalement le nucléaire (représentant 69% de la production) et les énergies renouvelables (24%). Les tarifs de ces sources d'énergie n'ont, pour la plupart, pas connu de variations notables (RTE, 2022). Cela soulève alors la question suivante : comment expliquer une augmentation aussi importante des prix de l'électricité malgré cette composition du mix énergétique ?

Comme nous l'avons vu dans le point précédent, entre les producteurs d'électricité et les consommateurs, se situent les fournisseurs. Pour établir leurs coûts, ces fournisseurs commencent par acquérir d'importantes quantités d'électricité à divers moments sur le marché. Sur ce marché, on trouve le marché spot, le marché à terme et les contrats OTC.

2.3.1 Le marché spot :

C'est le marché spot qui exerce la plus grande influence sur le prix de l'électricité. Sur ce marché, de l'électricité destinée à une livraison à court terme est négociée, que ce soit pour le jour même ou le lendemain. Il rassemble des acheteurs et des vendeurs européens, car l'électricité peut être échangée d'un pays à l'autre. Ce marché est extrêmement volatile, il y a un prix par heure de la journée et entre deux heures de la même journée, il n'est pas rare que le prix passe du simple au double.

Nous savons maintenant quel type de marché est le plus influent sur le marché de l'électricité mais intéressons nous à la façon dont les prix sont calculés sur le marché spot. Chaque source de production électrique a un coût qui englobe les coûts fixes et les coûts marginaux de production, composés du prix du combustible, des frais liés au démarrage d'une centrale (répartis sur sa période de fonctionnement), des coûts associés à la valorisation des stocks et des taxes (ces dernières variant en fonction de la quantité de CO₂ rejetée dans l'atmosphère). En se basant sur les coûts marginaux de production, les centrales sont classées de la moins chère à la plus chère, jusqu'à ce que la demande en électricité soit satisfaite. Ce système est appelé système du "Merit order" ou "Programme d'appel". Typiquement, cette classification suit généralement l'ordre suivant : en premier, on retrouve les énergies renouvelables (comme l'éolien, suivi des panneaux photovoltaïques) qui n'utilisent pas de

combustible et n'émettent pas de CO₂. Ensuite, le **nucléaire** qui présente un coût variable relativement abordable en raison du prix historiquement modéré de l'uranium par rapport aux combustibles fossiles (cependant l'uranium a connu une forte augmentation de son prix en 2023 ; nous y reviendrons dans la section dédiée à ce sujet). On trouve également les **barrages hydroélectriques**, dont la production est en principe peu coûteuse, bien qu'ils soient valorisés en fonction de leur disponibilité limitée. Enfin, viennent les sources fossiles (comme le **charbon**, le **gaz** ou le **fioul**), dont le coût dépend à la fois des prix des combustibles et des quotas CO₂. Lorsque les prix des combustibles sont bas, le charbon est généralement évité en raison de ses émissions de CO₂, qui sont environ deux fois supérieures à celles du gaz. Par conséquent, le charbon est soumis à des quotas d'émissions de CO₂ plus élevés, le rendant généralement moins attractif (Debrégeas, 2022).

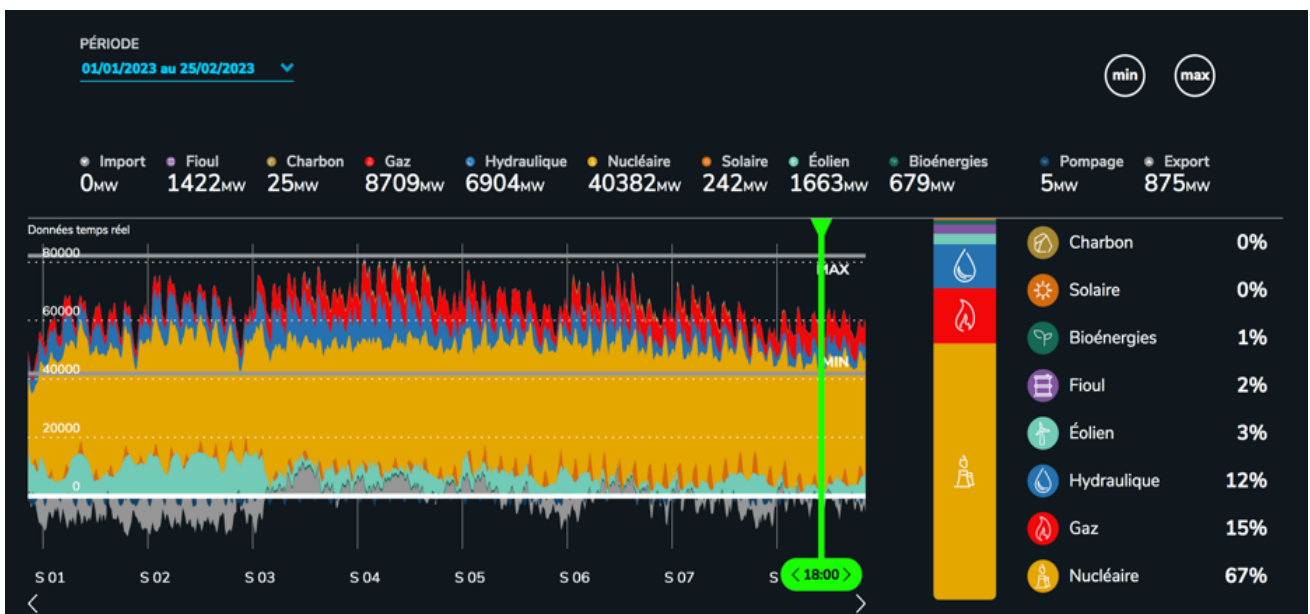


Figure 4 - Ordre du Merit Order en fonction de la production électrique française entre le 1er janvier 2023 et le 25 février 2023 [RTE, 2023]

En théorie le **prix spot est donc fixé en fonction du coût marginal de la dernière centrale sélectionnée** (qui est établi en fonction du Merit Order), c'est-à-dire celle qui fonctionne avec le combustible le plus coûteux, sans prendre en compte les coûts des autres moyens de production (système du Pay as Clear).

Cependant, dans la pratique, il arrive que certaines centrales gonflent leurs prix ce qui implique que le prix du marché soit donc plus élevé que le prix marginal de production de la dernière centrale appelée. En effet, les centrales connaissent leur ordre dans le classement du

Merit Order et savent qui sont au-dessus et en dessous d'elles. Elles connaissent donc leur marge de manœuvre en terme de prix pour garder leur place dans le classement tout en dégageant un peu de marge afin de payer une partie de leurs coûts fixes. Dans un modèle de concurrence parfaite cela serait impossible, car un concurrent viendrait essayer de prendre le marché au producteur qui gonflerait ses prix. Ce qui est, d'un point de vue pratique, très peu probable en raison de grosses barrières à l'entrée pour ce marché (investissement initial colossal, par exemple) (Mitteau, 2022).

Néanmoins, il est intéressant de se demander les raisons d'une telle fixation de prix du marché spot. Au premier abord, il est étrange de baser le prix dans l'ensemble du mix électrique sur le coût marginal de la dernière centrale appelée. Pour mieux comprendre, il est essentiel de noter que l'électricité se distingue des biens plus conventionnels. Avec les produits classiques, on peut les produire, les stocker et les vendre à notre convenance. En revanche, avec l'électricité, la situation est différente : elle ne peut pas être stockée en grandes quantités et il est impossible de déterminer quel producteur fournit quel consommateur. Tout le monde produit une seule et même électricité destinée à l'ensemble des utilisateurs. Par conséquent, toutes ces centrales doivent générer la quantité totale d'électricité requise précisément au moment où elle est nécessaire. En cas de surproduction ou de sous-production d'électricité dans le réseau, le système risque de s'effondrer à tout instant.

Une fixation de prix de ce type a donc plusieurs intérêts :

- **Flexibilité** : Ce système s'adapte en permanence aux fluctuations de la demande, intégrant les pics de consommation, les variations saisonnières et les arrêts pour maintenance. Cette souplesse garantit un équilibre économique rapide entre l'offre et la demande en temps réel, assurant ainsi la fiabilité de l'approvisionnement électrique.
- **Environnemental** : Il favorise l'essor des énergies renouvelables dans la production d'électricité, réduisant les émissions de CO₂. La prise en compte du coût du CO₂, intégré dans les coûts marginaux, sensibilise le marché à l'impact environnemental et encourage les investissements dans des sources d'énergie décarbonées.
- **Efficience** : Il optimise l'utilisation des unités de production, minimisant le gaspillage en privilégiant celles qui seraient autrement inactives.

Toutefois, les événements de 2022 ont mis en évidence les limites du marché, en particulier la volatilité des prix, source d'inquiétude pour l'ensemble des acteurs. Lorsque les prix chutent trop bas, la rentabilité des centrales s'effondre, ce qui dissuade les investisseurs de s'engager dans de nouvelles installations. À l'inverse, lorsque les prix grimpent trop haut, les factures d'électricité augmentent considérablement, créant des bénéfices exceptionnels pour certaines entreprises (Lotz, 2023).

2.3.2 Le marché à terme :

Le prix à terme désigne l'achat d'un MWh pour une livraison future, prévue sur un horizon allant d'un mois à plusieurs années. Théoriquement, ce prix devrait afficher une grande stabilité, car il n'est généralement pas influencé par les événements conjoncturels (tels que la météo ou les pannes) et la demande moyenne annuelle d'électricité connaît peu de variations (à l'exception de la période particulière de 2020 due à la pandémie de la Covid). Malgré ces facteurs, ce prix demeure sujet à une certaine volatilité, bien que dans des proportions moindres. En effet, la fixation des prix sur ce marché (prenons celui livrable dans un an) se fait par anticipation de ce qu'on pense que sera le prix du marché spot dans un an. Et comme souvent, il est difficile de prévoir le prix sur le marché spot dans le futur, on fixe un prix proche de ce qu'on constate sur le marché spot actuellement. Il est donc globalement basé sur le niveau du marché spot qui lui est extrêmement volatile (Debrégeas, 2022).

C'est sur ce marché que les fournisseurs achètent une grande part de l'électricité qu'ils comptent revendre. Ils achètent donc chacun à des moments différents avec un terme différent et des quantités différentes. Conclusion, le coût des fournisseurs est très difficile à estimer.

2.3.3 Les contrats OTC :

Les fournisseurs ont également accès à des contrats OTC. Contrairement au marché spot et à terme, les contrats OTC eux ne sont pas transparents, ce sont des échanges bilatéraux. En effet, un fournisseur passe un accord avec un producteur pour qu'il lui fournisse X MW pendant Y heures dans Z jours au prix de P euro le MWh. Cette fois, les données ne sont pas centralisées et sont complètement inaccessibles au public. Sur ce marché là également, la référence afin de fixer un prix est le marché spot (CRE, 2023)

2.4 Pourquoi le marché est-il aussi volatile ?

Comme nous l'avons vu précédemment, c'est le marché spot qui entraîne la forte volatilité des prix. Mais comment se fait-il que l'on n'arrive pas à stabiliser ce marché ?

Pour comprendre les raisons de cette grosse volatilité, il faut comprendre que l'électricité est très compliquée à stocker en grande quantité. Il faut donc que l'offre s'ajuste parfaitement (ou presque) avec la demande. Cependant, il est très difficile de prévoir la demande avec précision à l'avance, car cette demande varie selon plusieurs facteurs. En effet, elle dépend de la météo puisque beaucoup de chauffages fonctionnent à l'électricité. Par exemple, lorsqu'il y a des pics de froid en France, la consommation peut atteindre 100 GW (en moyenne on compte 2,4 GW pour chaque degré perdu). La consommation est également sensible aux changements de saisons, car plus les journées raccourcissent, plus il faut allumer la lumière tôt le matin et tôt le soir. D'autres facteurs comme l'activité économique ou le nombre de contrats bi-tarifaires ont également un impact sur la consommation, mais ces éléments sont mineurs (RTE, 2023).

Pallier à ce problème requiert des centrales capables de s'adapter en temps réel. Ce qui est un véritable défi. Entre les centrales nucléaires productrices, mais à variations limitées, les énergies renouvelables pilotables mais uniquement à la baisse (pouvant être arrêtées ou déconnectées du réseau), les barrages disposant d'une réserve d'eau limitée conservée pour l'irrigation en cas de sécheresse, et les centrales thermiques aux réactions variables selon leurs technologies. La coordination pour un équilibre constant entre production et demande peut s'avérer complexe (Mitteau, 2022).

Afin de prédire la demande, il faut prendre la consommation heure par heure d'une journée type en fonction de la saison (qui représente la plus grosse variable pour la demande en électricité).

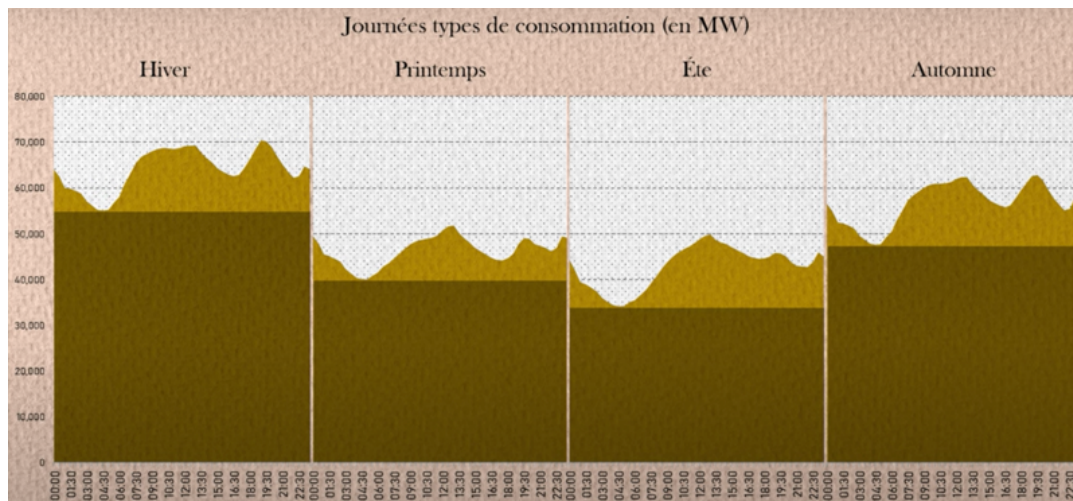


Figure 5 - Consommation heure par heure d'une journée type par saison (en MW) [Mitteau, 2022]

Les fournisseurs savent donc prédire à l'avance la base de puissance nécessaire par saison. Ils achètent donc cette base de puissance (appelée ruban de puissance) sur le marché à terme ou par contrat OTC. Ensuite, pour le détail de la journée (les pixels), ils se fournissent sur le marché spot. Les rubans de puissance sont donc réservés à l'avance, mais ne sont pas malléables. On ne peut pas réserver un MW de puissance pour une heure précise d'une journée précise, mais un MW de puissance maintenu tout le temps pendant X jours. Tandis que les pixels, eux, se commandent la veille et peuvent varier selon les heures (malléables jusqu'à un MW pour une heure). Ces pixels sont utilisés pour les prédictions plus fines et dépendent de la météo, des pics de demande sur la journée (par exemple entre 8h et 12h ou entre 20h et 22h) (Mitteau, 2022).

Cette prévision du calcul final se fait donc la veille afin de pouvoir prévenir les centrales. En effet, faire varier la production des centrales peut prendre plus ou moins de temps en fonction des technologies de centrales. C'est là qu'intervient le fameux programme d'appel sur le marché spot. De ce fait, le prix du marché spot peut varier considérablement, oscillant entre des prix négatifs et plusieurs centaines, voire même milliers d'euros par MWh en fonction des heures de livraison (Debrégeas, 2022).

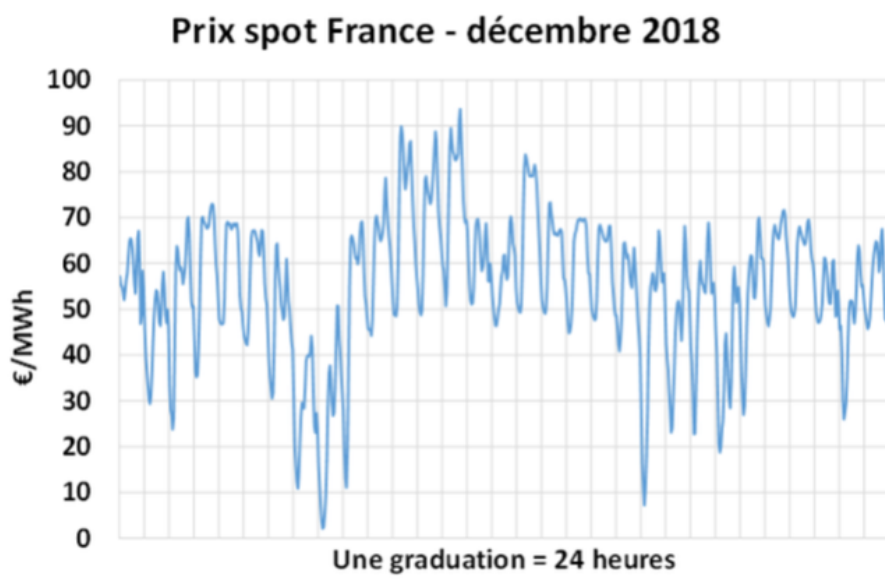


Figure 6 - Volatilité du prix spot français durant 24h en décembre 2018 (en MWh)
[Debrégeas, 2022]

Le marché est donc aussi volatile, car un équilibrage entre l'offre et la demande est crucial, les fournisseurs sont contraints de recourir au marché spot afin de garantir un approvisionnement en électricité adéquat. Et comme sur ce marché, lorsqu'on a des pics de consommation, ce sont souvent les énergies fossiles qui sont appelées en dernier. Le prix de l'électricité dépend en grande partie du coût de ces celles-ci.

2.5 Le prix du marché spot est-il déterminé par le prix du gaz ?

En théorie non, car le prix est basé sur le coût marginal de la dernière centrale appelée. Si la dernière centrale appelée est une centrale nucléaire, le prix sera basé sur celle-ci, mais **en pratique, les prix reposent presque entièrement sur le prix du gaz.** En effet, on n'utilise pas les centrales nucléaires pour faire de la dentelle (combler les dernier pixels de demande). Les renouvelables sont appelées en premières et ne sont pas suffisantes pour combler la demande (sauf les barrages qui eux ne sont pas forcément appelés en premier, cela dépend d'autres facteurs environnementaux). On utilise donc soit les barrages soit les centrales thermiques pour ajuster la demande au pixel près, mais comme les barrages ont une quantité d'eau limitée, on utilise presque tout le temps les centrales thermiques. Donc même si la demande est faible, on ajuste presque toujours avec du thermique. L'électricité sur le marché spot (et donc sur les autres marchés car comme nous l'avons vu, ils suivent le marché spot) est donc toujours déterminé

par le coût variable des centrales thermiques. Sauf si un jour le prix du gaz et de la tonne de CO₂ s'avère être moins cher que l'uranium, ce qui est peu probable. Tant que les ajustements se feront à l'aide de centrales thermiques, que les prix des énergies fossiles et la tonne de CO₂ restent élevés, le prix de l'électricité restera également élevé. **La proportion du nucléaire, de gaz ou d'énergie renouvelable, n'influence pas vraiment le prix**, car le fait qu'on utilise plus ou moins l'une ou l'autre technologie de production électrique ne change rien si la dernière centrale appelée est une centrale à gaz (Vandenberghe, 2022).

En résumé, si le prix de l'électricité est élevé sur le marché spot, c'est principalement pour deux raisons. La première, est le système de tarification Pay as Clear et la deuxième est que la méthode d'adaptation de l'offre afin qu'elle corresponde à la demande dépend des centrales thermiques. Les centrales thermiques tournent donc tous les jours à toutes les heures de la journée. Leur intensité de production change en fonction de la demande, mais cela ne change rien au fait que **le prix du marché est constamment basé sur le coût marginal des centrales thermiques**.

2.6 Pourquoi le prix de l'électricité est-il différent en fonction du pays ?

On a pu observer précédemment que le marché de l'électricité était commun entre les différents pays européens. Il y a donc plusieurs bourses d'échange (les principales en Europe sont EEX et Nord Pool, la bourse d'échange Belge est Belpex) où tous les producteurs et fournisseurs européens se connectent. Les bourses communiquent entre elles pour établir un prix unique pour toute l'Europe en fonction de l'offre et la demande tous les jours, pour chaque heure de la journée. Un producteur belge peut donc vendre à un fournisseur français et vice-versa. Les prix de l'électricité sont donc censés être les mêmes partout en Europe, mais ce n'est pas tout à fait le cas.

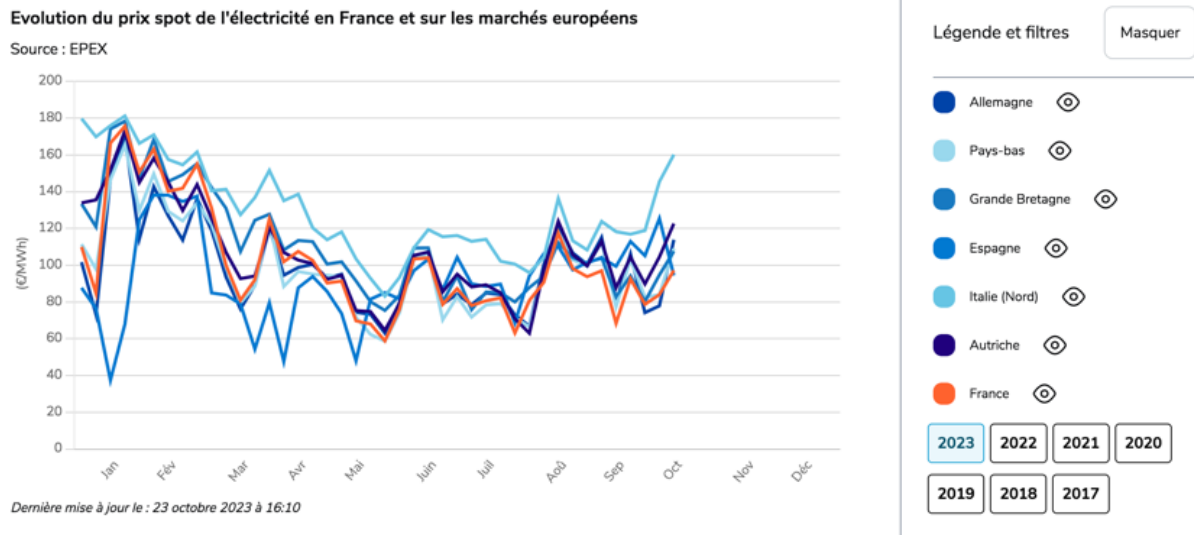


Figure 7 - Évolution du prix spot de différents pays européens en 2023 [RTE, 2023]

En effet, malgré un marché commun, l'on peut voir que les prix divergent en fonction des pays. Cela est dû à des contraintes physiques. Les lignes électriques d'interconnexion entre les pays ne peuvent faire passer qu'une certaine quantité d'électricité. On appelle ce phénomène la contrainte de réseau, et cela entraîne l'obtention de plusieurs prix pour une même quantité d'énergie en fonction du pays dans lequel on se trouve. N'importe quel producteur ne peut rencontrer n'importe quel fournisseur pour n'importe quelle quantité d'énergie. Les prix ne peuvent donc pas converger pour un prix unique pour tous. Cela signifie que si le nombre et la capacité des interconnexions augmentent, la convergence des prix augmentera également. Néanmoins, même si le prix était unique pour tous les fournisseurs européens, cela ne signifierait pas que le prix au consommateur serait le même dans tous les pays d'Europe. En effet, seul une partie de la facture d'électricité dépend du prix d'électricité. Il faut y ajouter la gestion du réseau, les taxes, ... (Percebois, 2006).

2.7 Pourquoi le prix spot se base-t-il uniquement sur les coûts variables ?

Comme nous l'avons vu précédemment, le prix sur le marché spot représente le coût marginal de la dernière centrale appelée. Bien que nous ayons déjà exploré quelques pistes sur la raison d'une telle tarification, nous allons tout de même approfondir ce point, notamment le mécanisme de rentabilité de ces centrales. En effet, comment les centrales appelées en dernier payent-elles leur coût fixe ? Comment les centrales, avec de gros coûts fixes, arrivent-elles à être rentables lorsque les prix sont bas ? Pourquoi ne paye-t-on pas les centrales

indépendamment en fonction de leur coût, mais on fixe le même prix pour tous en fonction du prix de la dernière centrale appelée ?

Tout d'abord, il est important de mettre au clair le fait que **le marché de gros n'a jamais été pensé afin de refléter le coût véritable de production de l'électricité**. En effet, il y a quelques années, le prix de l'électricité était inférieur à son coût réel de production. Depuis peu, c'est l'inverse, il est au-delà de son véritable coût. Dans le passé, nous avions un prix qui reflétait le coût réel de la production de l'électricité, mais pour obtenir cela, il faut dire adieu au marché de l'électricité, on parle alors de monopole de l'électricité. C'est le système qui était adopté avant que l'on ne mette en place un marché libre pour l'électricité. Ce système fonctionnait avec une entité centralisatrice qui prenait en compte les coûts fixes ainsi que les coûts variables des centrales. Les centrales envoyaient leurs coûts variables d'un côté afin de construire le Merit Order et leurs coûts fixes de l'autre. Ensuite, l'entité centralisatrice calculait leurs coûts de production en tenant compte des coûts fixes pour que chaque centrale soit payée en fonction de ses coûts réels. A cela, on ajoutait les coûts de transport et de distribution. Ce système n'est en effet, plus un marché, car plus personne n'envoie d'ordre d'achat ou de vente. On parle alors d'une centralisation du processus de production de l'électricité. Cela nécessite beaucoup de contrôle, car les centrales pourraient mentir sur leurs coûts. Il n'incite pas non plus à faire baisser les coûts, car les centrales savent qu'elles seront de toute façon rémunérées (Debrégeas, 2022)..

Ensuite, le prix de tout le marché est fixé en fonction de la dernière centrale appelée (système du Pay as Clear), car si on rémunérait les centrales indépendamment en fonction de leurs coûts variables (Pay as Bid) cela pousserait les centrales (avec les coûts variable les plus faible) à mentir. En effet, imaginons un système avec trois centrales dont une centrale avec un coût variable très bas et deux centrales qui se disputent le marché avec un coût variable plus haut. La centrale avec un coût variable beaucoup plus bas (qui ne pourrait pas payer ses coûts fixes) serait amenée à mentir sur ses coûts variables afin de se positionner juste en dessous des deux centrales qui se disputent le reste du marché et ainsi être appelée en touchant une meilleure rémunération. C'est pourquoi, bien que l'utilisation d'une rémunération basée sur le mécanisme "Pay as Bid" devrait théoriquement conduire à des prix plus bas, ce type de tarification ne se traduit pas nécessairement par une diminution effective des prix de l'énergie. En effet, ce graphique comparatif met en évidence l'absence notable de différence entre les deux méthodes. (Epexspot, 2022).

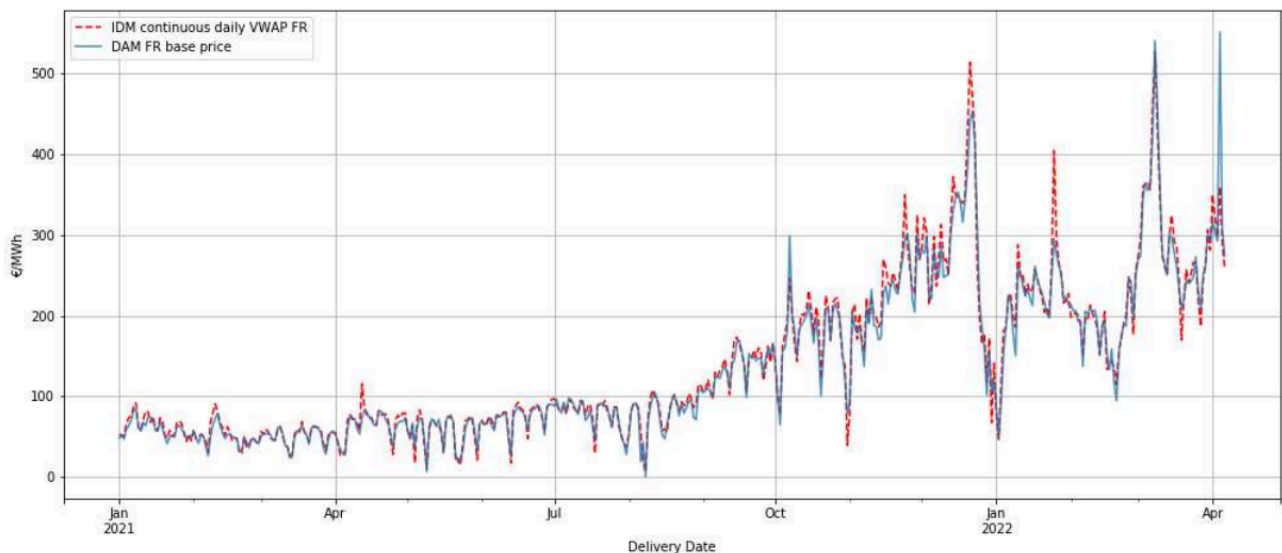


Figure 8 - Évolution des prix de l'électricité en fonction du mécanisme de fixation des prix ("Pay as Clear" en bleu et "Pay as Bid" en rouge) [Epexspot, 2022]

2.8 Comment les centrales payent-elles leurs coûts fixes ?

Maintenant que nous avons vu pourquoi on basait les prix du marché sur le coût marginal de la dernière centrale appelée, nous allons voir comment les centrales payent leurs coûts fixes avec un système où l'on se base uniquement sur les coûts variables. Pour ce faire, nous allons nous baser sur le modèle de Marcel Boiteux. Avec ce modèle, nous allons démontrer que grâce aux systèmes de Merit Order, en partant du principe que le prix de marché fonctionne avec le système du Pay as Clear, on arrivera à rembourser et les coûts fixes et les coûts variables (Yon, 2014). Les coûts fixes dépendent de la technologie de la centrale ainsi que de sa puissance. Les coûts variables, eux, dépendent aussi de la puissance de la centrale, mais également du prix du combustible et du nombre d'heures pendant lesquelles on y brûle du combustible. On va donc se demander après combien d'heures d'utilisation une technologie de centrale devient plus intéressante que ses concurrentes ? En effet, illustrons cette exemple afin qu'il soit plus compréhensible. Prenons deux technologies de centrales différentes, le gaz et le nucléaire et complétons certaines hypothèses. Fixons un coût d'effacement de 3 000 € par MWh, un coût fixe de 60 000 €, et un coût variable de 50 € par MWh produit pour une centrale à gaz, ainsi qu'un coût fixe de 300 000 € et un coût variable de 10 € par MWh produit pour une centrale nucléaire.

Nombre d'heures de fonctionnement	Effacement (par MW)	Coûts du Gaz en € (par MW)			Coût du Nucléaire en € (par MW)		
Total	Total	Fixe	Variable	Total	Fixe	Variable	Total
1	3000	60 000	50	60 050	300 000	10	300 010
...	...	...	...	...	...	...	...
21	63 000	60 000	1050	61 050	300 000	210	300 210
...	...	...	...	...	...	...	...
6002	18 006 000	60 000	300 100	360 100	300 000	60 020	360 020

Figure 9 - L'évolution du coût de production électrique par MWh selon la technologie de production.

Nous avons donc comme hypothèse un certain prix pour l'effacement qui est le prix payé pour demander à une entreprise d'arrêter de consommer de l'électricité pendant 1 heure et une décomposition des coûts fixes et variables pour les deux technologies sélectionnées. On peut directement s'apercevoir que pour une heure de fonctionnement, c'est d'abord l'effacement qui sera privilégiée, mais si on augmente le nombre d'heures de fonctionnement on peut voir qu'à partir de 21 heures, on voit qu'il est plus intéressant de construire une centrale à gaz pour compléter la demande en électricité ($61\,050\text{€} < 63\,000\text{€}$). Pour le nucléaire, il faudra 6002 heures (soit 250 jours) pour préférer cette technologie ($360\,020\text{€} < 360\,100\text{€}$). Avec ces différents coûts totaux en fonction du nombre d'heures de fonctionnement, il est possible de construire un parc électrique optimal au niveau des coûts. Pour cela, il faudrait connaître la demande longtemps à l'avance et il faudrait que les coûts ne changent pas, qu'ils soient figés, ce qui est utopique. Une fois que nous avons trouvé le nombre d'heures optimales pour chaque technologie, il faut déterminer la puissance nécessaire pour satisfaire la demande. Pour les centrales nucléaires, il faudra donc établir la puissance minimum pour 6 002 heures appelées. Tandis que pour les centrales à gaz, il faudra établir la puissance nécessaire pour couvrir la puissance manquante entre 21h et 6 002h. Le reste de la puissance demandée sera de l'effacement (entre 0 et 20h). Quand la demande de puissance est supérieure à la puissance que fournissent les centrales à gaz et les centrales nucléaires, le prix du marché sera à 3 000€ le MWh (cette période est égale à 21h par an). Lorsque la puissance demandée est comprise entre la puissance fournie par les centrales nucléaires et l'effacement, le prix du marché sera à 50€ le MWh (cette période est de 5 979h par an). Et pour finir lorsque la puissance appelée peut être

comblée par la puissance des centrales nucléaires, le prix du marché sera de 10€ le MWh (pendant une période de 2 759h).

Pour illustrer cela, prenons la puissance de consommation des français en fonction du nombre d'heures par an pour l'année 2020 (8 760h) et commençons par trouver le coût moyen de l'électricité avec le système du Merit Order (et la tarification Pay as Clear). L'effacement sera utilisé pendant 20h pour une puissance moyenne de 81 587 MW, les centrales à gaz seront les dernières centrales appelées pendant 5 979h (soit environs 249 jours) pour une puissance de 56 082 MW et les centrales nucléaires seront les dernières centrales appelées pendant 2 759h (soit environs 115 jours) pour une puissance de 39 012 MW. (Annexe 1)

Formule pour le calcul des coûts :

$$\begin{aligned}\text{Coûts variables} &= \text{Puissance (MW)} \times \text{Temps (heures)} \times \text{prix du combustible} \\ \text{Coûts fixes} &= \text{Puissance (MW)} \times \text{Coût fixe}\end{aligned}$$

Prix de l'effacement : $81\,587 \text{ MW} \times 20\text{h} \times 3000\text{€} = 4\,895\,220\,000\text{€}$

Prix des centrales nucléaires : $39\,012 \text{ MW} \times 2\,759\text{h} (8\,760\text{h} - 6\,001\text{h}) \times 10\text{€} = 1\,076\,731\,200\text{€}$

Prix des centrales à gaz : $56\,082 \text{ MW} \times 5\,979\text{h} (8\,760 - 2\,759 - 20) \times 50\text{€} = 16\,768\,518\,000\text{€}$

➡ Facture finale : 22 740 469 200€

Avec une consommation à 444,68 TWh

Ce qui nous donne un coût moyen de **51,14€/MWh** (22,740 milliards d'€/ 444 680 000 MW)

Regardons maintenant le prix au MWh si on calculait le coût de l'électricité en fonction des coûts fixes et variables des centrales et de l'effacement.

Nous avons des centrales nucléaires qui tournent pour une puissance de 44 178 MW pendant toute l'année (soit 8 760h) avec un coût fixe de 300 000€ par MW et un coût variable de 10€.

Coûts fixes : $44\,178 \text{ MW} \times 300\,000\text{€} = 13\,253\,400\,000\text{€}$

Coûts variables : $39\,012 \text{ MW} \times 8\,760\text{h} \times 10\text{€} = 3\,417\,451\,200\text{€}$

Nous avons également des centrales à gaz qui tournent pour une puissance de 36 280 MW pendant 6 001h avec un coût fixe de 60 000€ par MW et un coût variable de 50€.

Coût fixe : $36\,280 \text{ MW} \times 60\,000\text{€} = 2\,176\,800\,000\text{€}$

Coût variable : $(56\,082 \text{ MW} - 44\,178 \text{ MW}) \times 6\,001\text{h} \times 50\text{€} = 3\,571\,795\,200\text{€}$

Pour finir, nous avons l'effacement pour une puissance de 1 129 MW ($81\,587\text{MW} - 44\,178 \text{ MW} - 36\,280 \text{ MW}$) avec un coût variable de 3000€.

Coût variable : $1\,129 \text{ MW} \times 20\text{h} \times 3000\text{€} = 67\,740\,000\text{€}$

Le coût total si on rémunérait les centrales en fonction de leurs différents coûts serait de 22 487 186 400€.

Avec une consommation qui est toujours à 444,68 TWh :

Cela nous donne un coût moyen de 50,57€/MWh
--

A l'année, on peut donc voir que le prix de l'électricité sur le marché (fixé à la tarification Pay as Clear) est presque identique par rapport au prix en fonction de tous ses coûts. Il y a cependant un problème à ce modèle. Ce modèle fonctionne en admettant qu'aucune variable ne change. En effet, c'est en fonction des coûts fixes et des coûts variables que nous avons calculé le moment où il était le plus optimal de changer de technologie. La demande doit également rester identique, car on a calculé la parc optimal pour la demande de 2020. Hors lorsqu'on construit un parc électrique, c'est pour de longues années. On ne peut pas l'adapter chaque année en fonction de la demande.

Ce théorème présente donc plusieurs limites. Lorsque Marcel Boiteux a créé ce modèle, il était destiné à inciter les consommateurs à décaler leurs usages afin d'éviter les pics de consommation (pour éviter de devoir construire trop de centrales). Ce modèle n'était donc pas destiné à un marché en concurrence avec des fluctuations de prix constants, mais plutôt à une

situation de monopole ou le but était de gérer le parc électrique de la manière la plus avantageuse possible (grâce à l'observation du coût marginal moyen). Si le coût marginal moyen était supérieur au coût moyen de production par MWh, le parc était trop grand. Et inversement si le coût marginal moyen était inférieur au coût moyen de production par MWh (Yon, 2014).

En conclusion, cette théorie fonctionne uniquement sur le papier. En effet, lorsque l'une des variables change, on ne payera plus exactement le coût de production de l'électricité. On payera soit un peu moins soit un peu plus. C'est ce qu'on a pu observer lors de l'explosion du prix du gaz en 2021. Le coût moyen de production de l'électricité a un peu augmenté, mais cela était dérisoire par rapport au coût marginal moyen sur le marché. Cependant, si cela se maintient plusieurs années, comme nous sommes sur un marché concurrentiel, les superprofits que font les centrales nucléaires attireront les investisseurs qui commenceront à construire des centrales nucléaires (afin de capter une partie de ces profits). Les centrales à gaz seront de moins en moins demandées au profit du nucléaire et le marché se rééquilibrera. Il est toutefois essentiel de souligner que cette hypothèse demeure théorique, car la construction d'une centrale nucléaire nécessite entre 10 et 20 ans (Cour des comptes, 2020). Par conséquent, il est irréaliste de s'attendre à un rééquilibrage immédiat du marché par ce type d'investissement.

2.9 Le marché de capacité

Comme nous l'avons vu, la théorie de Marcel Boiteux ne fonctionne pas réellement sur le terrain. Par exemple, elle ne fonctionne que si on détient tout le parc électrique. En effet, lorsqu'on calcule les coûts moyens de productions, on fait l'hypothèse que l'industriel détient des centrales à gaz ainsi que des centrales nucléaires. Or, il faut que le marché soit attractif pour les industriels souhaitant seulement investir dans des centrales à gaz et avec les systèmes de marché actuel. C'est là que le marché de capacité intervient. Le mécanisme de capacité électrique, récompense et rémunère les unités de production en fonction de leur puissance disponible (EDF, 2023). Et sans ce marché de capacité, il est peu probable que la construction d'une centrale à gaz soit économiquement intéressante. En effet, les premières centrales appelées bénéficient d'une rémunération équivalente au coût marginal de la dernière centrale appelée. Cela permet aux centrales ayant un faible coût marginal de dégager une marge qui leur permettra de payer leurs coûts fixes. Toutefois, les dernières centrales appelées sont, quant à

elles, seulement rémunérées en fonction de leurs coûts variables. Elles seraient donc incapables de payer leurs coûts fixes sans le marché de capacité. Même l'effacement n'est pas vraiment une solution puisqu'il est réglementé (par exemple le plafond du marché spot à 3000€/MWh, on ne laisse donc pas le marché aller suffisamment haut pendant les quelques heures d'effacement par an) (CRE, 2022). Il ne permet pas aux industriels, ayant des centrales à gaz, de rembourser leurs coûts fixes. Le marché de capacité est donc là pour compenser le fait qu'on ne laisse pas monter les prix de marché suffisamment haut pour payer les coûts fixes des dernières centrales appelées.

L'objectif principal du marché de capacité est d'assurer en permanence l'équilibre entre la production et la consommation sur le réseau électrique, surtout lors des pics de demande. Son objectif est également d'offrir une rémunération qui soutient les investissements dans des centrales électriques de pointe (comme les centrales à gaz ou au charbon par exemple), sollicitées de manière occasionnelle et donc pas rentable sans ce mécanisme. De plus, ce mécanisme encourage la réduction de la consommation électrique en rétribuant les efforts d'effacement. Les fournisseurs d'électricité ont l'obligation de se procurer des certificats de capacité proportionnelle à la consommation effective de leurs clients auprès de producteurs d'électricité ou d'opérateurs d'effacement. Ces certificats sont échangés sur un marché de capacité avec un système d'enchère organisé sur une bourse d'échange (EPEX spot par exemple). Il permet d'inciter les industriels à maintenir les investissements dans les centrales électriques (EDF, 2023). Ce qui, dans les faits, ne fonctionne pas très bien sur le marché, car il n'y a pas de visibilité à long terme (la visibilité est de maximum 4 ans à l'avance et 7 ans pour les appels d'offres à long terme (AOLT)). Ce marché est lui aussi très volatile. Or, les industries ont besoin de garantie des revenus à long terme pour des équipements qui se rentabilisent en plusieurs décennies. Ces certificats peuvent aussi s'obtenir grâce à des accords de gré à gré (RTE, 2023).

En Europe, tous les pays ne fonctionnent pas avec ce système de certificat de capacité afin de garantir son approvisionnement. En effet, certains pays privilégient l'utilisation d'une réserve stratégique pour assurer leur approvisionnement en électricité. C'est le cas notamment en Allemagne et en Belgique. Pour expliquer cette méthode, prenons l'exemple de la Belgique. La réserve stratégique en Belgique est conçue, comme les certificats de capacité, pour contrer un risque de pénurie durant l'hiver. Elle est activée dès la détection d'un déficit énergétique. Contractée par Elia, la réserve stratégique inclut des unités de production extérieures au marché

injectant de l'énergie (réserve stratégique de production) et des points de livraison effaçant la consommation (réserve stratégique d'effacement). Cette réserve stratégique fonctionne indépendamment du marché pour éviter des interférences. L'énergie de la réserve est introduite sur le marché à un prix correspondant aux signaux de prix en période de déficit structurel (Martin, 2023) (Annexe 2).

En conclusion, le marché de capacité est un peu différent pour divers pays européens, mais le principe demeure identique. La principale différence entre la réserve stratégique et les certificats de capacités est que la réserve stratégique se fait hors marché, mais suit le prix de celui-ci alors que les certificats de capacité s'échangent sur une bourse d'échange avec un système d'enchère. Ils servent tous les deux à garantir l'approvisionnement en électricité lors des quelques heures sur l'année où il y a des gros pics de demande. Ils servent également à rémunérer les technologies de pointe qui ne sont appelées que quelques fois sur l'année et bien souvent ne sont rémunérées qu'au tarif marginal de leur production ce qui ne leur permet pas de payer leurs coûts fixes. Et même lorsque ce marché ne permet pas aux industriels de récupérer leurs coûts fixes, l'état peut intervenir en proposant des prix garantis pour les centrales construites pour un certain laps de temps (par exemple la centrale à gaz de Landivisiau qui a une rémunération garantie de 94000€/MW/an pendant 20 ans) (Préfet du Finistère, 2018).

2.10 Le principe de concurrence fonctionne-t-il vraiment pour l'électricité ?

Depuis 2007, le marché de l'électricité n'est donc plus un monopole public, il a été ouvert à la concurrence pour l'ensemble des consommateurs (en 2004 pour les consommateurs non résidentiels, soit les professionnels). Cette concurrence a donc mené à l'ouverture d'un marché de l'électricité qui repose sur un type de tarification, le Pay as Clear. Ce mécanisme décrit une situation dans laquelle tous les producteurs ayant soumis des offres sur le marché et ayant été choisis par le programme d'appel, vendent leur électricité au même prix que celui fixé par le dernier producteur accepté pour répondre à la demande en électricité. Ce système a été conçu pour pousser la concurrence (ce qui était l'objectif de la libéralisation du marché électrique) et donc augmenter l'efficacité de production. En théorie, avec ce système, c'est la centrale ayant un coût variable plus élevé qui fixera le marché et fera donc moins de bénéfice que ses concurrents. Cela poussera donc la centrale moins rentable (car moins efficace) à innover pour être plus efficace que ses concurrents jusqu'à ce que l'ensemble du parc soit super efficace et

affiche le prix le plus bas possible. Cependant, ce cadre théorique présente plusieurs problèmes. Tout d'abord, l'entreprise qui aura son prix basé sur son coût marginal fera des pertes (ne pourra pas couvrir ses coûts fixes) et aura des difficultés à innover (voir fera faillite). Si l'entreprise moins compétitive fait faillite, celle qui l'était auparavant sera elle aussi en danger, car le nouveau prix sera basé sur ses coûts marginaux. Ensuite, une centrale peut être plus chère qu'une autre pour des raisons qu'elle ne maîtrise pas. Comme par exemple, le prix de son combustible, mais cette situation peut changer car les marchés de combustibles peuvent varier et certains sont très volatiles. Dans ce cas, **il est inutile de faire de nouveaux investissements, car la situation peut s'inverser après quelques temps.** (Marty, 2004). Nous pouvons illustrer cela avec la prolongation des centrales nucléaires Doel 4 et Tihange 3. En effet, initialement, Doel 4 devait fermer le 1er juillet 2025 et Tihange 3 le 1er septembre 2025 comme le stipule l'arrêté royal du 5 mars 2020 qui modifie la loi du 31 janvier 2003 (Cour constitutionnelle, 2020). A la suite de la situation géopolitique délicate qui a mené à une explosion du prix de l'électricité et des inquiétudes quant à l'approvisionnement en électricité (FOD Économie, 2022), le 13 décembre 2023, le gouvernement belge a donc trouvé un accord Engie pour prolonger ces deux centrales pour dix ans. On peut donc se demander si les décisions n'ont pas été prises dans les précipitation étant donné que l'investissement prévu est colossal (entre 1,2 et 2 milliards d'euro) (Engie, 2022) et que la guerre Russo-ukrainienne est un événement conjoncturel. En effet, les prix de l'électricité tendent de plus en plus vers un retour à la normale comme on peut le voir sur ce graphique.

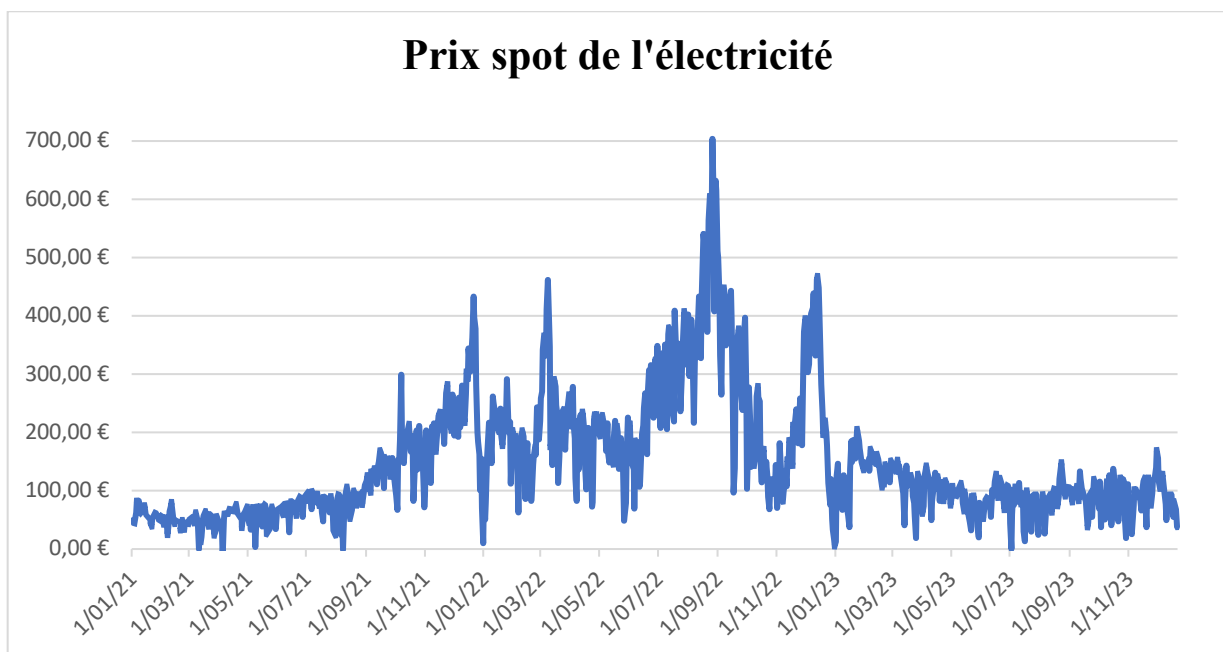


Figure 9 - Évolution du prix de l'électricité sur le marché de gros [Belpex, 2023]

Enfin, comme ce système ne rémunère que les coûts variables, comment peut-on être sûr que la marge que prend la centrale plus compétitive va être suffisante pour combler les coûts fixes ? Pour conclure, cette méthode de fixation de prix est relativement arbitraire, car le principe de concurrence que nous avons évoqué précédemment n'est, dans les fait, pas vraiment effectif.

3 Le nucléaire

Dans le futur, la Belgique a comme projet d'arrêter la production d'énergie à l'aide de centrales nucléaires. Même si sur l'ensemble du marché européen, cela aura un impact négligeable, nous allons nous pencher sur les motivations d'une telle décision. Nous allons donc passer en revue les différents problèmes que peuvent présenter le nucléaire, mais aussi les diverses raisons qui expliqueraient le choix du gouvernement belge. Nous examinerons ensuite la rentabilité du nucléaire par rapport aux conditions de marché de ces dernières années.

3.1 Quels sont les inconvénients du nucléaire ?

3.1.1 Le risque nucléaire

Tout d'abord, le nucléaire n'est pas sans risques, un accident peut toujours arriver. Et cela s'est déjà produit. Il y a bien évidemment les tristement célèbres accidents de Fukushima ou encore de Tchernobyl, mais également de nombreux d'autres incidents moins connus. Le risque nucléaire ne s'arrête pas à une fuite dans un réacteur ou même une explosion nucléaire. Il y a également des accidents dans la recherche, dans le stockage et le transport des combustibles, dans l'extraction des matières premières (comme l'uranium par exemple), dans le traitement des déchets,... qui peuvent survenir. Le degré de gravité et les conséquences varient selon les circonstances.

Dans un premier temps, il est important de préciser ce qu'est un accident nucléaire. Selon le ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires français, un accident nucléaire est "*Un événement risquant d'entraîner un rejet de substances radioactives ou un niveau de radioactivité susceptible de porter atteinte à la santé publique*" (Géorisques, 2023). Il y a deux différents type de risque pour la population en cas d'accident nucléaire. Le premier

est le risque d'irradiation. Ce phénomène décrit les risques qu'entraîne le fait d'être directement exposé aux rayonnements issus de dépôts radioactifs dans l'environnement. Il faut savoir que notre corps est continuellement confronté à la radioactivité, car elle est constamment présente dans l'environnement. Seulement, un risque survient lors d'une exposition prolongée ou trop intense. Ensuite, intervient le risque de contamination. Celui-ci concerne l'interaction entre l'organisme (le peau, les poumons) et les particules radioactives (iode radioactif par exemple) libéré lorsqu'un accident survient. Les particules peuvent aussi bien être présentes dans l'air (sous forme de particules gazeuses) que sur terre (lorsque ces particules gazeuses se transforment et redescendent). Ces deux risques peuvent évidemment entraîner la mort, mais peuvent également, de manière immédiate, provoquer des brûlures et des nausées ainsi que des cancers et bien d'autres effets sur du long terme selon le taux d'exposition (Andra, 2023) .

En plus du risque pour la population, un accident peut avoir de grosses conséquences environnementales, comme lors d'un rejet accidentel de substances radioactives dans l'atmosphère. La gravité de ce potentiel incident dépend également des conditions météorologiques. De fait, cela dépend de la concentration de substances radioactives, de la direction du vent lors des rejets et si ceux-ci sont effectués en hauteur. Petit à petit, les substances radioactives gazeuses retombent dans l'environnement. Il y a alors deux types de dépôts : les dépôts secs et humides. Le dépôt sec désigne les particules gazeuses qui se déposent sur les surfaces. Les dépôts humides se développent dans les endroits soumis à des précipitations telles que la pluie ou la neige. Ce processus découle du nettoyage par les gouttes d'eau des particules radioactives ou des gaz solubles (comme l'iode) présent dans l'air. Plus l'air environnant est contaminé, plus les dépôts sont significatifs. Lorsqu'il pleut, un dépôt humide vient s'ajouter au dépôt sec, ce qui augmente considérablement le dépôt total, mais diminue la portée de contamination (Annexe 3). Ces deux différents types de dépôts ont des propriétés diverses. Ils ont des conséquences à court terme sur la chaîne alimentaire. En effet, suite au passage des particules radioactives, les feuilles se trouvent contaminées, affectant ainsi les cultures végétales destinées à l'alimentation humaine et animale. Les légumes à feuilles sont les premiers touchés, bien que cette contamination diminue rapidement pour les légumes récoltés dans les semaines suivant l'événement, car les nouvelles feuilles formées ne sont pas exposées aux retombées radioactives. Les animaux se nourrissant d'herbe sont également contaminés immédiatement. Cela affecte particulièrement le lait dans les deux à trois jours suivant la formation des dépôts. La viande se contamine plus lentement, persistant si les animaux

consomment de l'herbe ou du fourrage contaminé. Globalement, après ce pic de contamination initiale, celle-ci diminue plus ou moins rapidement dans la chaîne alimentaire (IRSN, 2012).

En plus des conséquences immédiates et à moyen terme, les accidents nucléaires peuvent avoir des conséquences sur le long terme. Afin de bien comprendre les effets à long terme, il est d'abord important d'introduire le concept de radioactivité, d'isotope et de demi-vie. Certains éléments chimiques possèdent des versions instables, connues sous le nom d'isotopes radioactifs. La radioactivité est le résultat de l'instabilité du noyau atomique de ces isotopes radioactifs, qui cherchent à devenir stables par un processus de désintégration. Lors de ce processus, les isotopes radioactifs se transforment en d'autres éléments chimiques, émettant des rayonnements ionisants. Chaque isotope se désintègre à son propre rythme, caractérisé par sa période de demi-vie radioactive, indiquant le temps nécessaire pour que la moitié des isotopes se désintègrent. Par exemple, le césium-137 possède une demi-vie d'environ 30 ans, ce qui signifie qu'après 30 ans, il reste 50 % du césium-137, 25 % après 60 ans et 12,5 % après 90 ans. Suite à un accident nucléaire, certains des principaux isotopes présents dans l'environnement sont le césium-134 et le césium-137. Ce sont les rayons ionisants qui posent problème pour la santé. Ils peuvent provoquer, en fonction de l'exposition, des cancers et des malformations congénitales (ASN, 2021). C'est également à cause de ces rayons que, selon la gravité certaines zones deviennent des zones inhabitables pendant plusieurs dizaines d'années. Par exemple à Fukushima, selon Greenpeace, ce sont plus de 160 000 personnes qui ont dû quitter la zone depuis 2011 ce qui a provoqué un énorme impact tant économique que psychologique pour les familles. En effet, en 2021 on comptabilisait 2 317 décès indirects dû à des suicides ou à une dégradation des conditions de santé à la suite de l'évacuation (Greenpeace, 2021).

3.1.2 Le risque d'accident nucléaire en Belgique

Comme nous l'avons vu dans l'introduction, la Belgique compte sept réacteurs nucléaires, dont cinq actifs. A cela, on peut ajouter les centres de recherche nucléaire comme SCK CEN et Belgoprocess à Mol, l'Institut national des radioéléments (IRE) à Fleurus et le Joint Research Centre (JRC) à Geel pouvant présenter un risque sur le territoire. Il y a également les structures en périphérie rapprochée comme deux sites nucléaires à proximité de nos frontières, à Borssele (Pays-Bas) et à Chooz (France). L'ensemble de ces territoires sont extrêmement surveillés, mais y a-t-il un risque d'accident ? Comme tout risque, le risque zéro

n'existe pas. Cependant, au cours de la période 2018-2023, le Centre de crise National belge a supervisé une vaste évaluation des risques, dirigée par divers experts, évaluant les dangers selon leur probabilité et leur impact sur la population, la société, l'environnement et l'économie. Concernant le risque d'accident dans une installation nucléaire, l'analyse a mis en évidence un impact potentiellement catastrophique, tout en notant une possibilité très improbable de survenue (Centre de Crise National, 2023).

Il est également important de préciser que lorsqu'un accident survient, il est dramatique et peut faire beaucoup de dégâts. Tant, humainement parlant qu'au niveau environnemental. Cependant, toute production d'électricité présente des risques et lorsqu'on prend un peu de recul, on voit que la production d'électricité, via le nucléaire, n'est pas la technologie de production qui fait le plus de victimes. En effet, la technologie la plus meurtrière, lorsqu'on prend en compte uniquement les décès causés par la pollution de l'air et les accidents, est la production d'électricité à l'aide de charbon avec 24,6 morts par térawattheure produit. Viens ensuite, la production d'électricité avec du pétrole avec 18,4 morts par térawattheure produit. Le nucléaire est à la septième place de ce classement avec 0,03 morts par térawattheure produit. La biomasse, le gaz naturel, l'hydraulique ou même l'éolien comptent plus de morts par térawattheure produit. Seul le solaire est "plus sûr" avec seulement 0,02 morts par térawattheure produit (Statista, 2023).

Ensuite, les accidents survenus à Tchernobyl et à Fukushima sont considérés comme très peu probables dans notre pays, car nos centrales électriques présentent des caractéristiques fondamentalement différentes de celles concernant ces deux événements. En effet, selon le rapport publié par l'AFCN, nos centrales nucléaires sont résistantes aux phénomènes naturels extrêmes telles que les inondations et la foudre, comme l'ont confirmé les stress tests européens, dont le dernier a été réalisé en 2020 (AFCN, 2020). De plus, les centrales nucléaires belges disposent d'un double confinement en béton armé, contrairement à celles de Fukushima et de Tchernobyl. Elles intègrent cinq barrières de sécurité successives pour isoler les matières radioactives et éviter les fuites en cas d'accident. Et pour finir, les centrales nucléaires belges utilisent des réacteurs REP avec trois circuits d'eau distincts : primaire (radioactif et complètement confiné), secondaire (non radioactif qui sert à la production d'énergie) et tertiaire (non radioactif connecté avec l'extérieur). Le circuit primaire, contenant de l'eau radioactive, est confiné dans le bâtiment du réacteur tandis que les réacteurs de Fukushima (REB) n'avaient que deux circuits, sans le circuit intermédiaire, ce qui les différencie des réacteurs belges

(Forum nucléaire, 2023). Pour Tchernobyl, les réacteurs utilisés étaient des réacteurs RBMK. L'une des spécificités de ce type de réacteur est que lorsque la température de l'eau de refroidissement primaire augmente, la réaction nucléaire accélère et la puissance augmente (c'est exactement le contraire qui se passent lorsque l'eau de refroidissement primaire augmente dans les REP). Cela peut entraîner une augmentation de la puissance entraînant ainsi une réaction nucléaire incontrôlable. C'est ce qu'il s'est produit lors de l'accident (Engie, 2023).

Il y a donc un risque (qui est cependant limité) qu'un accident survienne, il existe donc différentes solutions afin de limiter les dégâts en cas d'accident. Il y a tout d'abord un éloignement de la population. Cette solution présente néanmoins des limites. En effet, dépendamment de la gravité de l'accident, cela serait un véritable défi technique d'évacuer des villes comme Anvers comptant plus d'un demi-million d'habitants et se trouvant à moins de 20km à vol d'oiseau de Doel (Annexe 4) (20km était le périmètre d'évacuation à Fukushima lors de l'accident nucléaire). Il y a également le port d'Anvers, qui est l'un des poumons économique belge et qui se trouve à seulement quelques kilomètres du parc nucléaire de Doel. Afin de limiter la contamination de la population environnante, il y a également une restriction temporaire de consommation et de vente des produits alimentaires locaux pour éviter les risques d'exposition interne. Ensuite, lors d'un accident nucléaire, des quantités d'iode radioactif peuvent être libérées. Cette substance radioactive peut temporairement être stockée par la glande thyroïde, augmentant ainsi le risque de cancer et d'autres problèmes de santé. La prise de comprimés d'iode stable au bon moment, empêche donc la thyroïde de stocker l'iode instable. Cependant en fonction du vent et de la gravité de l'accident, des vents radioactifs pourraient arriver jusqu'à Bruxelles. La distribution d'iode à l'ensemble des habitants de la capitale belge serait donc un véritable défi logistique. De plus, il n'est pas certain que le stock serait suffisant. En effet, Bruxelles compte 1,2 millions d'habitants. Un accident nucléaire serait donc dramatique et extrêmement difficile à gérer malgré les différentes solutions existantes afin de tenter de limiter les dégâts.

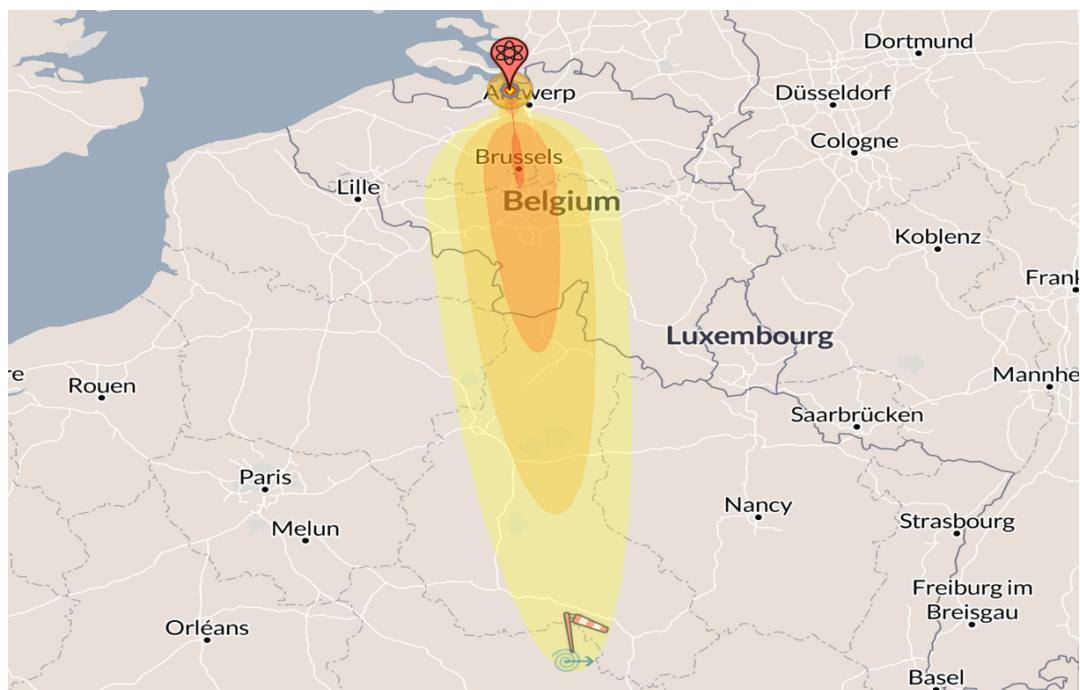


Figure 10 - Simulation d'un accident atomique d'une puissance de 1,2 Mt (le jaune indique 1 rad/h, le orange 10 rad/h, le rouge claire 100 rad/h et le rouge foncé 1000 rad/h) [NUKMAP]

3.1.3 Les déchets nucléaires

Il est connu que la production d'énergie nucléaire ne rejette pas de CO₂ dans l'atmosphère. Cependant le terme "énergie verte" ne fait pas l'unanimité lorsqu'on parle de nucléaire. En effet, les déchets rejetés par les centrales nucléaires sont radioactifs et ne sont donc pas renouvelables. Ces déchets issus de la production d'électricité ne représentent que 10% des déchets radioactifs dans le monde. Nous allons dans ce point, voir comment les déchets sont traités.

Commençons par définir ce qu'est un déchet nucléaire. Le terme "déchets nucléaires" englobe tous les déchets radioactifs nécessitant un traitement et un stockage sécurisés. Cependant, ces déchets ne possèdent pas tous le même degré de radioactivité, ce qui implique des variations dans leur traitement. Comme mentionné dans le point précédent, lors du processus de désintégration spontané, les éléments radioactifs émettent des rayons ionisants. Parmi ces rayons ionisants, il y a les rayons alpha, beta et gamma avec des propriétés de pénétration différentes. Les rayonnements alpha peuvent être stoppés par une simple feuille de papier, tandis que les rayonnements bêta peuvent être arrêtés à l'aide d'une feuille d'aluminium. En revanche, pour bloquer les rayonnements gamma, des parois épaisses de béton ou de plomb

sont nécessaires. En plus des différents types de rayons, il y a différents degrés de contamination. Les composantes des centrales nucléaires telles que les canalisations, les filtres, les déchets issus de la production de combustible nucléaire,... sont considérées comme des déchets de moyenne activité. Les combustibles usés sont eux considérés comme des déchets de haute activité (Forum nucléaire, 2023). Il y a également une classification selon la durée de radioactivité des déchets. Les déchets de faible ou moyenne activité et de courte durée de vie sont des déchets de catégorie A. Ils sont destinés à être stockés dans une installation de surface à Dessel. Les déchets de faible ou moyenne activité à longue durée de vie (catégorie B) et les déchets de haute activité à courte ou longue durée de vie (catégorie C) seront ultimement stockés dans des couches géologiques profondes au sein d'une installation dédiée. Pour déterminer les quantités de déchets, l'ONDRAF (Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles) prend en compte à la fois les déchets existants et à venir en établissant des prévisions détaillées sur les types et les quantités de déchets à gérer et à stocker. Ces projections reposent sur le programme nucléaire de la Belgique, en tenant compte de la durée de vie opérationnelle des centrales nucléaires ainsi que de leur démantèlement. Elles ont cependant été calculées sans prendre en compte la prolongation des réacteurs Doel 4 et Tihange 3. Pour les déchets de faible ou moyenne activité et de longue durée de vie (déchets B), on prévoit un volume total d'environ 9 100 m³ (ce qui représente un terrain de football remplis sur 1 mètre de haut). Quant aux déchets de haute activité et de courte ou longue durée de vie (déchets C), on prévoit un volume total d'environ 2 800 m³ (ONDRAF, 2021).

Le processus de traitement des déchets nucléaires comprend plusieurs étapes : la collecte, le tri initial basé sur leur niveau de radioactivité, le conditionnement dans des contenants adaptés et des traitements spécifiques selon leur nature. Les déchets solides peuvent comprendre divers matériaux telles que des pièces métalliques, du béton, des résines organiques, nécessitant des traitements spécifiques comme l'incinération, la fusion ou la vitrification pour réduire leur volume et leur radioactivité. Les déchets liquides subissent généralement des procédés de filtration, d'évaporation ou de traitement chimique pour diminuer leur niveau de radioactivité avant stockage. Quant aux déchets gazeux, ils peuvent être comprimés dans des conteneurs spéciaux ou incorporés dans des matrices solides pour éviter leur dispersion (AIEA, 2023). Après traitement, ces déchets sont temporairement stockés dans des installations sécurisées (c'est Engie qui gère le stockage intermédiaire de la majorité des déchets nucléaires). Les déchets sont ensuite éliminés ou placés de manière permanente dans des installations souterraines, des couches de sel ou d'autres structures appropriées gérées par

ONDRAF et sa filiale Belgoprocess. Le problème est qu'une grande partie des déchets stockés temporairement sont dans l'attente d'une décision politique concernant le lieu de stockage à long terme. L'ONDRAF ne peut donc pas encore mettre d'installation d'entreposage définitif à disposition (Engie, 2023).

Comme nous l'avons vu précédemment, les déchets de haute intensité ne représentent pas un si grand volume par rapport à une production d'électricité nucléaire belge durant ces dernières années. Cela est dans un premier temps dû au fait que 100g d'uranium enrichi produisent autant d'électricité qu'une tonne de pétrole. Ensuite, pour l'opinion publique, les déchets nucléaires ne sont pas recyclables, mais cette information n'est pas tout à fait vraie. En effet, en France par exemple, 96% du combustible nucléaire utilisé peut être recyclé. De plus, les déchets hautement radioactifs à longue durée de vie ne représentent que 0,2 % du total des déchets radioactifs. Ils sont eux effectivement traités pour être enfouis par la suite (Orano, 2023).

Bien que la quantité de déchets nucléaires hautement radioactifs ne soit pas très importante, ils s'accumulent au fur et à mesure du temps et restent dangereux durant des centaines d'années, voire des milliers d'années pour les déchets les plus radioactifs (EDF, 2023). Il n'y a pas encore vraiment de solution viable afin de valoriser ou recycler l'entièreté des déchets nucléaires. C'est donc pour cela qu'actuellement, ils sont pour la majorité, destinés à être enfouis dans des endroits adaptés.

3.1.4 L'uranium est-il problématique ?

Comme nous le savons, les centrales nucléaires fonctionnent grâce à la fission d'uranium 235. Cependant, l'obtention de cette ressource nécessite plusieurs manipulations qui ne sont pas forcément aussi neutres en carbone que la fission. Nous allons donc nous pencher sur l'extraction de l'uranium ainsi que sa disponibilité sur la planète.

Tout d'abord, il faut savoir que l'uranium naturel n'est pas fissile. Il faut donc après l'avoir extrait, le traiter afin d'obtenir de l'uranium 235, un isotope de l'uranium naturel. L'extraction de l'uranium, qui est métal répandu dans le sous-sol terrestre, implique l'extraction de minerais dans des gisements à ciel ouvert ou en galeries souterraines, notamment en Australie, aux États-Unis, au Kazakhstan, au Canada, en Afrique du Sud et en Russie.

Contrairement au gaz, les sources d'uranium ne sont pas rares et sont relativement bien réparties dans le monde. Elles sont cependant peu présentes en Europe. En effet, on compte seulement 103 millier de tonnes d'uranium naturel (à maximum 260\$/kg) reparti sur le continent. Grâce à sa répartition relativement équilibrée, on peut intuitivement penser que cela réduit les risques d'augmentation soudaine des prix, comme cela a été le cas avec le gaz russe ces dernières années (en effet, 65% du gaz naturel mondial se trouve en Russie et au Moyen-Orient) (IFPEN, 2023). Sauf que même si les sources d'uranium sont beaucoup plus nombreuses que les sources de gaz naturel, 49% des exportations mondiales proviennent du Kazakhstan (Gouvernement du Canada, 2022). On peut d'ailleurs voir que le prix de l'uranium n'est finalement pas si stable. En effet, il a été multiplié par trois entre 2020 et novembre 2023, il est passé de 48€/kg en janvier 2020 pour arriver à 125€/kg en novembre 2023 (statista, 2023). Mais comme les centrales nucléaires se retrouvent rarement derrière les centrales fonctionnant à l'aide d'énergies fossiles dans le Merit Order, cela a finalement peu d'impact sur le prix de l'électricité.

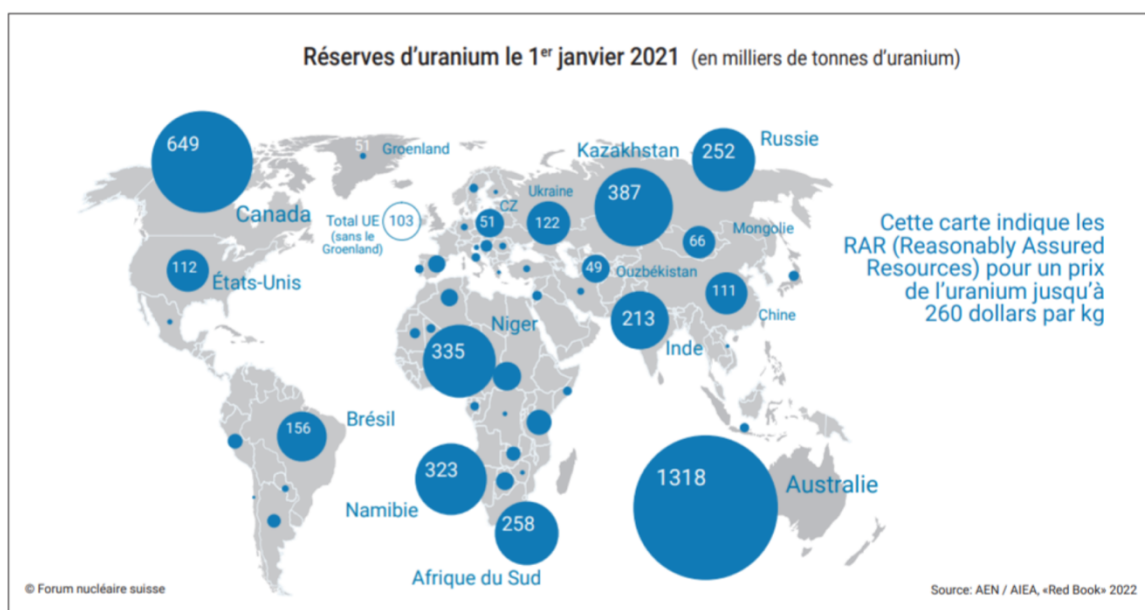


Figure 11 - Répartition de l'uranium dans le monde en 2021 en millier de tonnes [Forum nucléaire Suisse, 2023]

Lorsque les minerais sont extraits, on isole l'uranium par procédé chimique afin d'obtenir une poudre jaune extrêmement riche en uranium. Il faut en moyenne une tonne de minerais pour obtenir 10kg d'uranium concentré à 75%. La part d'uranium 235 dans l'uranium naturel est de 0,7%. Or, il faut qu'elle soit d'au moins 3% afin d'être fissile. On va donc enrichir l'uranium naturel afin qu'il puisse servir de combustible aux centrales nucléaires. L'uranium

enrichi est ensuite transformé en petite pastille de 7g pouvant libérer autant d'énergie qu'une tonne de charbon. Ces petites pastilles d'énergie sont placées dans le cœur des réacteurs pour des réactions de fission pendant 4 à 5 ans (Forum nucléaire Suisse, 2023). Le combustible utilisé est par la suite remplacé et stocké dans l'eau pour piéger les radiations pendant 3 ans, puis comme nous l'avons vu précédemment, il est envoyé vers des installations de retraitement pour récupérer et réutiliser 96 % du combustible utilisé. Les déchets ultimes sont eux destinés à être enfouis à long terme (AIEA, 2023).

L'uranium est donc abondamment présent sur terre. Cependant, son accès n'est pas forcément identique partout. Les réserves d'uranium à bas coût pourraient alors disparaître. En effet, si l'expansion de l'énergie nucléaire d'ici 2040 se réalise conformément aux projections, avec une augmentation prévue de la capacité nucléaire jusqu'à 677 GW, la demande annuelle mondiale d'uranium pourrait grimper à 108 000 tonnes. Selon l'agence pour l'énergie nucléaire (AEN) et l'agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), les réserves d'uranium actuellement connues seraient amplement suffisantes pour répondre à cette demande. Toutefois, on estime que 80 % des réserves exploitables d'uranium dans la catégorie de prix inférieur à 80 dollars par kilogramme seront épuisées d'ici 2040 contre seulement 26 % dans la catégorie de prix allant jusqu'à 130 \$/kg. Bien que la quantité d'uranium sur Terre soit plus que suffisante à long terme, il est probable que le coût de l'électricité nucléaire augmente progressivement avec le temps (Forum nucléaire Suisse, 2023).

De plus, l'extraction de l'uranium n'est pas sans risques. En effet, l'extraction minière d'uranium comporte des risques majeurs pour la santé humaine tout au long de son cycle. Les mineurs sont exposés au radon (gaz radioactif provenant de l'uranium), responsable du cancer du poumon. L'ingestion d'uranium peut également être toxique pour les reins. **Chaque tonne d'uranium génère entre quatre et cent tonnes de déchets radioactifs, contenant toujours 80% des éléments radioactifs d'origine. Ces déchets sont stockés dans des étangs ou des zones de confinement et se répandent sur de vastes étendues en contaminant les eaux souterraines ainsi que les rivières.** Cette accumulation de déchets rend les terres stériles et provoque une contamination généralisée des plantes, des animaux et des humains, ayant des effets sanitaires à long terme (Ruysschaert, 2023). Il ne faut pas oublier non plus que si on prend tout le cycle de vie de l'uranium, la production d'électricité à l'aide du nucléaire n'est pas neutre en carbone. En effet, il y a des émissions de CO₂ lors de son extraction, de son transport,... Ces émissions de CO₂ sont difficiles à estimer et restent marginales par rapport aux technologies de

production d'électricité comme les centrales à gaz, charbon ou à fioul. Selon le rapport du GIEC, les centrales nucléaires émettent en moyenne 12g CO₂/kWh contre 490g pour les centrales à gaz et 820g pour les centrales à charbon (GIEC, 2018).

3.1.5 Le nucléaire est-il pilotable ?

Comme nous l'avons vu dans l'analyse du marché de l'électricité, la production d'électricité, à l'aide des centrales nucléaires, sert pour la base de puissance demandée. Ce ne sont pas les centrales nucléaires que l'on appelle pour ajuster la demande au pixel près. Pour quelle raison ne fait-on pas varier la production des centrales nucléaires ?

Tout d'abord, il est important de définir ce qu'est une source d'énergie pilotable. Une énergie pilotable est donc une forme d'énergie capable d'être générée en accord avec les besoins en électricité. Son objectif est de garantir la stabilité du réseau électrique en réagissant rapidement aux fluctuations de la demande. En ce qui concerne les réacteurs nucléaires, ils sont pilotables, mais dans une certaine mesure. Un réacteur nucléaire REP (type de réacteur présent en Belgique) peut faire varier sa puissance, mais relativement lentement. En effet, la France (qui détient le même type de réacteur nucléaire) qui est réputée pour être l'un des pays modulant le plus la charge de ses centrales nucléaires a en 2020, fait varier ses centrales nucléaires jusqu'à 6,2% en 30 minutes contre 176% pour ses installations hydrauliques et 62% pour ses centrales à gaz dans le même laps de temps (Annexe 5) . Avec une part de renouvelable non pilotable de plus en plus importante, il n'est donc pas sûr que la pilotabilité des centrales nucléaires seules soit suffisante. Et cela est dû au fait que les centrales nucléaires en activité à l'heure actuelle (construites entre 1978 et 1999) n'ont pas été construites pour être modulables. De trop grosses variations peuvent poser des problèmes de vieillissement, d'usure,... Les raisons d'une faible modularité sont également économiques. Contrairement aux centrales thermiques utilisant des combustibles fossiles où les coûts variables sont considérables, les coûts d'exploitation d'un réacteur nucléaire sont principalement fixes, représentant environ 90 % des dépenses totales. Par conséquent, si un réacteur ne fonctionne pas à sa pleine capacité, ses coûts de production augmentent rapidement et donc la rentabilité de celui-ci diminue en parallèle (Morris, 2018).

Il existe une solution pour augmenter la modularité des centrales nucléaires. Bien que la France fasse déjà varier la charge de ses réacteurs, ce n'est que le début. En effet, plus il y

aura de l'énergie non pilotable (comme les énergies renouvelables (ENR)), plus il faudra faire varier la charge des réacteurs. Et pour cela, un nouveau type de réacteur a vu le jour au cours de ces dernières années. Les petits réacteurs modulaires (PRM) sont des réacteurs nucléaires avancés dont la capacité énergétique peut atteindre jusqu'à 300 MW par unité, représentant environ un tiers de la production électrique des réacteurs classiques. Les réacteurs nucléaires modulaires offrent des avantages en réduisant à la fois les coûts et les délais de construction (IAEA, 2021). En effet, on peut lire dans le rapport du parlement européen publié le 6 décembre 2023 que *"Les PRM permettent de réaliser des économies, sur le plan des coûts et en durée de construction, et sont moins gourmands en combustible"* (Parlement européen, 2023). Ce qui permettrait d'atténuer la contrainte de production minimum qui est initialement nécessaire pour couvrir les coûts fixes astronomiques. Ils seraient également utile afin d'ajuster la production plus aisément en fonction de la demande d'électricité. Certaines énergies renouvelables, comme l'énergie éolienne et solaire, sont variables et dépendent des conditions météorologiques et de l'heure de la journée. Les réacteurs nucléaires modulaires pourraient être combinés à ces sources d'énergies renouvelables pour améliorer leur efficacité au sein d'un système énergétique hybride.

En conclusion, le nucléaire tel qu'on le connaît aujourd'hui n'est pas vraiment conçu pour être modulable tant sur le plan technique que économique. Il est cependant possible qu'on utilise des PRM dans le futur afin de gérer l'intermittence des ENR.

3.2 Pour quelles raisons la Belgique a-t-elle décidé d'arrêter le nucléaire ?

Nous avons vu les différents défauts que peuvent présenter le nucléaire, mais cette technologie présente aussi des qualités. En effet, elle permet par exemple de produire une grande quantité d'énergie tout en émettant relativement peu de carbone. On va donc voir de manière plus détaillée les raisons qui ont motivé la Belgique à arrêter le nucléaire sur son territoire.

Le raison de la fermeture des centrales nucléaires en Belgique est relativement simple, les centrales étant vieillissantes, il faut donc les démanteler pour des raisons de sécurité. C'est pour cela, que le gouvernement "Arc-en-ciel" de Verhofstadt I a, en 2003, adopté une loi prévoyant la sortie du nucléaire. Cette loi prévoyait la fermeture des sept réacteurs nucléaires

du pays après 40 ans d'exploitation. Tihange 1 et Doel 1 et 2, devaient donc fermer en 2015, tandis que les quatre autres réacteurs (Tihange 2 et 3, Doel 3 et 4) étaient programmés pour être fermés au plus tard en 2025. Comme nous l'avons vu dans l'introduction, cette loi a été modifiée ultérieurement, étendant la durée d'exploitation opérationnelle de Tihange 1 ainsi que de Doel 1 & 2 de 10 ans, les portant ainsi jusqu'en 2025. La prolongation de l'exploitation de Tihange 1 a été approuvée pendant le mandat de Di Rupo, tandis que celle de Doel 1 et 2 a été votée pendant le mandat de Charles Michel. Dans les deux cas, la raison principale derrière cette prolongation était d'assurer la sécurité de l'approvisionnement énergétique (Forum nucléaire, 2023). En effet, aucun investissement n'avait été réalisé afin de remplacer les unités de production destinées à fermer.

En raison des incertitudes sur le marché de l'électricité, (notamment les bas prix de l'électricité sur le marché de gros), aucun investisseur privé n'a manifesté d'intérêt pour la construction de nouvelles capacités de remplacement en Belgique entre 2003 et 2015 malgré la perspective imminente de fermeture des centrales nucléaires et à la nécessité de les remplacer. C'est donc pour cela que le gouvernement belge (sous Charles Michel) a décidé en 2019 de mettre en place un mécanisme de rémunération de capacité comme nous l'avons vu précédemment. De cette manière, les investisseurs seront partiellement indemnisés pour la construction de nouvelle capacité de production (Forum nucléaire, 2023). Ce qui en 2021 a porté ses fruits, car deux nouvelles centrales à gaz devraient être opérationnelles pour l'hiver 2025-2026 (Allo, 2023).

Le but avec cette sortie du nucléaire n'est cependant pas de le remplacer complètement par du gaz. En effet, comme l'a dit le coprésident d'Écolo Jean-Marc Nollet en 2021, *"On ne remplace pas le nucléaire par du gaz. L'objectif, et c'est dans l'accord de gouvernement, c'est de remplacer le nucléaire par du renouvelable, 100% d'énergie renouvelable"* (comme au Danemark où 90% de l'électricité est produite avec des ENR ou même en Norvège où 88% de l'électricité est de l'hydraulique). Le gaz servirait donc plus d'appui pour gérer l'intermittence des ENR. Le but est de pousser l'investissement de nouvelles centrales à gaz ultramodernes qui offriront une transition rapide de l'utilisation du gaz naturel vers des sources comme le gaz vert ou l'hydrogène décarboné. Elles sont conçues pour remplacer rapidement sur le marché des centrales plus polluantes, telles que celles fonctionnant au charbon. Cela libérera certes un peu plus de CO₂ en Belgique, mais permettra de diminuer la libération de CO₂ à l'échelle européenne (Lechien, 2021).

3.3 Le nucléaire est-il rentable ?

Il n'est pas vraiment facile de savoir si le nucléaire est vraiment rentable, car cela dépend d'autant de facteurs que de scénarios. En effet, cela dépend du temps d'exploitation, du prix du combustible qui peut varier, mais cela dépend aussi du prix auquel le producteur arrive à vendre son électricité (ce qui généralement dépend du prix de gros) et de la localisation de production.

Comme élément de réponse pour savoir si le nucléaire est rentable, nous avons le rapport de l'agence internationale de l'énergie rédigé en 2015. Selon ce rapport, ce sont les centrales à charbons qui coûtent (coût total) le moins cher avec un coût de 62,51€ du MWh. Vient ensuite le nucléaire EPR avec un coût moyen de 63,13€ du MWh. La production d'électricité la plus chère au MWh est la production d'électricité à l'aide de panneaux photovoltaïques avec un coût moyen de 191,94€. Pour la production d'électricité à base de gaz, cela dépend de la technologie utilisée. Il est de 76,96€ du MWh pour la production d'électricité à l'aide de cycle combiné est de 98,43€ du MWh à l'aide de cycle ouvert (Forum nucléaire, 2018). Il faut cependant actualiser tous ces chiffres. En effet, c'est en 2014 que la taxe carbone a vu le jour. Ce qui rend plus coûteux la production d'électricité à l'aide du charbon étant donné que c'est le moyen de production émettant le plus de CO₂. Elle coûtait 7€ par tonne de CO₂ émise en 2014 contre environ 100€ la tonne en 2023 (AFP, 2023). Il y a eu également beaucoup d'innovation et donc de réduction de coût pour les ENR. En 2015, les ENR étaient des moyens de production de "niche", ils sont maintenant au centre de l'attention en raison d'une réglementation orientée vers un projet zéro carbone (exemple, la taxe carbone). En effet, en 2015, le coût moyen d'un MWh produit par des éoliennes offshore était de 143,11€ alors qu'il était en 2020 à 80€ selon l'agence internationale des énergies renouvelables (IRENA). Le photovoltaïque moyen était en 2020 à 54,15€ du MWh (IRENA, 2021). Pour le nucléaire, on peut dire que le coût de production est relativement stable. Ce qui à première vue semble logique, car les installations sont là pour de longues années et ses principaux coûts sont ses coûts fixes. Cela se vérifie par une estimation de la commission de régulation de l'énergie (CRE) en France. En effet, ils estiment que le coût complet du nucléaire pour leur parc s'élève à respectivement 60,7 €/MWh sur la période 2026-2030 et 59,1 €/MWh sur 2031-2035 (CRE, 2023). Même s'il y a une légère diminution, on peut observer une certaine stabilité. Son coût peut même encore descendre en cas de LTO. Il ne faut cependant pas oublier que le démantèlement des centrales pourrait faire augmenter ce prix. En effet, Engie a dû déclarer une augmentation de 3,3 milliards d'euros dans ses provisions (dont 2,9 milliards pour Synatom) destinées au démantèlement des centrales nucléaires en Belgique

ainsi qu'à la gestion du cycle du combustible nucléaire. Cette augmentation découle de la révision triennale effectuée par la Commission des provisions nucléaires (AGEFI - Dow Jones, 2022). Synatom, une filiale d'Engie légalement responsable de la couverture des coûts de démantèlement et de la gestion des déchets des centrales nucléaires belges, affichait donc en 2022 une provision de 8,8 milliards d'euros pour le démantèlement et de 9,1 milliards pour la gestion des déchets (Synatom, 2023).

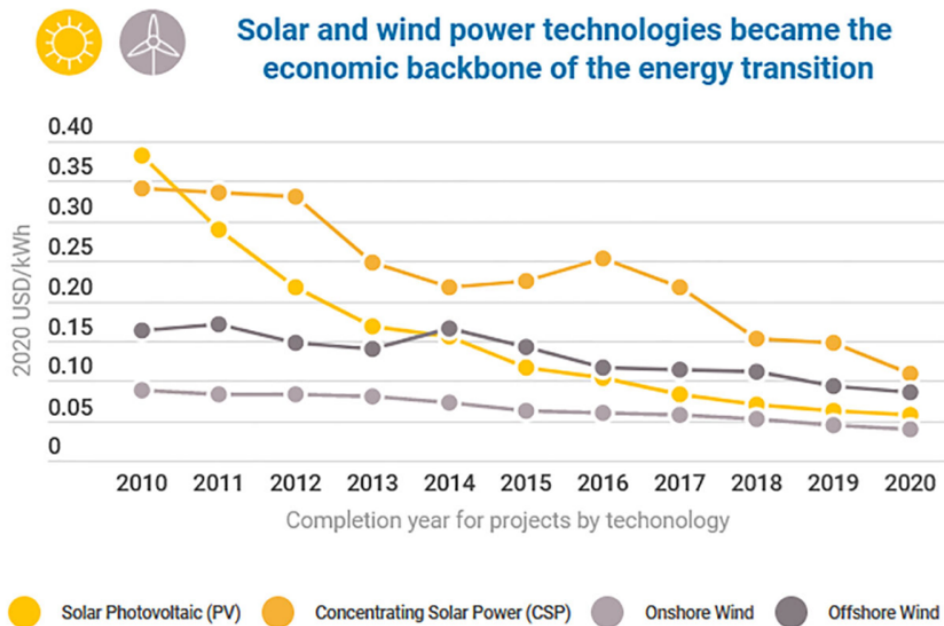


Figure 12 - Évolution de coût de production de l'électricité en fonction de la technologie de production (type ENR) [IRENA, 2021]

Maintenant que nous avons un meilleur aperçu sur l'évolution du coût de production des différentes technologies électriques, on peut les comparer avec le prix de marché spot de l'électricité des dernières années. Au début du premier trimestre de 2015, les prix de marché Day-Ahead (pour le lendemain) étaient de 44,9 €/MWh (CRE, 2015). Et de fait, le prix moyen du MWh a été de 2010 à 2021 entre 30€ et 50€. C'est seulement à partir de 2022 que les prix ont explosé et que les centrales ont pu rentrer dans leurs coûts. La production d'électricité n'étant pas rentable, on a mis en place le marché de capacité ainsi que des subventions garantissant un prix minimum pour les ENR (on appelle cela des certificats verts). De ce fait, les investisseurs de ce secteur étaient suffisamment rémunérés pour se lancer. Ces financements ont été possibles grâce à une taxe prélevée sur les factures d'électricité (Wallonie, 2022).

3.4 Comment la Belgique va-t-elle remplacer le nucléaire ?

La Belgique a pour but de fermer petit à petit ses sept réacteurs nucléaires pour fermer sa dernière centrale en 2035. Ses sept réacteurs (maintenant cinq) produisent depuis de nombreuses années entre 27 TWh et 48TWh par an. Il est donc légitime de se demander comment la Belgique envisage de pallier cette perte d'unité de production électrique. Comme mentionné précédemment, plusieurs solutions sont envisagées, telles que la construction de centrales à gaz, l'installation de nouvelles unités de production d'énergie renouvelable, voire même l'importation. Dans ce contexte, nous examinerons, à partir d'une étude menée en 2021 par l'Université d'Anvers, quel serait le parc énergétique optimal, prenant en considération à la fois des aspects économiques et écologiques, à travers l'exploration de différents scénarios. Ces divers scénarios ont été comparés à l'aide d'une modélisation URBS, un modèle d'optimisation linéaire de la distribution d'énergie prenant en compte la contrainte de demande horaire.

Cette étude a pour but de déterminer quels sont les mix électriques réalisables d'un point de vue technique et économique. Elle a comparé quatre différents scénarios avec le modèle électrique actuellement installé sur notre territoire afin de nous donner une indication quant aux modèles optimaux sans énergie nucléaire. Le premier modèle est un modèle appelé "Greenfield", il démarre sans aucune capacité préexistante offrant ainsi un aperçu de la configuration système économiquement la plus efficace, fondée sur les technologies actuellement disponibles, sans exclure aucune technologie potentielle. Les modèles "nuclear_out_potential" et "nuclear_out" interdisent tous les deux l'utilisation à la fois de l'énergie nucléaire et l'installation de nouvelles technologies produisant du CO₂. La distinction entre ces deux scénarios réside dans le fait que le scénario "nuclear_out_potential" ajoute une restriction supplémentaire : il limite la capacité d'installation de l'énergie éolienne en prenant en compte les contraintes géophysiques liées à sa disponibilité. Le dernier modèle "nuclear_out_all", réintroduit la cessation de la production d'énergie nucléaire, mais autorise également le déploiement de technologies non renouvelables pour remplacer l'énergie nucléaire perdue. Afin de comparer de manière exhaustive les différents modèles, il existe une modélisation du parc électrique actuel optimisé appelée scénario de "base", ainsi qu'un scénario non modélisé, illustrant l'utilisation effective du parc, nommé "statistic".

Les premiers résultats montrent que deux tendances se dégagent immédiatement. Tout d'abord, dans tous les scénarios, la part du gaz et des importations dans la production annuelle d'électricité est plus importante que dans le scénario de référence. Cette tendance est particulièrement marquée dans le scénario "Greenfield," où seules les centrales thermiques au gaz et l'électricité importée sont utilisées pour satisfaire la demande totale. Bien qu'il puisse sembler contre-intuitif que la part de production d'électricité provenant des centrales thermiques au gaz augmente dans les deux scénarios interdisant l'installation de nouvelles capacités de production non renouvelables (`nuclear_out_potential` et `nuclear_out`), cela est dû à une utilisation accrue de la capacité existante. De plus, il est remarquable de constater que dans tous les scénarios reposant sur le parc de production actuel, peu de capacité supplémentaire en énergie éolienne ou photovoltaïque est ajoutée. La solution visant à minimiser le coût total du système consiste principalement à augmenter la capacité des sources flexibles, telles que les centrales thermiques au gaz ou les importations d'électricité. Cependant, on constate que le scénario de base émet significativement moins de CO₂ que la réalité. Cette différence provient de l'utilisation dans le modèle de toute la capacité nucléaire disponible, ce qui est rarement le cas en pratique. En effet, il arrive fréquemment que certains réacteurs nucléaires soient mis hors service pour des raisons de maintenance (Annexe 6).

Une deuxième simulation a donc été lancée avec quelques ajustements : la disponibilité des centrales nucléaires a été restreinte pour s'aligner davantage sur leur disponibilité historique, tandis que les émissions totales de CO₂ ont été maintenues au niveau des émissions totales du scénario de référence, ajoutant ainsi une contrainte supplémentaire. Les nouvelles simulations indiquent un impact significatif de l'introduction d'une limite d'émissions, en particulier sur les centrales thermiques au gaz. Désormais, l'énergie éolienne en mer et l'importation d'électricité prennent une place prépondérante pour compenser la diminution de la production causée par l'arrêt de l'énergie nucléaire.

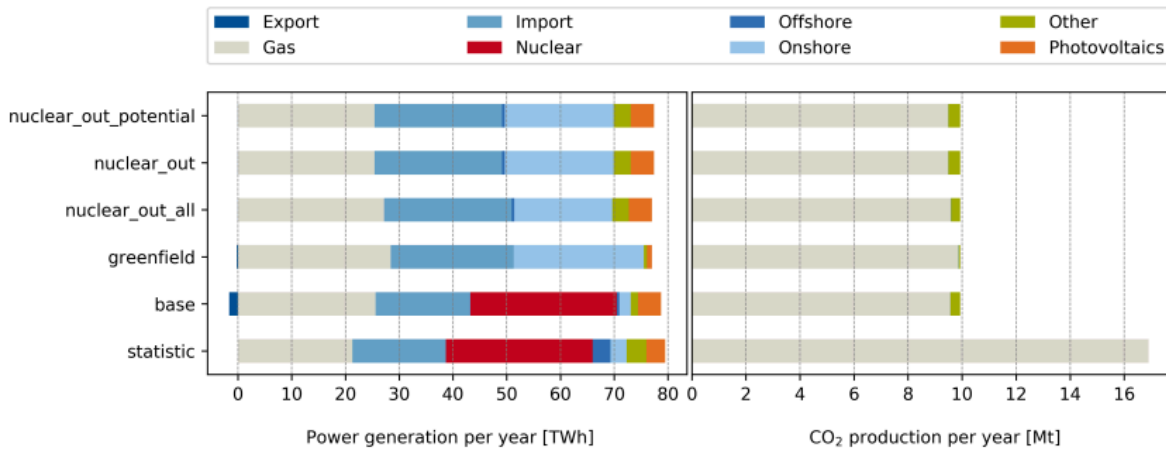


Figure 13 - Résultat de la simulation URBS avec une contrainte de disponibilité pour les centrales nucléaires et une contrainte de coût [Braet, Milis, Springael & Stüber, 2021]

Lorsqu'on analyse la puissance générée par source d'énergie chaque heure, ainsi que l'énergie stockée. On peut voir que dans le scénario de sortie du nucléaire complet "*nuclear_out_all*", l'énergie générée par le cycle combiné augmente, tout comme les importations d'énergie, sont les principales sources de remplacement de la production nucléaire. On remarque qu'en raison de l'aspect intermittent de l'énergie éolien et solaire, ces énergies sont rarement suffisantes pour répondre seules à l'ensemble de la demande électrique. Environ trois quarts de la charge du système doivent être comblés par un mix incluant importations, biomasse, biogaz et cycle combiné. Le stockage joue un rôle crucial post-sortie du nucléaire, avec une multiplication de la capacité requise par plus de quatre, passant à environ 25 000 MWh. En été, on peut voir que la puissance issue de l'énergie solaire photovoltaïque se révèle plus intermittente que celle provenant de l'énergie éolienne. Contrairement à l'énergie éolienne qui offre une bande de puissance relativement stable, l'énergie solaire fluctue davantage en raison de l'absence d'ensoleillement pendant la nuit.

Concernant les coûts, une sortie du nucléaire augmentera les coûts du système global dans tous les scénarios :

Table 1: Total yearly system cost per scenario, in € Billion

Scenario	Operating cost	Investment cost
<i>nuclear_out_potential</i>	3.0	1.2
<i>nuclear_out</i>	3.0	1.2
<i>nuclear_out_all</i>	3.0	1.1
<i>greenfield</i>	2.8	2.1
<i>base</i>	3.2	0

Figure 14 - Coût par scénario lié à la simulation URBS avec les contraintes de coût et disponibilité des centrales nucléaires [Braet, Milis, Springael & Stüber, 2021]

On peut effectivement voir que quoi qu'il arrive, la sortie du nucléaire entrainera une augmentation du coût total de au moins un tiers. La hausse des coûts est principalement attribuable au coût du stockage, en raison de la nécessité croissante de stocker l'énergie pour soutenir l'augmentation de la production d'énergie renouvelable intermittente. Par ailleurs, il peut sembler paradoxal que le scénario avec moins de contraintes, tel que le scénario "Greenfield", affiche le coût total le plus élevé. Cela s'explique par l'incapacité de ce scénario à tirer parti des infrastructures plus anciennes, déjà amorties mais encore fonctionnelles.

L'étude présente cependant certaines limites. Les données techniques non disponibles au public peuvent impacter la fiabilité des résultats. L'absence d'intégration géographique et l'exclusion des tendances émergentes comme la transition vers les véhicules électriques sont des points à considérer. Les simulations ne prennent pas en compte les pannes de courant et supposent des importations illimitées d'électricité. Les scénarios de sortie du nucléaire nécessitent une expansion majeure de la capacité de stockage, posant des défis techniques. Il est crucial d'effectuer des études complémentaires sur l'impact sur le réseau de transport et les risques de pannes pour garantir la stabilité de l'approvisionnement électrique en Belgique (Braet, Milis, Springael & Stüber, 2021).

En conclusion, les résultats projettent une augmentation significative des émissions de CO₂ (avant qu'on mette la contrainte d'émission) ou des coûts du système, avec une forte dépendance aux importations d'électricité. Il est cependant important de nuancer ces résultats. On parle d'une augmentation des coûts mais il est essentiel de notifier que cette augmentation des coûts est inévitable. En effet, nos centrales nucléaires arrivent en bout de vie. Des investissements seront donc nécessaires quoi qu'il arrive. Ensuite, ces estimations ne prennent pas en compte les impacts sur le réseau de transmission, nécessitant des investissements supplémentaires pour éviter les pannes de courant. Des analyses plus poussées sont donc nécessaires afin d'évaluer précisément l'impact des énergies renouvelables sur le réseau et les risques de pannes de courant lié à une dépendance accrue aux importations.

3.5 Quelles sont les limites de ces recherches ?

Comme nous le savons, le nucléaire est un sujet qui alimente les débats depuis de nombreuses années. En effet, cela fait plus de vingt ans que les politiques belges discutent dans un premier temps de la fermeture des centrales nucléaires belges et ensuite de leur prolongation.

Le point de vue des différents partis politiques sur ce sujet est souvent considéré comme l'un des points majeurs de leurs programmes, avec des opinions souvent bien tranchées. En plus d'être un sujet relativement politisé, l'opinion publique est forte et partagée. De plus, derrière le secteur nucléaire se cachent d'énormes enjeux financiers. En effet, le coût d'une centrale nucléaire de type EPR représente plusieurs milliards d'euros, et le commerce de l'uranium est l'un des piliers économiques de certains pays, comme le Kazakhstan, entre autres. Les grands acteurs du nucléaire ont donc tout intérêt à exercer une influence sur les personnalités politiques, les médias et l'opinion publique. On peut donc parler d'un certain lobbying sur le sujet. Dans ce travail, une attention particulière a été portée afin de présenter les informations de la manière la plus juste et objective possible. Cependant, il est essentiel de rester prudent et de garder à l'esprit que certaines informations collectées auprès des grands acteurs de l'industrie nucléaire ou dans certains médias peuvent être influencées par les intérêts de l'organisme ou les opinions de l'auteur de l'article.

4 Partie empirique

Après avoir décrit le marché de l'électricité ainsi que les différentes particularités du nucléaire, nous allons vérifier l'hypothèse d'un marché régi par le prix du gaz. Dans cette partie, nous allons pouvoir analyser l'impact du nucléaire ainsi que des différentes installations électriques d'un pays. Nous allons également calculer l'influence de la part du nucléaire sur les prix de l'électricité pour les consommateurs professionnels et les ménages. Nous ferons le même exercice pour la part du gaz. Dans un premier temps, nous allons prendre le prix affiché sur la facture du consommateur comprenant l'ensemble des postes de celle-ci (prix de l'énergie, transport et taxes). Nous allons ensuite refaire cette analyse en prenant seulement en compte le prix de l'énergie ainsi que son approvisionnement afin de voir si les résultats sont plus probants. Par la suite, nous allons faire une prévision de prix de l'électricité afin de voir analytiquement si cette explosion de prix va perdurer. Nous analyserons les exportations nettes d'électricité de la Belgique pour déterminer si notre pays a plutôt tendance à importer ou à exporter. Nous examinerons également l'historique des importations d'électricité afin d'évaluer la possibilité technique de compenser l'arrêt de nos centrales par le biais des importations.

4.1 Quel est le lien entre la part d'ENR et le nucléaire dans un pays ?

Afin de vérifier s'il existe un lien entre la part d'ENR et la part de nucléaire dans un pays, j'ai collecté les données relatives à la production d'électricité issue des centrales nucléaires ainsi que celles concernant la production d'électricité à partir des ENR. Les ENR dans ce travail englobent l'énergie produite à l'aide de la biomasse, de l'éolien, du solaire, de la géothermie, du stockage hydraulique. Les données, concernant la part des différents moyens de production de l'électricité par pays, ont été collectées sur le site "Electricity Maps " qui est un site internet fondé en 2016 par Olivier Corradi. Il a été fondé dans le but de pouvoir organiser les données mondiales sur l'électricité afin de promouvoir la transition vers un système électrique véritablement décarboné. Afin d'avoir des résultats pertinents, un échantillon de 16 pays dont 12 européens, 2 sud-américains, un africain (Afrique du sud) et un asiatique (Corée du sud), a été prélevé. La même expérience a été réalisée avec le même échantillon sur trois années différentes, 2018, 2020 et 2022.

Afin de vérifier le lien entre la part d'ENR et de nucléaire, j'ai calculé le coefficient de corrélation entre ces deux variables.

Pour l'année 2018, le coefficient de corrélation entre la part du nucléaire et la part d'ENR est de -0,28. Ce qui signifie à première vue que la relation entre ces deux variables est inversement proportionnelle. **Plus il y a de nucléaire dans un pays, moins il y aura d'ENR.** Cependant, la corrélation n'est pas parfaite. En effet, elle est plus proche de 0 que de -1.

On peut supposer que les résultats pour les années 2020 et 2022 seront proches de celui de 2018, car un parc électrique ne se change pas en quelques années, mais vérifions quand même les résultats obtenus pour les années 2020 et 2022. En 2020, le coefficient de corrélation est de **-0,311**. Il est de **-0,34** pour l'année 2022. On peut voir que même si la corrélation reste faible, elle évolue pour tendre vers -1. On peut donc supposer avec certaines réserves que la **part de centrales nucléaires peut freiner l'investissement dans les ENR.**

	Part de nucléaire		
	<u>2018</u>	<u>2020</u>	<u>2022</u>
Part de renouvelable	-0,282	-0,311	-0,340

Tableau 1 - Coefficients de corrélation entre la part d'ENR et la part de nucléaire en 2018, 2020 et 2022

4.2 Quel est le lien entre la part de nucléaire et les prix de l'électricité ?

Nous avons vu dans la partie théorique que l'électricité produite à base de centrales nucléaires n'avait pas vraiment d'influence sur le prix de gros de l'électricité en raison du Merit Order. Nous allons vérifier cette hypothèse. Pour cela, j'ai repris les proportions d'électricité produite à base d'énergie nucléaire que j'avais collectées sur le site internet "Electricity Maps". En ce qui concerne les différents prix pour les consommateurs, les données proviennent d'Eurostat, qui est le site de la Commission européenne rendant accessibles certaines données tels que les prix de l'électricité dans les différents pays européens. Dans un premier temps, nous allons comparer les prix au kWh pour un ménage consommant entre 2500 et 5000 kWh (comprenant l'ensemble des différents éléments de la facture d'électricité) avec la part de nucléaire dans le pays. Ensuite, nous comparerons les prix au kWh pour les professionnels ayant

une consommation entre 500 et 2000 MWh (comprenant l'ensemble des différents éléments de la facture d'électricité sans les taxes) avec la part de nucléaire dans le pays. J'ai pris un échantillon de 11 pays européens sur deux années différentes, 2018 et 2020. J'ai également décidé de réaliser cet exercice pour les prix au kWh des entreprises car les prix pour les professionnels diffèrent de ceux pour les ménages.

Afin de vérifier s'il existe un lien entre la part de nucléaire et le prix de l'électricité, j'ai d'abord calculé les coefficients de corrélation pour l'année 2018 afin de déterminer si la part de nucléaire avait tendance à augmenter ou à faire baisser le prix de l'électricité.

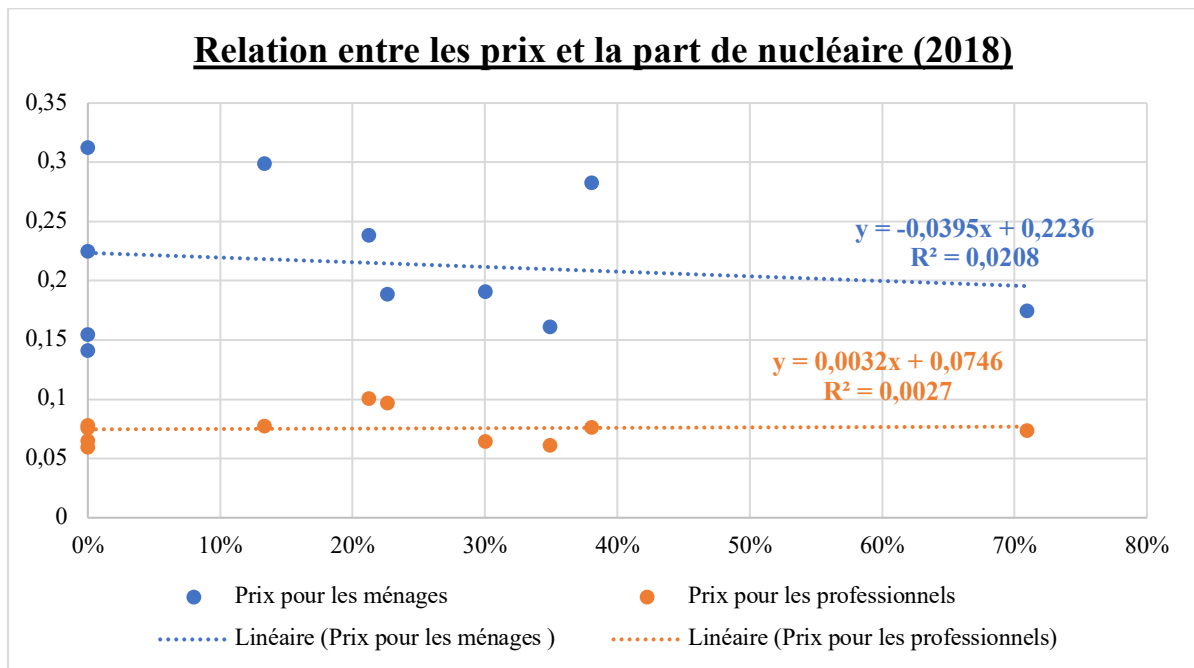
	Part de nucléaire	
	<u>2018</u>	<u>2020</u>
Prix pour les professionnels	0,05	0,129
Prix pour les ménages	-0,14	0,013

Tableau 2 - Coefficients de corrélation entre la part de nucléaire et les prix de l'électricité en 2018 et 2020

On peut effectivement voir que les résultats pour l'année 2018 ne sont pas très probants. En effet, le coefficient de corrélation est négatif entre la part de nucléaire et les prix des ménages, et positif entre la part de nucléaire et les prix professionnels. Cependant, ils sont tous les deux très proches de 0.

Pour l'année 2020, les résultats sont similaires. **Le coefficient de corrélation entre la part de nucléaire et les prix des ménages est de 0,013, ce qui est tellement proche de 0 que cela montre que ces deux variables ne montrent presque aucune corrélation.** En ce qui concerne le coefficient de corrélation entre la part de nucléaire et le prix des professionnels, il est de **0,129**. Cela montre une légère corrélation, mais ce résultat reste cependant relativement proche de 0. **Ce qui signifie à première vue qu'il n'y a pas vraiment de lien entre la part de nucléaire et les factures d'électricité.**

Nous allons vérifier cela à l'aide de deux régressions linéaires simples.



Graphique 1 - Régressions linéaires entre les prix de l'électricité et la part de nucléaire en 2018

Pour ces régressions, nous allons tenter de voir si les variables explicatives seront significatives pour déterminer la part de nucléaire dans le pays. Pour la première régression, nous désignons la variable dépendante Y comme le prix au kWh pour un ménage moyen et X comme la part du nucléaire dans le pays. Pour la deuxième régression, nous désignons la variable dépendante Y comme le prix au kWh moyen pour les professionnels et X comme la part du nucléaire dans le pays.

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X + \varepsilon$$

La régression linéaire simple est une méthode qui sert à identifier les liens de corrélation entre une variable expliquée (Y) et la variable explicative (X). Pour évaluer la significativité de la variable explicative, on peut utiliser un t-test à un niveau de confiance de 95%. Ce test d'hypothèse permettra de déterminer si la variable explicative a une influence significative sur la variable expliquée.

Les hypothèses statistiques sont :

$H_0 : \beta_1 = 0$

$H_1 : \beta_1 \neq 0$

H_0 : la pente de la droite est 0 donc aucune influence de la variable X sur la prédiction de la variable Y.

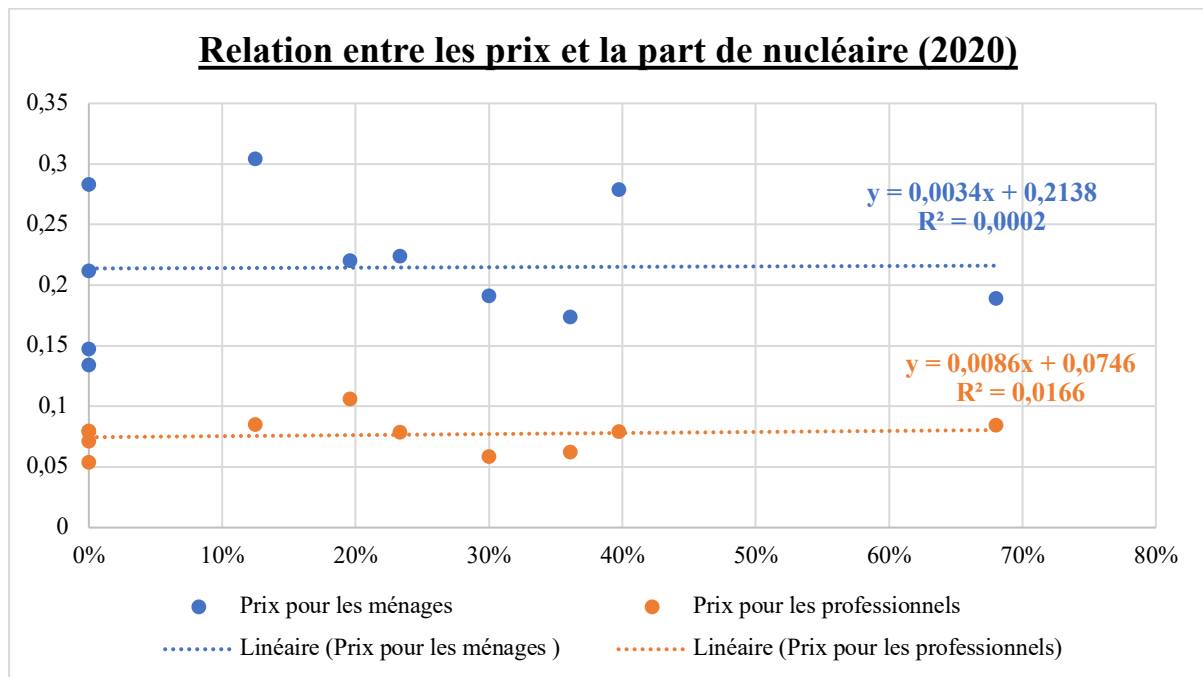
H_1 : la pente est différente de 0 donc il y a une influence de la variable X sur la prédiction de la variable Y.

Pour les résultats du t-test concernant le prix au kWh pour un ménage moyen et la part de nucléaire dans ce pays pour l'année 2018, nous obtenons :

	<i>Coefficients</i>	<i>Erreur- type</i>	<i>Statistique t</i>	<i>Probabilité</i>	<i>Limite inférieure pour seuil de confiance = 95%</i>	<i>Limite supérieure pour seuil de confiance = 95%</i>	<i>Limite inférieure pour seuil de confiance = 95,0%</i>	<i>Limite supérieure pour seuil de confiance = 95,0%</i>
Constante	0,224	0,027	8,319	0,000	0,163	0,284	0,163	0,284
Variable X	-0,040	0,090	-0,437	0,672	-0,244	0,165	-0,244	0,165

Tableau 3 - Résultats du t-test de la régression linéaire entre les prix de l'électricité pour un ménage moyen et la part de nucléaire en 2018

Pour rejeter l'hypothèse nulle, nous avons besoin d'une p-valeur $\leq 0,05$. Or, la p-valeur de la variable X est de **0,672**. En ce qui concerne les résultats du test entre la part du nucléaire et le prix au kWh pour les professionnels en 2018, nous ne pouvons pas non plus rejeter H_0 . En effet, la p-valeur est de **0,879**. Ainsi, pour l'année 2018, on peut conclure que la variable explicative dans chacun des deux tests n'est pas significative (Annexe 7). **Par conséquent, il se confirme que la part du nucléaire dans un pays n'a aucune incidence sur les factures payées par les consommateurs, qu'ils soient des professionnels ou non.** Cependant, nous devons vérifier cela pour l'année 2020 afin de déterminer si les résultats vont dans la même direction.



Graphique 2 - Régressions linéaires entre les prix de l'électricité et la part de nucléaire en 2020

En 2020, nous constatons également l'incapacité à rejeter les hypothèses nulles. En effet, la p-valeur de la variable X dans le test reliant le prix par kWh pour un ménage moyen à la part de nucléaire est de **0,969**. De même, dans le t-test associé au prix moyen par kWh pour les professionnels et la part de nucléaire, la p-valeur de la variable X s'élève à **0,71** (Annexe 8). On peut donc conclure que la part de nucléaire dans un pays ne peut pas expliquer les prix du kWh que ce soit pour les ménages ou les professionnels pour les deux années de tests. **En reformulant un peu, cela signifie que la part de nucléaire dans un pays n'a pas d'impact sur le montant des factures d'électricité dans ce pays.**

4.3 Quel est le lien entre la part de gaz et les prix de l'électricité ?

Comme nous l'avons vu dans la partie théorique, les centrales à gaz sont presque toujours allumées afin d'ajuster la production. En raison du Merit Order, les prix de l'électricité sont donc théoriquement constamment ajustés en fonction des coûts variables des centrales à gaz. Nous allons donc vérifier s'il existe un lien entre la part de gaz et le prix de l'électricité. Pour cela, nous allons d'abord calculer les coefficients de corrélation entre la part de gaz et le prix d'un kWh pour les consommateurs domestiques (consommant entre 2500 et 5000 kWh) et les professionnels (consommant entre 500 et 2000 MWh). Ensuite, nous effectuerons une

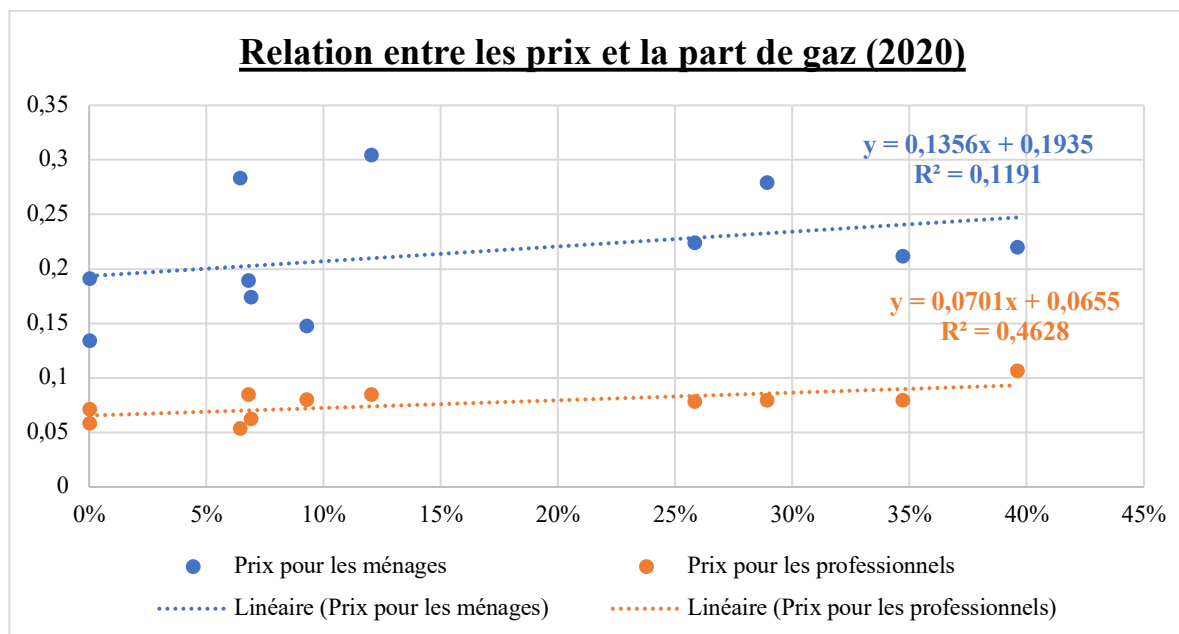
régression linéaire simple par catégorie de prix afin de vérifier si la part des centrales à gaz est significative pour expliquer le prix des factures d'électricité dans un pays. Pour rester pertinent, la sélection des pays est la même que pour le test précédent, soit les mêmes 11 pays européens. Les tests ont également été réalisés pour les années 2018 et 2020.

	Part de gaz	
	<u>2018</u>	<u>2020</u>
Prix pour les professionnels	0,67	0,68
Prix pour les ménages	0,25	0,345

Tableau 4 - Coefficients de corrélation entre la part de gaz et les prix de l'électricité en 2018 et 2020

Pour l'année 2018, on peut observer sur ce tableau que les coefficients de corrélation vont dans le même sens. En effet, le coefficient de corrélation entre la part de gaz et le prix payé par les ménages pour un kWh est de **0,25**, tandis que celui entre la part de gaz et le prix payé par les professionnels est de **0,67**. En 2020, les résultats sont similaires, avec un coefficient de corrélation de **0,345** pour la relation entre la part de gaz et les tarifs des ménages, et de **0,68** pour la relation entre la part de gaz et les tarifs pour les professionnels. Ces résultats peuvent nous indiquer dans un premier temps qu'il existe un lien direct entre les prix de l'électricité et la part des centrales à gaz dans le pays. Il est cependant nécessaire de rester prudent, car nous ne savons pas encore si la variable "part de gaz" est véritablement significative pour expliquer les prix que payeront les consommateurs dans un pays.

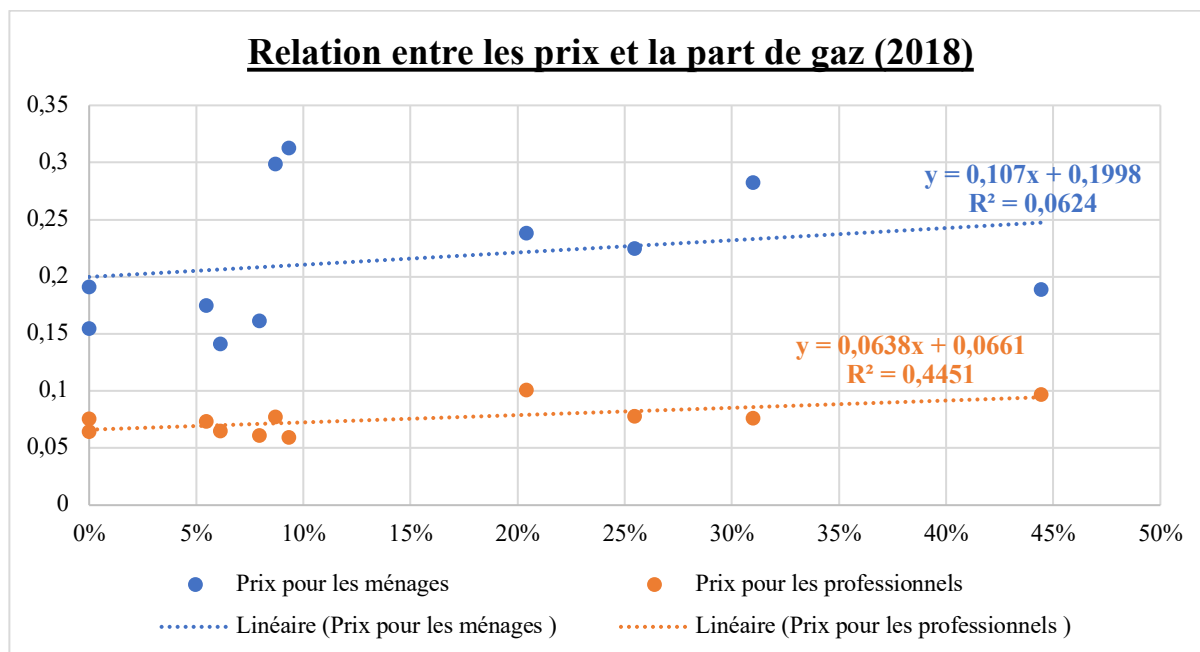
Pour vérifier cela, nous allons, comme dans le point précédent, effectuer deux régressions linéaires simples par année (une pour les prix moyens au kWh pour les ménages et l'autre pour les professionnels). Nous désignerons Y comme variable dépendante représentant le prix au kWh pour les ménages ou les professionnels, et X comme variable explicative représentant la part de centrales à gaz dans le pays. L'intervalle de confiance sera toujours de 95%



Graphique 3 - Régressions linéaires entre les prix de l'électricité et la part de gaz en 2020

Comme nous pouvons le constater sur ce graphique, le nuage de points de la relation entre le prix au kWh des ménages et la part de gaz est relativement dispersé, indiquant à première vue une faible corrélation entre ces deux variables. En revanche, le nuage de points concernant la relation entre le prix au kWh des professionnels et la part de gaz est lui plus resserré. Nous allons donc déterminer, grâce au t-test, si cette variable est significative pour expliquer la part de centrales à gaz dans un pays européen.

Comme anticipé, la variable X, dans la relation entre le prix moyen par kWh pour les ménages et la part de centrales à gaz, n'est pas significative dans l'intervalle de confiance de 95%. En effet, la p-valeur de ce t-test est de **0,299**, ce qui ne nous permet pas de rejeter l'hypothèse nulle. En revanche, la variable X relative à la relation entre le prix moyen par kWh pour les professionnels et la part des centrales à gaz semble être significative. En effet, la p-valeur du test de Student est de **0,021** ($\leq 0,05$), nous permettant de rejeter l'hypothèse nulle (Annexe 9). Ainsi, nous pouvons affirmer qu'en 2020, **la part de centrales à gaz semble expliquer le prix de l'électricité pour les professionnels.**



Graphique 4 - Régressions linéaires entre les prix de l'électricité et la part de gaz en 2018

Voyons maintenant si nous obtenons les mêmes résultats pour 2018. Pour la variable X concernant la relation entre le prix moyen par kWh pour les ménages et la part des centrales à gaz, nous obtenons une p-valeur de **0,459**. Concernant la variable X relative au résultat du t-test entre le prix moyen par kWh pour les professionnels et la part des centrales à gaz, elle est similaire au résultat de l'année 2020 avec une p-valeur de **0,025** (Annexe 10). Ainsi, comme pour 2020, nous pouvons rejeter l'hypothèse nulle pour la relation entre la part de gaz et les prix pour les professionnels mais ce n'est pas le cas pour la relation entre la part du gaz et les prix pour les ménages.

La différence de résultats entre les tarifs des professionnels et les prix payés par les ménages pourrait être expliquée par une hypothèse. Il est possible que ces résultats soient biaisés par la tentative d'explication du prix au kWh de l'ensemble de la facture d'électricité. En effet, l'électricité en elle-même ne représente en moyenne que 45% de la facture pour un ménage (la répartition pour les factures professionnelles diffère). De plus, nous avons observé que la variable "prix professionnels" peut être expliquée par la proportion de centrales à gaz, ce qui pourrait confirmer cette hypothèse. En effet, les prix professionnels sont taxés différemment, et ont moins de frais annexes à celui du prix brut de l'électricité. Le prix de l'énergie en elle-même représente donc une part plus importante de la facture finale, ce qui pourrait expliquer les résultats obtenus.

Comme nous venons de le constater, il est possible que le fait que la facture contienne non seulement le prix de l'électricité, mais aussi des taxes, des coûts de gestion du réseau, etc., fausse les résultats. Nous allons donc effectuer les mêmes tests en ne prenant en compte que le prix de l'électricité et de son approvisionnement.

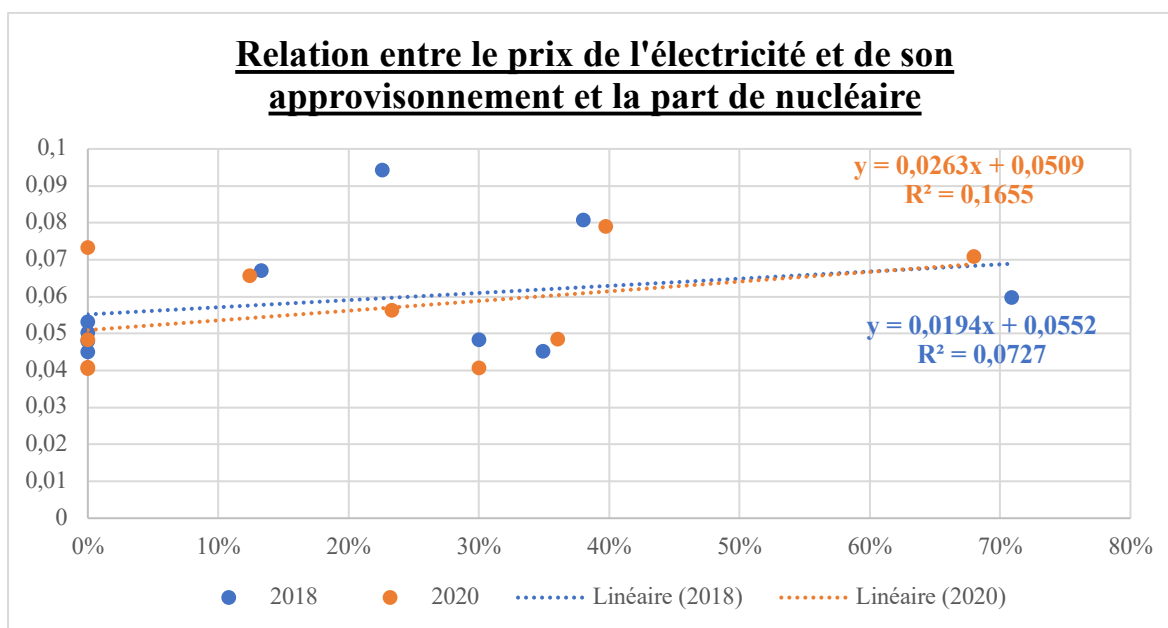
4.4 Quel est le lien entre la part de nucléaire et les prix de gros de l'électricité ?

Nous avons constaté que d'autres composantes présentes dans la facture de l'électricité pouvaient perturber la pertinence de nos résultats. Ceci pourrait expliquer la différence de résultats entre les factures pour les ménages et les professionnels. Ainsi, nous allons revoir nos hypothèses précédentes en ne prenant cette fois uniquement le prix de gros de l'électricité ainsi que son approvisionnement par pays. Ces nouvelles données ont également été collectées sur Eurostat. Quant à la part de chaque technologie (centrales nucléaires et à gaz) par pays, elle provient toujours du site "Electricity Maps". Nous utiliserons le même échantillon de pays que pour les hypothèses précédentes, à l'exception de l'Espagne pour l'année 2018 et la Grande Bretagne pour l'année 2020 pour lesquelles les données sont manquantes. Ensuite, pour rester cohérents avec les tests précédents, nous effectuerons à nouveau ces analyses pour les années 2018 et 2020.

	Part de nucléaire	
	<u>2018</u>	<u>2020</u>
Prix de gros de l'électricité	0,270	0,407

Tableau 5 - Coefficients de corrélation entre la part de nucléaire et le prix de gros de l'électricité en 2018 et 2020

Commençons par analyser le coefficient de corrélation entre la part de nucléaire et le prix de gros de l'électricité. Pour l'année 2018, il est de **0,27**. Ce résultat rejoint la corrélation entre la part du nucléaire et la facture d'électricité des professionnels. Cependant, bien que ce nouveau coefficient soit légèrement plus élevé, il demeure toujours plus proche de 0 que de 1. Pour l'année 2020, le coefficient de corrélation est de **0,41**, ce qui est considéré comme une corrélation moyenne. Nous obtenons donc des résultats relativement similaires, bien que l'on observe une relation légèrement meilleure entre ces deux variables lorsque nous prenons uniquement en compte les prix de l'énergie, et non l'ensemble de la facture. Cependant, il reste à déterminer si ces variables sont significatives ou non.



Graphique 5 - Régressions linéaires entre le prix de gros de l'électricité et la part de nucléaire en 2018 et 2020

Vérifions maintenant, à la suite d'une régression linéaire simple, si nous pouvons ou non rejeter les hypothèses nulles lors des tests de significativité. Pour ces régressions linéaires, nous allons définir une variable Y comme étant le prix de gros de l'électricité ainsi que le coût de son approvisionnement dans un pays, et une variable X comme étant la part de nucléaire dans ce pays. Comme pour les tests précédents, nous utiliserons la loi de Student avec un seuil de 5 %. En ce qui concerne l'année 2018, les résultats du t-test nous donnent une p-valeur qui ne nous permet pas de rejeter l'hypothèse nulle ($0,451 > 0,05$). Pour l'année 2020, nous ne pouvons pas non plus rejeter l'hypothèse. En effet, la p-valeur est de **0,243** (Annexe 11). **Cela signifie que la part d'énergie nucléaire dans un pays n'a aucune influence sur le prix de l'électricité de gros.**

4.5 Quel est le lien entre la part de gaz et les prix de gros de l'électricité ?

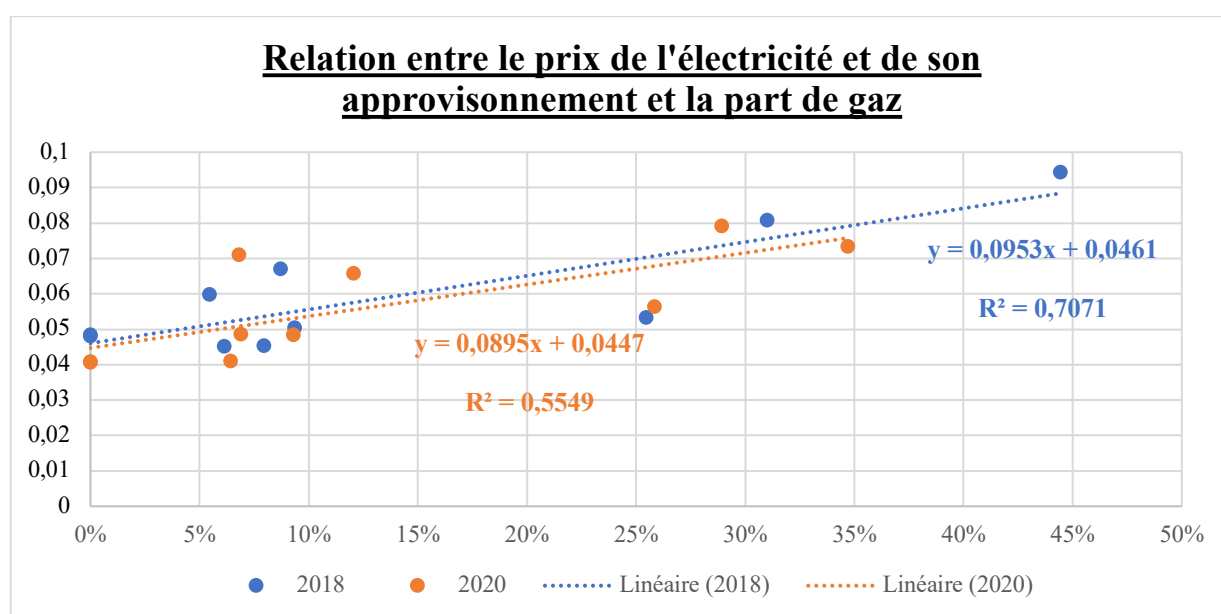
Nous avons observé un possible lien entre le gaz et le prix de l'électricité lors de la corrélation entre la part de centrales à gaz et le prix moyen du kWh pour les professionnels. Afin de confirmer ces observations, nous allons, à l'instar de l'étape précédente, comparer les prix moyens de l'électricité par pays, en ne tenant compte que du coût de l'énergie et de son approvisionnement, avec la part de centrales à gaz par pays. Si les résultats concordent avec ceux obtenus lors de la comparaison entre la part de centrales à gaz et le prix moyen du kWh

pour les professionnels, cela confirmera que les autres composants du prix, telles que les taxes ou la gestion des données, influenceraient les résultats. Les données sont les mêmes que pour les tests précédents, elles sont seulement associées différemment. Nous allons encore une fois réaliser ces tests pour les années 2018 et 2020 et utiliser le même échantillon (à l'exception comme pour les tests précédents, de l'Espagne pour 2018 et de la Grande Bretagne pour 2020) afin de rester dans la même lignée et d'assurer une meilleure comparaison.

	Part de gaz	
	<u>2018</u>	<u>2020</u>
Prix de gros de l'électricité	0,841	0,745

Tableau 6 - Coefficients de corrélation entre la part de gaz et le prix de gros l'électricité en 2018 et 2020

Comme piste initiale, les coefficients de corrélation présentent des valeurs relativement élevées. En 2018, le coefficient s'élève à **0,841**, tandis qu'il atteint **0,745** pour l'année 2020. Ces chiffres suggèrent une forte corrélation et laissent envisager une significativité de la variable dépendante pour expliquer la variable indépendante. En effet, ils sont cette fois-ci plus proches de 1 que de 0.



Graphique 6 - Régressions linéaires entre le prix de gros de l'électricité et la part de gaz en 2018 et 2020

Afin de confirmer nos hypothèses, nous allons examiner les résultats des t-tests réalisés grâce aux régressions linéaires effectuées. Pour l'année 2018, nous obtenons les mêmes résultats que ceux comparant la facture des professionnels et les centrales à gaz pour la même année. En effet, la p-valeur du t-test associée à la corrélation entre l'énergie et la part de centrales à gaz est de **0,002**, ce qui est inférieur au seuil de confiance de 5% (Annexe 12). Nous pouvons ainsi rejeter l'hypothèse nulle, soutenant ainsi que la **part de centrales à gaz pourrait expliquer le prix de l'électricité et son approvisionnement en 2018**. Voyons maintenant si nous obtenons des résultats similaires pour l'année 2020. Nous allons donc, tout comme pour l'année 2018, analyser les résultats du t-test effectué suite à la régression linéaire.

	<i>Coefficients</i>	<i>Erreur- type</i>	<i>Statistique t</i>	<i>Probabilité</i>	<i>Limite inférieure pour seuil de confiance = 95%</i>	<i>Limite supérieure pour seuil de confiance = 95%</i>	<i>Limite inférieure pour seuil de confiance = 95,0%</i>	<i>Limite supérieure pour seuil de confiance = 95,0%</i>
Constante	0,045	0,005	9,008	0,000	0,033	0,056	0,033	0,056
Variable X	0,089	0,028	3,158	0,013	0,024	0,155	0,024	0,155

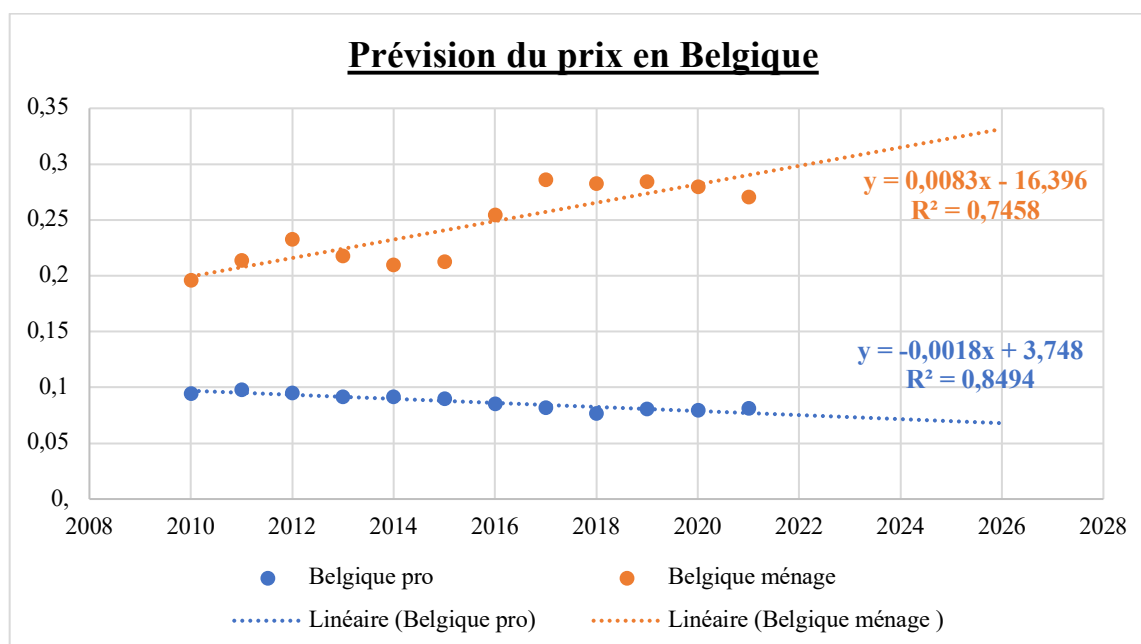
Tableau 7 - Résultats du t-test de la régression linéaire entre le prix de gros de l'électricité et la part de gaz en 2020

Pour cette année, nous obtenons donc une p-valeur de **0,013**, ce qui est en dessous du seuil de 5%. Nous pouvons donc également rejeter l'hypothèse nulle et **conclure que la part d'électricité produite à l'aide de gaz est significative pour expliquer le prix de l'électricité et de son approvisionnement sur le marché**. Nous obtenons donc les mêmes résultats que lorsque l'on tentait d'expliquer le prix de l'électricité payé par les professionnels en utilisant les centrales à gaz. Il est donc plus que probable que ce soit bien les autres composantes de la facture qui aient faussé les résultats entre le prix de l'électricité payé par les ménages et la part de gaz dans un pays.

4.6 Quel sera le prix de l'électricité pour les prochaines années ?

Nous avons constaté une nette augmentation des factures d'électricité au cours des deux dernières années. En octobre 2023, la CREG estimait le prix moyen de l'électricité à **0,3514 €** par kWh, ce qui représente une hausse considérable par rapport au prix moyen de **0,2702 €** par

kWh en 2021 pour les ménages. Cette augmentation soulève des interrogations quant au coût futur du kWh. Afin d'anticiper cette évolution, nous allons analyser plusieurs prévisions linéaires basées sur les différentes listes de prix collectées précédemment. Notre analyse portera tout d'abord sur la comparaison des prévisions entre les tarifs pour les professionnels et ceux pour les ménages, à la fois pour la Belgique et pour la moyenne des prix dans les pays de l'Union européenne. Pour établir une prévision la plus précise possible, j'ai constitué un échantillon de prix de l'électricité couvrant la période de 2010 à 2021. J'ai délibérément exclu les données relatives aux années 2022 et 2023, ces valeurs étant exceptionnelles en raison d'événements géopolitiques conjoncturels. Selon moi, ces données ne sont pas pertinentes pour estimer les futurs prix au kWh pour les ménages et les professionnels. Cependant, nous prévoyons ensuite d'établir une prévision pour l'année 2024 en tenant compte uniquement des prix de l'électricité et de son approvisionnement sur la période de 2018 à 2022. De la même manière que pour nos premières prévisions, nous allons estimer les prix pour la Belgique, la moyenne de l'Union européenne et la zone euro. Nous allons effectivement voir que les résultats ont peu de chance de se réaliser réellement. Il est important de noter que ces résultats doivent être interprétés avec prudence, car l'Europe cherche à moderniser le marché de l'électricité en réponse aux problèmes récents de tarification (Conseil européen, 2023).



Graphique 7 - Prévision du prix de l'électricité en Belgique jusqu'en 2026 (par kWh)

Ce graphique met en évidence une légère baisse du prix de l'électricité pour les professionnels entre 2010 et 2021, suggérant une prévision proche de **0,05 €** le kWh pour 2026. Cette tendance peut sembler contre-intuitive, étant donné que les prix ont généralement tendance à augmenter au fil du temps. Pour tenter d'expliquer cette baisse, plusieurs hypothèses peuvent être avancées. Tout d'abord, la libéralisation du marché de l'électricité avait pour objectif de favoriser un environnement économique compétitif et innovant, incitant les entreprises à rivaliser en termes de qualité et de prix. Ce principe a en grande partie fonctionné, bien qu'il ait révélé d'autres problèmes. Entre 2010 et 2020, une légère diminution des prix de l'électricité sur le marché spot a été constatée. Bien que les prix aient commencé à augmenter en 2021, les prix facturés aux consommateurs reflètent souvent les prix de l'année précédente, car la consommation est généralement achetée à l'avance sur le marché à terme. Ensuite, il arrive que les entreprises achetant énormément d'énergie passent des contrats bilatéraux afin d'obtenir des prix préférentiels, ce qui peut faire diminuer le prix qu'ils paieront au kWh.

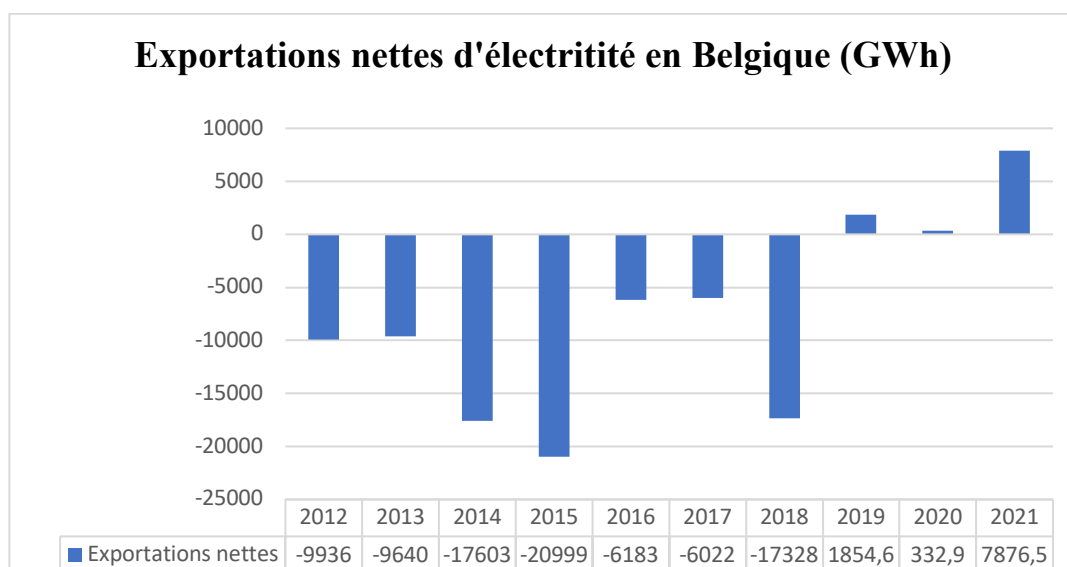
Examinons à présent les prévisions de prix pour les ménages, qui ont eu tendance à augmenter au cours de la dernière décennie. En effet, malgré des variations à la hausse et à la baisse, la tendance générale est à la hausse. On estime donc que en Belgique, le prix de l'électricité pour les ménages avoisinera les **0,325 €** au kWh en 2026. Pour expliquer cette différence, il convient de noter, en plus des éléments déjà identifiés, que le coût de distribution de l'électricité est plus élevé pour les particuliers que pour les entreprises, du fait de la nécessité de desservir un plus grand nombre de clients à travers des réseaux de distribution complexes. De plus, les particuliers doivent également s'acquitter de la TVA (historiquement de 21 % en Belgique, mais elle est passée à 6 % depuis le 1er avril 2023), ce qui peut également justifier la différence de prix.

Précédemment, nous avons discuté du manque de pertinence de l'inclusion des années 2022-2023 pour une prévision cohérente des prix. Afin de vérifier cela, nous avons effectué une prévision linéaire en tenant compte cette fois uniquement des prix de l'énergie et de son approvisionnement pour ces deux années. Cette analyse nous a menés à une prévision de **0,225€** pour l'année 2024. Il est important de noter que ce prix ne peut être comparé aux prévisions antérieures, car il se base uniquement sur le prix au kWh de l'électricité et de son approvisionnement, excluant les autres composantes de la facture. Cependant, pour établir un point de comparaison, le prix de l'électricité et de son approvisionnement entre 2018 et 2021 se situait entre 0,075 € et 0,1 € (Annexe 13). Cette nouvelle prévision implique donc une

augmentation de plus de 200% en 3 ans. Bien que cela reste possible, il est envisageable que le marché revienne progressivement à la normale et que les prix se stabilisent. Nous avons d'ailleurs pu observer des prix revenant aux alentours de 35€ du MWh pour le mois de décembre ainsi qu'une baisse du tarif des contrats fixes. Ce qui laisse présager un retour à la normale (Lambert, 2023).

4.7 La Belgique a-t-elle tendance à importer ou à exporter de l'électricité ?

Comme nous le savons déjà, la Belgique prévoit progressivement l'arrêt de la production d'électricité à partir de ses centrales nucléaires. Notre objectif est d'examiner si, au cours des dernières années, la Belgique a produit un excès d'électricité par rapport à sa consommation, l'amenant ainsi à exporter son électricité. Et ce, afin de vérifier si malgré sa capacité de production, elle dépendait des pays voisins. Par conséquent, nous chercherons à déterminer si la suppression des centrales aura pour seul impact une diminution des exportations ou si leur remplacement sera nécessaire pour garantir un approvisionnement stable tout au long de l'année. Afin d'effectuer cette analyse, j'ai recueilli les données sur les exportations et importations d'électricité en Belgique à partir du site de la Commission Européenne "Eurostat". En utilisant une soustraction simple entre les importations et les exportations, j'ai pu déterminer les exportations nettes de la Belgique pour la période de 2012 à 2021.



Graphique 8 - Exportations nettes de l'électricité belge de 2012 à 2021 (en GWh)

On peut donc voir qu'historiquement, la Belgique a plus tendance à importer de l'électricité qu'à l'exporter. En 2015, par exemple, la Belgique en a importé **21 TWh**, principalement à cause d'une grande indisponibilité de son parc nucléaire. En effet, de mi-août jusqu'à fin septembre, seules deux des sept centrales étaient opérationnelles. La production totale d'électricité nucléaire cette année-là s'est donc limitée à 24,8 TWh, soit 7,3 TWh de moins que pour l'année 2014, qui était déjà une année caractérisée par une faible production électronucléaire (CREG, 2016). Cependant, entre 2019 et 2021, les exportations nettes étaient positives. En effet, en 2021 par exemple, c'est plus de **7,877 TWh** qui ont été exportés. Il faut néanmoins remettre un peu de contexte dans ces chiffres. Lors de cette même année, la production du parc nucléaire belge a été de 48 TWh. Sans le nucléaire, la Belgique aurait donc dû importer plus de 40 TWh, soit presque la moitié de sa consommation. Il y aurait donc plusieurs solutions afin d'éviter les problèmes d'approvisionnement.

La première serait simplement de remplacer ces unités de production qui seront petit à petit désactivées par des énergies renouvelables ou même des centrales à gaz (ce que la Belgique commence à faire).

La deuxième serait d'améliorer les interconnexions. En effet, améliorer l'interconnexion du réseau électrique entre les frontières est indispensable. Tout d'abord, avec l'augmentation des énergies renouvelables, de plus en plus de gros volumes d'électricité transiteront entre les pays en raison de l'intermittence de ces technologies. Si la Belgique cesse de produire de l'électricité via l'énergie nucléaire sans remplacer ces unités de production, elle devra alors renforcer son réseau interconnecté avec d'autres pays européens. En effet, ces dix dernières années, la Belgique n'a jamais eu à importer autant d'électricité, ce qui souligne la nécessité d'améliorer ses connexions avec ses voisins. En effet, la quantité maximale importée est de **23,714 TWh** en 2015. Il est cependant fort probable que même si la Belgique remplace les unités de production qui seront mises à l'arrêt, une amélioration des interconnexions soit indispensable. En effet, selon Elia, gestionnaire du réseau haute tension belge, la demande en électricité va exploser ces prochaines années. Et même si certaines solutions à court terme se présentent afin de gérer l'intermittence des énergies renouvelables en expansion, les spécialistes considèrent que l'interconnexion européenne constitue une importante source de flexibilité à moyen et long terme. D'autant plus que la Belgique pourrait être amenée à affronter un autre problème dans le futur. En effet, son territoire est relativement petit par rapport à la demande en électricité, ce qui représente un réel défi énergétique. En 2050, selon les estimations d'Elia,

les pays nordiques, la France et la péninsule ibérique devraient avoir un excédent de production électrique en énergies renouvelables, tandis que la Belgique, l'Allemagne et la Pologne pourraient afficher un déficit de production. **En d'autres termes, le développement des énergies renouvelables est indissociable de l'expansion des interconnexions à l'échelle européenne.** C'est donc pour cela que la Belgique intensifie son investissement dans les interconnexions. En effet, plusieurs liaisons ont été établies pour connecter la Belgique à d'autres pays, notamment le Royaume-Uni en 2019, l'Allemagne en 2020 et la France en 2022, renforçant ainsi les échanges d'électricité. Ces connexions existantes seront renforcées, tandis que de nouvelles interconnexions, telles que celle avec le Danemark dans le cadre du projet TritonLink, seront opérationnelles d'ici 2030. De plus, Elia envisage des projets de futures interconnexions entre la Belgique, la France (pouvant échanger jusqu'à 6 GW) et l'Allemagne (Bonnemé, 2023).

4.8 Quelles sont les limites de ces analyses ?

Suite à tous ces tests, nous avons trouvé des résultats qu'il est cependant important de considérer avec prudence. Comme pour toute analyse, il est essentiel de prendre du recul et d'identifier les différentes limites de notre étude.

Tout d'abord, lors de la comparaison entre la part d'ENR et la part d'énergie produite à l'aide des centrales nucléaires pour les années 2018, 2020 et 2022, nous avons observé des résultats similaires avec une légère augmentation dans la relation inversement proportionnelle. Bien que ces résultats semblent logiques sur une courte période, supposant que le parc nucléaire est resté stable tandis que la tendance est à l'augmentation des ENR, ces résultats peuvent être influencés par différents facteurs tels qu'une utilisation modérée des centrales nucléaires pour des raisons de maintenance ou des conditions météorologiques favorables aux ENR. Ces résultats, bien qu'indicateurs, peuvent être expliqués par de multiples facteurs, et la significativité des variables n'a pas été vérifiée.

Ensuite, il est important de souligner certaines limites des régressions linéaires et des t-tests. Même si nous avons pris soin de sélectionner un échantillon pertinent de pays européens cohérent, en conservant au maximum le même échantillon pour assurer une représentation statistique pertinente lors de la comparaison des différents tests, des limitations subsistent. Tout

d'abord, l'échantillon demeure restreint avec une dizaine de pays. Un échantillon plus vaste aurait pu offrir des résultats plus précis. De plus, dans la deuxième partie des tests, les données de prix pour l'Espagne et du Royaume-Uni étaient manquantes, ce qui a possiblement influencé les résultats. De même, bien que nous ayons réalisé des tests de significativité après le calcul des coefficients de corrélation à l'aide des t-tests, il est essentiel de noter que ces tests ne permettent pas toujours de conclure à l'existence d'une relation. Par exemple, un coefficient de corrélation nul ne signifie pas forcément l'absence de relation, notamment une relation non linéaire ou l'influence d'une valeur aberrante. Il est donc important d'analyser graphiquement la régression linéaire.

Il est également difficile de déterminer si une variable est significative pour expliquer le prix de l'électricité sur le long terme. Le marché de l'électricité est complexe et dépend de nombreux facteurs : la demande et l'offre d'électricité, le classement des technologies dans le Merit Order (et cela dépend également de beaucoup de choses comme le prix des matières premières, le prix du certificat carbone...), etc. Le fait que la part d'une certaine technologie de production soit significative ou non dépend également de la durée pendant laquelle les prix sont basés sur cette technologie. Si son utilisation est brève et qu'elle est fortement utilisée pendant seulement une année. Ou alors qu'une certaine technologie se retrouve à la dernière place dans le Merit Order à la suite d'éléments conjoncturels. Il est difficile de considérer que les prix seront fortement influencés par cette technologie sur du long terme. Identifier les variables significatives pour expliquer les prix de l'électricité qui seront valables sur une longue période est donc quelque chose de complexe.

Pour finir, nous avons pris des moyennes de prix pour l'électricité afin de simplifier les analyses. Cependant, ces prix varient énormément en fonction de la tranche de consommation, de l'adoption d'un bouclier tarifaire, etc. Sans cette simplification, on aurait pu trouver des résultats différents propres à chaque catégorie de prix.

5 Conclusions

Cette étude s'est focalisée sur l'identification des éléments impactant par rapport au coût de l'électricité. En raison de l'objectif du gouvernement belge de fermer ses centrales nucléaires, nous avons spécifiquement étudié l'impact potentiel de cette décision sur les factures d'électricité des Belges. Après avoir réalisé une revue de la littérature sur le marché européen de l'électricité, il est apparu que le nucléaire semblait n'avoir que très peu d'incidence sur les prix, en raison du mécanisme de fixation des prix spécifique à ce marché, le "Pay as Clear". Par conséquent, nous avons également évalué l'impact du gaz sur ce marché, notamment suite à l'augmentation des prix de l'électricité consécutive au conflit russo-ukrainien. Cette analyse théorique a été suivie d'une étude empirique visant à déterminer quelles technologies de production influent réellement sur le prix de l'électricité. Après plusieurs tests de régression, il est apparu que **la part du nucléaire n'affectait pas le prix de l'électricité, ni en Belgique ni à l'échelle européenne**, étant donné que ce marché est commun à toute l'Europe. En revanche, **la part de gaz a un réel impact sur le prix de l'électricité, influençant ainsi nos factures**.

En effectuant divers tests pour évaluer les liens entre les différentes technologies de production électrique, nous avons examiné l'impact potentiel du nucléaire sur les énergies renouvelables. En d'autres termes, nous nous sommes penchés sur l'encouragement au développement des ENR dans les pays dotés de centrales nucléaires. Nous avons constaté une corrélation négative entre ces deux facteurs, indiquant que **plus un pays dispose de centrales nucléaires, moins il est enclin à développer les énergies renouvelables**.

Nous avons examiné différentes alternatives afin d'éviter les éventuelles pénuries d'électricité lors de l'arrêt progressif de l'énergie nucléaire en Belgique. Comme abordé dans la section théorique, la Belgique prévoit d'introduire deux nouvelles centrales à gaz sur son territoire. En ce qui concerne les importations, nos recherches empiriques ont révélé que la Belgique a importé jusqu'à une vingtaine de térawattheures, une capacité qui s'avérerait insuffisante si le nucléaire venait à être arrêté en Belgique (jusqu'à 40 TW). **Nous avons donc aucune certitude quant à la capacité technique par rapport à l'importation d'une telle quantité d'énergie**. Il est probable qu'une amélioration des interconnexions avec les différents pays européens soit nécessaire.

Ce travail s'ancre parfaitement dans son époque, face à une période de crise énergétique couplée à une sortie du nucléaire imminente. Comprendre le marché de l'électricité est donc essentiel afin d'expliquer l'envolée significative des prix en Belgique malgré une production provenant du gaz de seulement 20% en 2021. Cet événement a permis de mettre en alerte les citoyens européens sur **les limites que pouvait rencontrer le marché de l'électricité**. La commission est d'ailleurs parvenue le 14 décembre 2023 à un accord provisoire en ce sur la réforme de l'organisation du marché de l'électricité de l'UE. Cette réforme rendra le prix de l'électricité européenne moins vulnérable à la volatilité du prix des énergies fossiles (Conseil européen, 2023).

En conclusion, ce document présente donc une partie des différentes conséquences de la sortie du nucléaire prévue pour 2035 tant sur le point économique que écologique. Même si cette technologie peut produire une grande quantité d'énergie tout en émettant relativement peu de carbone, nous avons identifié les différents points faibles que peut présenter le nucléaire afin d'y voir un peu plus clair sur le contexte actuel de l'énergie en Belgique. **Il faut cependant rester éveillé et objectif face au dilemme énergétique de ces prochaines années, tout en sachant que chaque solution aura ses avantages et ses inconvénients.**

6 Bibliographie

6.1 Les ressources internet

AFP. (2023, 18 décembre). Réforme européenne du marché carbone : les citoyens et les entreprises devront payer le prix du CO2. *Le Soir*. Consulté le 20 décembre 2023, sur <https://www.lesoir.be/483751/article/2022-12-18/reforme-europeenne-du-marche-carbone-les-citoyens-et-les-entreprises-devront>

AGEFI - Dow Jones. (2022, 20 décembre). Engie : Augmentation de 3,3 mds d'euros des provisions sur le nucléaire belge. *Investir*. Consulté le 25 novembre 2023, sur <https://investir.lesechos.fr/actu-des-valeurs/>

Allo, M. (2023, 9 janvier). *Nucléaire en Belgique : et les centrales au gaz ?* RTBF. Consulté le 20 novembre 2023, sur <https://www.rtbf.be/article/nucleaire-en-belgique-et-les-centrales-au-gaz-11133303>

Bacq, C., Baudoux, N. & Verboogen, B., (2023, août 9). *Évolution des prix de l'énergie en Belgique jour par jour : gaz, électricité, mazout...* . L'Echo. Consulté le 15 novembre 2023, sur <https://www.lecho.be/dossiers/crise-energetique/evolution-des-prix-de-l-energie-en-belgique-jour-par-jour-gaz-electricite-mazout/10410704.html>

Bonnemé, R. (2023, 6 juillet). *Peut-on importer de l'électricité de nos voisins européens quand il n'y a pas assez de vent chez nous ? (4/5)*. RTBF. Consulté le 10 novembre 2023, sur <https://www.rtbf.be/article/peut-on-importer-de-l-electricite-de-nos-voisins-europeens-quand-il-n-y-a-pas-assez-de-vent-chez-nous-45-11220575>

Catastrophe nucléaire de Fukushima : quelles conséquences ? (2021, 11 mars). Greenpeace France. Consulté le 18 novembre 2023, sur <https://www.greenpeace.fr/catastrophe-nucleaire-de-fukushima-quelles-consequences/>

Centrales nucléaires en Belgique. (2023, 30 janvier). AFCN - Agence fédérale de Contrôle nucléaire. Consulté le 22 novembre 2023, sur <https://afcn.fgov.be/fr/dossiers/centrales-nucleaires-en-belgique>

Comment est composé le prix de l'énergie ? (2023, novembre). CREG : Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz. Consulté le 8 novembre 2023, sur <https://www.creg.be/fr/consommateurs/prix-et-tarifs/comment-est-compose-le-prix-de-lenergie>

Debrégeas, A. (2022, 28 juin). *Secteur électrique : les déboires de la concurrence - fiche - The other economy.* Consulté le 25 octobre 2023, sur <https://theothereconomy.com/fr/fiches/secteur-electrique-limpossible-concurrence/#marche-de-gros>

Déchets radioactifs. (s. d.). ENGIE Electrabel. Consulté le 7 novembre 2023, sur <https://nuclear.engie-electrabel.be/fr/energie-nucleaire/les-centrales-nucleaires-et-le-climat/dechets-radioactifs>

Le traitement des déchets. (s. d.). IAEA. Consulté le 19 novembre 2023, sur <https://www.iaea.org/fr/themes/le-traitement-des-dechets>

Document parlementaire n 2-1376/3. (2003, 14 janvier). Sénat de Belgique Consulté le 5 décembre 2023, sur <https://www.senate.be/www/?MIval=publications/viewPub&COLL=S&PUID=33578473&TID=33620906&POS=1&LANG=fr>

Dossier d'information Tchernobyl. (s. d.). ENGIE Electrabel. Consulté le 10 novembre 2023, sur <https://nuclear.engie-electrabel.be/fr/energie-nucleaire/les-centrales-nucleaires-et-la-securite/dossier-dinformation-tchernobyl>

ÉCO2Mix - synthèse des données. (2023). RTE. Consulté le 26 novembre 2023, sur <https://www.rte-france.com/eco2mix/synthese-des-donnees?type=production#>

ENGIE signe un accord final avec le gouvernement belge sur la prolongation des. (2023, 13 décembre). ENGIE Electrabel. Consulté le 15 décembre 2023, sur <https://newsroom.engie.com/actualites/engie-signe-un-accord-final-avec-le-gouvernement-belge-sur-la-prolongation-des-reacteurs-nucleaires-tihange-3-et-doel-4-594b-ff316.html>

Est-il réaliste d'arrêter le nucléaire en 2025 ? (s. d.). Forum Nucléaire. Consulté le 28 novembre 2023, sur <https://www.forumnucleaire.be/theme/la-transition-energetique-belge/est-il-realiste-darreter-le-nucleaire-en-2025>

Etaamb. (2003, 28 février). *Loi du 31/01/2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire a des fins de production industrielle d'électricité.* Consulté le 26 octobre 2023, sur https://etaamb.openjustice.be/fr/loi-du-31-janvier-2003_n2003011096.html

Etaamb.. (2015, 6 juillet). *Loi du 28/06/2015 modifiant la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire A des fins de production industrielle d'électricité afin de garantir la sécurité d'approvisionnement sur le plan énergétique.* Consulté le 26 octobre 2023, sur https://etaamb.openjustice.be/fr/loi-du-28-juin-2015_n2015011262.html

Exploitation à long terme (LTO) de Tihange 1, Doel 1 et 2 jusqu'en 2025. (2022, 29 septembre). AFCN - Agence fédérale de Contrôle nucléaire. Consulté le 6 novembre 2023, sur <https://afcn.fgov.be/fr/dossiers/centrales-nucleaires-en-belgique/exploitation-long-terme-lto-de-tihange-1-doel-1-et-2>

Géorisques. (s. d.). Géorisques. Consulté le 29 novembre 2023, sur <https://www.georisques.gouv.fr/minformer-sur-un-risque/accident-nucleaire>

Gouvernement du Canada. (2022, 7 avril). *Faits sur l'uranium et l'énergie nucléaire.* Consulté le 13 novembre 2023, sur <https://ressources-naturelles.canada.ca/nos-ressources-naturelles/mines-materiaux/faits-mineraux-metiaux/faits-luranium-lenergie-nucleaire/20081>

Idée reçue sur la gestion des déchets du nucléaire | Orano. (s. d.). orano.group. Consulté le 15 novembre 2023, sur <https://www.orano.group/fr/idees-recues/dechets-nucleaires-recyclage#:~:text=Pour%2059%20%25%20des%20fran%C3%A7ais%2C%20la,d%C3%A9chets%20radioactifs%20produits%20en%20France.>

IFPEN | Tout savoir sur le gaz naturel. (2023). IFPEN. Consulté le 30 novembre 2023, sur <https://www.ifpenergiesnouvelles.fr/enjeux-et-prospective/decryptages/energies-fossiles/tout-savoir-gaz-naturel#:~:text=Plus%20de%2065%20%25%20des%20r%C3%A9serves,3%20des%20r%C3%A9serves%20gazi%C3%A8res%20mondiales>

L'Europe lutte efficacement contre la hausse des prix de l'énergie. (2022, 8 avril). Commission européenne. Consulté le 16 novembre 2023, sur https://france.representation.ec.europa.eu/informations/leurope-lutte-efficacement-contre-la-hausse-des-prix-de-lenergie-2022-04-08_fr

La Belgique repousse de 10 ans sa sortie du nucléaire - SFEn. (2023, 10 janvier). Sfen. Consulté le 24 octobre 2023, sur <https://www.sfen.org/rgn/la-belgique-repousse-de-10-ans-sa-sortie-du-nucleaire/>

La CRE a rendu ses conclusions sur le coût du nucléaire existant dans un rapport remis au gouvernement. (2023, 11 novembre). CRE. Consulté le 16 novembre 2023, sur <https://www.cre.fr/actualites/la-cre-a-rendu-ses-conclusions-sur-le-cout-du-nucleaire-existant-dans-un-rapport-remis-au-gouvernement>

Lambert, X. (2023, 26 décembre). *Les prix de de l'électricité les plus bas depuis 2021 : comment l'expliquer ? ça va durer ? faut-il prendre un fixe ?* RTBF. Consulté le 27 décembre 2023, sur <https://www.rtb.be/article/les-prix-de-de-lelectricite-les-plus-bas-depuis-2021-comment-lexplicier-ca-va-durer-faut-il-prendre-un-fixe-11305694>

Lechien, A. (2021, 7 septembre). *Sortie du nucléaire en 2025 : On ne remplace pas le nucléaire par du gaz, insiste Jean-Marc Nollet (Ecolo).* RTBF. Consulté le 3 novembre 2023, sur <https://www.rtb.be/article/sortie-du-nucleaire-en-2025-on-ne-remplace-pas-le-nucleaire-par-du-gaz-insiste-jean-marc-nollet-ecolo-10837307>

Les composantes de la facture. (2023). CWAPE. Consulté le 31 octobre 2023, sur <https://www.cwape.be/node/19#panel-0>

Les déchets radioactifs. (2023, 21 septembre). EDF. Consulté le 18 novembre 2023, sur <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/jeunes-enseignants/pour-les-jeunes/lenergie-de-a-a-z/produire-de-lelectricite/les-dechets-radioactifs>

Les déchets radioactifs. (2021). ONDRAF. Consulté le 20 décembre 2023, sur <https://ondrafniras-bc.be/fr/les-dechets-radioactifs/#s-chapter0-sub2>

Les marchés du gaz et de l'Electricité. (s. d.). Site énergie du Service public de Wallonie. Consulté le 3 novembre 2023, sur <https://energie.wallonie.be/fr/les-marches-du-gaz-et-de-l-electricite.html?IDC=8608>

Les provisions nucléaires. (2023). Synatom. <https://www.synatom.be/fr/nos-activites-financieres/les-provisions-nucleaires/>

Lotz, E. (2023, 12 octobre). *Comment se forme le prix de l'électricité sur le marché de gros ? La mécanique du « merit order »*. OMNEGY. Consulté le 4 novembre 2023, sur <https://omnegy.com/la-mecanique-du-merit-order/>

Martin, C. (2023, 18 décembre). *Mécanisme de capacité ; : principe, surcoût et impact sur la facture*. Opéra Energie. Consulté le 20 décembre 2023, sur <https://opera-energie.com/cout-mecanisme-de-capacite/>

Mieux comprendre le mécanisme de capacité en 3 questions clés. (2023, 7 mai). EDF. Consulté le 1 novembre 2023, sur <https://www.edf.fr/entreprises/le-mag/le-mag-entreprises/decryptage-du-marche-de-l-energie/mieux-comprendre-le-mecanisme-de-capacite-en-3-questions-cles>

Mitteau, G. (2022, 26 septembre). Consulté le 20 octobre 2023, sur *Comprendre la Bourse de l'électricité : le marché SPOT* [Vidéo]. YouTube. Consulté le 18 octobre 2023, sur <https://www.youtube.com/watch?v=rZCKv0C6Dqs>

Mitteau, G. (2022, 26 septembre). *Comprendre le marché de l'électricité* [Vidéo]. YouTube. Consulté le 22 octobre 2023, sur <https://www.youtube.com/watch?v=ienoSbONyhw>

Mitteau, G. (2022, décembre 21). *Pourquoi prix de l'électricité = coût de la centrale la plus chère ? Comprendre le modèle* [Vidéo]. YouTube. Consulté le 22 octobre 2023, sur <https://www.youtube.com/watch?v=Ep3biZAtitE>

Nombre de morts par térawatt-heure d'électricité produite, selon la source de production d'énergie | Statista. (2023, 12 mai). Statista. Consulté le 22 octobre 2023, sur <https://fr.statista.com/statistiques/1382848/nombre-morts-par-source-de-production-d-electricite/>

Noulet, J.-F. (2022, 1 septembre). *De quoi sont composées les factures d'électricité et de gaz et qu'est-ce qui pourrait être allégé ?* RTBF. Consulté le 26 octobre 2023, sur <https://www.rtb.be/article/de-quoi-sont-composees-les-factures-delectricite-et-de-gaz-et-quest-ce-qui-pourrait-etre-allege-11057267>

Nucléaire - centre de crise. (s. d.). Consulté le 15 novembre 2023, sur <https://centredecrise.be/fr/risques-en-belgique/risques-technologiques/nucleaire>

NUKEMAP by Alex Wellerstein. (s. d.). NUKEMAP by Alex Wellerstein. Consulté le 15 décembre 2023, sur <https://nuclearsecrecy.com/nukemap/>

Parlement Européen. (2023, 6 décembre). *RAPPORT sur les petits réacteurs modulaires* | A9-0408/2023 |. Consulté le 29 novembre 2023, sur https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/A-9-2023-0408_FR.html#_section1

Préparation de l'hiver prochain : la CRE appelle à réviser l'automaticité du relèvement du plafond de prix du marché de gros de l'électricité. (2022, juillet). CRE. Consulté le 22 novembre 2023, sur <https://www.cre.fr/Lettres-d-information/preparation-de-l-hiver-prochain-la-cre-appelle-a-reviser-l-automaticite-du-relevement-du-plafond-de-prix-du-marche-de-gros-de-l-electricite#:~:text=L'%C3%A9v%C3%A8nement%20du%204%20avril,MWh%20%C3%A0%204000%20%E2%82%AC%2FMWh>

Présentation du marché de gros de l'électricité. (2023, août 28). CRE. Consulté le 12 novembre 2023, sur <https://www.cre.fr/Electricite/Marche-de-gros-de-l-electricite/presentation-du-marche-de-gros-de-l-electricite>

Prix de l'électricité : ce qui les fait fluctuer, du marché à la facture. (s. d.). RTE. Consulté le 6 novembre 2023, sur <https://www.rte-france.com/wiki-energie/prix-electricite-fluctuation-marche-facture>

Prix de marché de l'électricité en France et Europe - accès aux données. (2023, 23 octobre). RTE. Consulté le 31 octobre 2023, sur <https://analysesetdonnees.rte-france.com/marche/evolution-prix>

Qu'en est-il de nos déchets nucléaires ? (s. d.). Forum Nucléaire. Consulté le 22 novembre 2023, sur https://www.forumnucleaire.be/theme/contr%C3%B4le-et-gestion-des-d%C3%A9chets-nucl%C3%A9aires/quen-est-il-de-nos-d%C3%A9chets-nucl%C3%A9aires-1?gclid=CjwKCAiAyp-sBhBSEiwAWWzTnvTB5U6unOt9RbIsUi38LzGc2UvghCcILbkNR_58gN3NW1Ljkn8ffxoCLlcQAvD_BwE

Que sont les petits réacteurs modulaires (PRM) ? (2021, 3 décembre). AIEA. Consulté le 3 décembre 2023, sur <https://www.iaea.org/fr/newscenter/news/que-sont-les-petits-reacteurs-modulaires-prm>

Red Book 2022 : des réserves d'uranium suffisantes malgré un recul de la production. (2023, 24 juillet). Forum nucléaire suisse. Consulté le 22 octobre 2023, sur <https://www.nuklearforum.ch/fr/contexte/red-book-2022-des-reserves-duranium-suffisantes-malgre-un-recul-de-la-production>

Réforme de l'organisation du marché de l'électricité: le Conseil et le Parlement parviennent à un accord. (2023, 14 décembre). Conseil européen. Consulté le 20 décembre 2023, sur <https://www.consilium.europa.eu/fr/press/press-releases/2023/12/14/reform-of-electricity-market-design-council-and-parliament-reach-deal/>

Répondre à l'appel d'offres long terme du Mécanisme de capacité - RTE Portail services. (s. d.). Portail Services RTE. Consulté le 25 novembre 2023, sur <https://www.services-rte.com/fr/decouvrez-nos-offres-de-services/participez-au-mecanisme-de-capacite/appele-d-offres-long-terme.html>

Risques liés à la radioactivité. (s. d.). Andra. Consulté le 26 novembre 2023, sur [https://www.andra.fr/les-dechets-radioactifs/la-radioactivite/risques-lies-la-radioactivite#:~:text=une%20irradiation%20externe%20%C3%A0%20tr%C3%A8s,poumon%2C%20syst%C3%A8me%20nerveux%20central\).](https://www.andra.fr/les-dechets-radioactifs/la-radioactivite/risques-lies-la-radioactivite#:~:text=une%20irradiation%20externe%20%C3%A0%20tr%C3%A8s,poumon%2C%20syst%C3%A8me%20nerveux%20central).)

Ruysschaert, D. (2023, 10 juin). Uranium et santé humaine : silence, on extrait. *Le Temps*. Consulté le 27 novembre 2023, sur <https://www.letemps.ch/opinions/uranium-sante-humaine-silence-on-extrait>

Spy, A. (2023, août 1). Hausse de l'électricité : quel impact sur votre facture en 2023 ? *Investir*. Consulté le 29 octobre 2023, sur <https://investir.lesechos.fr/budget/vie-pratique/hausse-de-lelectricite-quel-impact-sur-votre-facture-en-2023-1967280>

Uranium price monthly 2023 | Statista. (2023, 22 décembre). Statista. Consulté le 25 décembre 2023, sur <https://www.statista.com/statistics/260005/monthly-uranium-price/#:~:text=In%20June%202023%2C%20the%20global,136.22%20U.S.%20dollars%20per%20pound.>

Vandenberghe, G. (2022, 9 novembre). # Investigation : Quand le prix du gaz fait exploser celui de l'électricité. RTBF. Consulté le 6 novembre 2023, sur <https://www.rtb.be/article/investigation-quand-le-prix-du-gaz-fait-exploser-celui-de-lelectricite-11100127>

Wallonie. (2022, 4 mai). *Qu'est-ce qu'un certificat vert ?* Consulté le 22 octobre 2023, sur <https://www.wallonie.be/fr/demarches/quest-ce-quun-certificat-vert>

6.2 Les ressources bibliographiques

AFCN. (2020, septembre). *National final report on the stress tests of nuclear power plants*. [Fichier PDF]. <https://afcn.fgov.be/fr/system/files/best-2020.pdf>

ASN. (2021, décembre). *Conséquences sanitaires d'un accident nucléaire*. [Fichier PDF]. <file:///Users/julienduchastel/Downloads/ASN-CODIRPA-version%20ECRAN-21%20dec%202021-Interactif.pdf>

Cour constitutionnelle. (2020, 5 mars). Arrêt n°34/2020. [Fichier PDF]. <https://www.const-court.be/public/f/2020/2020-034f.pdf>

Cour des comptes. (2020, juillet). *La filière EPR*. [Fichier PDF]. <https://www.ccomptes.fr/system/files/2020-07/20200709-synthese-filiere-EPR.pdf>

CRE. (2015). *Observatoire des marchés de l'électricité, du gaz et du CO2*. [Fichier PDF]. [file:///Users/julienduchastel/Downloads/150608_Observatoire_gros_1eTrim2015%20\(1\).pdf](file:///Users/julienduchastel/Downloads/150608_Observatoire_gros_1eTrim2015%20(1).pdf)

CREG. (2016, 26 mai). *Étude relative au "fonctionnement et évolution des prix sur le marché de gros belge de l'électricité - rapport de monitoring 2015"*. [Fichier PDF]. <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F1513FR.pdf>

Elia. (2018, 2 octobre). *La réserve stratégique, un mécanisme pour faire face au déficit structurel*. [Fichier PDF]. file:///Users/julienduchastel/Downloads/201810_SR_Product_Sheet_FR.pdf

Epexspot. (2022, février). *Comment le prix de l'électricité est-il fixé ?*. [Fichier PDF]. https://www.epexspot.com/sites/default/files/download_center_files/20211021_Factsheet_Power%20market%20design_FR.pdf

Epexspot. (2022, mai). *Préserver les bienfaits du marché européen de l'électricité*. [Fichier PDF]. https://www.epexspot.com/sites/default/files/download_center_files/20220502_Policy%20note_Safeguarding%20the%20benefits%20of%20European%20power%20market_FR.pdf

Fernandez, A. & SPF Economie, (2015, octobre). *Programme national de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs*. [Fichier PDF] <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Programme-national-cpnpc.pdf>

FOD Economie. (2022, 1 décembre). *Analyse de risque qualitative relative à la sécurité d'approvisionnement en électricité et en gaz naturel sur le territoire belge d'ici 2030*. [Fichier PDF]. <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Analyse-de-risque-securite-approvisionnement-electricite-gaz-naturel-territoire-belge-2030.pdf>

Forum nucléaire. (2018, août). *Maintenir et développer la science, la technologie et l'industrie nucléaire belges*. [Fichier PDF]. <https://nuclearforum-5143.kxcdn.com/uploads/docs/Memorandum-Forum-nucleaire-belge.pdf>

GIEC. (2018). *Technology-specific Cost and Performance Parameters*. [Fichier PDF]. https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_annex-iii.pdf

Devezeaux de Lavergne, J. & Gollier, C. (2001). Analyse quantitative de la réversibilité du stockage des déchets nucléaires : valorisation des déchets. *Économie & prévision*, n°149. DOI : <https://doi.org/10.3917/ecop.149.0001>

IRENA. (2021). *Les coûts de production de l'électricité de sources renouvelable 2020*. [Fichier PDF]. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2020_Summary_FR.pdf?rev=d28d7fbcfda34a6c93e47843455a5fc9

Marty, F. (2004). Déséquilibres et défaillances des marchés électriques : la libéralisation est-elle coupable ? *L'Économie politique*, 24, 43-58. DOI : <https://doi.org/10.3917/leco.024.0043>

Braet, J., Milis, K., Springael, J., & Stübe, M., (2021). A dispatching model based exploration of the post-nuclear phase-out Belgian energy mix. *Université d'Anvers*. [Fichier PDF] https://repository.uantwerpen.be/docman/irua/541e0e/rps_2021_007.pdf

Morris, C. (2018, janvier). Can reactors react ?. *Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS)*. [Fichier PDF]. https://publications.rifs-potsdam.de/rest/items/item_2949898_5/component/file_3275903/content

Percebois, J. (2006). « *Ouverture à la concurrence et régulation des industries de réseaux : le cas du gaz et de l'électricité* », *Économie publique/Public economics* [En ligne], 12 | 2003/1, pp. 85-87. URL : <http://journals.openedition.org/economiepublique/348> ; DOI : <https://doi.org/10.4000/economiepublique.348>

Préfet du Finistère. (2018, 26 juillet). *Contrat de rémunération de la disponibilité du cycle combiné à gaz de Landiviseau*. [Fichier PDF]. https://www.finistere.gouv.fr/contenu/telechargement/28727/221805/file/2018_11_08_contrat_edf_ceb_sign_r_scan_couleur_.pdf

RTE. (2023, novembre). *Réactualisation des perspectives pour le système électrique. Pour l'automne et hiver 2022-2023*. [Fichier PDF]. <https://assets.rte-france.com/prod/public/2022-11/Analyse-passage-hiver-2022-2023-actualisation-novembre.pdf>

Yon, G. (2014). L'économicité d'EDF: La politique tarifaire d'Électricité de France et la reconstruction de l'économie nationale, de la nationalisation au milieu des années 1960. *Politix*, 105, 91-115. DOI : <https://doi.org/10.3917/pox.105.0091>

6.3 Les ressources des bases de données

Composants des prix de l'électricité pour client résidentiel - données annuelles. . (s. d.). Eurostat. Consulté le 15 octobre 2023, sur https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_204_c/default/table?lang=fr

Consommation quotidienne brute. (s. d.). ODRÉ. Consulté le 12 octobre 2023, sur https://odre.opendatasoft.com/explore/dataset/consommation-quotidienne-brute/analyze/?sort=-date_heure&q.timerange.date_heure=date_heure:%5B2019-12-31T23:00:00Z+TO+2020-12-31T22:59:59Z%5D&dataChart=eyJxdWVyaWVzIjpbeyJjaGFydHMiOlt7InR5cGUiOiJsaW5

IliwiZnVuYyI6IkFWRYIsInlBeGlzIjoiY29uc29tbWF0aW9uX2JydXRlX2VsZWNOcmIjaXRlX3J0ZSIsInNjaWVudGlmaWNEaXNwbGF5Ijp0cnVlLCJjb2xvciI6IiMwMDczN0MifV0sInhBeGlzIjoiZGF0ZV9oZXVyZSIsIm1heHBvaW50cyI6bnVsbCwidGltZXNjYWxlIjoiaG91ciIsInNvcnQiOiJzZXJpZTEtMSIsImNvbWZpZyI6eyJkYXRhc2V0IjoiY29uc29tbWF0aW9uLXF1b3RpZGllbm5lLWJydXRlIiwib3B0aW9ucyI6eyJzb3J0IjoiLWRhdGVfaGV1cmUiLCJxLnRpbWVyYW5nZS5kYXRlX2hldXJlIjoiZGF0ZV9oZXVyZTpbMjAxOS0xMi0zMVQyMzowMDowMFogVE8gMjAyMC0xMi0zMVQyMjoiOT0lOVpdIn19fV0sInRpbWVzY2FsZSI6IiIsInNpbmdsZUF4aXMiOnRydWUsImRpc3BsYXIMZWdlbmQiOnRydWUsImFsaWduTW9udGgiOnRydWV9

ElectricityMaps | LIVE 24/7 CO2 emissions of electricity consumption. (s. d.). Consulté le 10 octobre 2023, sur <https://app.electricitymaps.com/map>

Exportations d'électricité et de chaleur secondaire par pays partenaire. (s. d.). Eurostat. Consulté le 16 octobre 2023, sur https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_te_eh/default/table?lang=fr

Importations d'électricité et de chaleur secondaire par pays partenaire. (s. d.). Eurostat. Consulté le 16 octobre 2023, sur https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_ti_eh__custom_8969825/default/table?lang=fr

Prix de l'électricité par type d'utilisateur. (s. d.). Eurostat. Consulté le 12 octobre 2023, sur <https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ten00117/default/table?lang=fr>

Spot Belpex. (s. d.). Consulté le 20 octobre 2023, sur <https://my.elexys.be/MarketInformation/SpotBelpex.aspx>

7 Annexes

Annexe 1

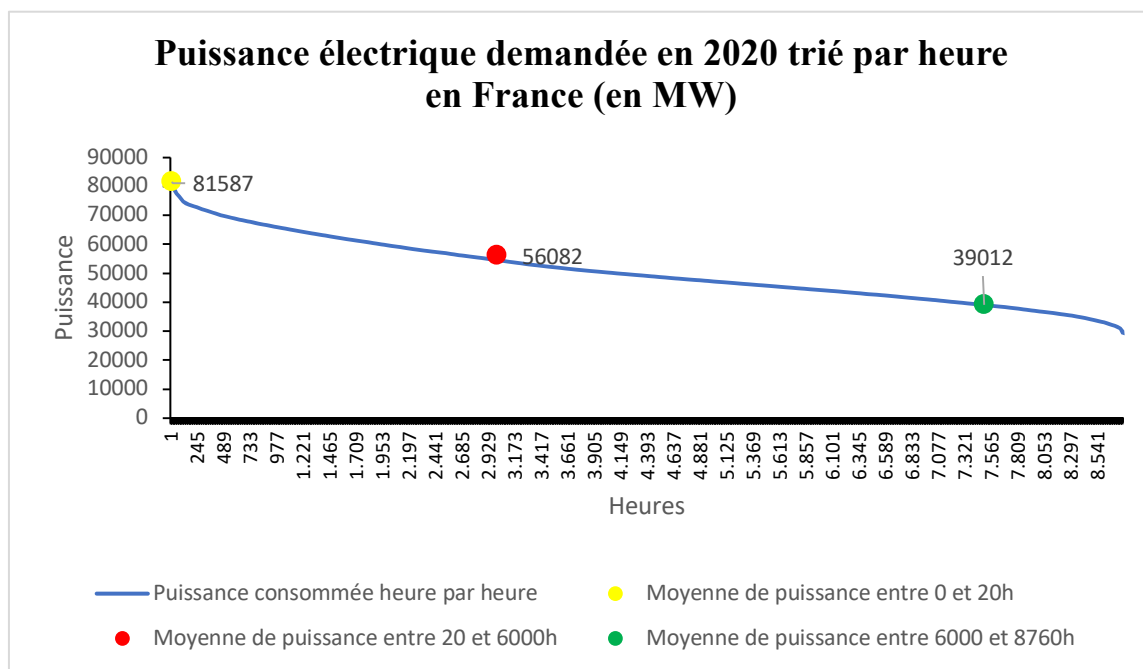


Figure 15 - Puissance demandée en France en 2020 triée heure par heure de manière décroissante

Annexe 2

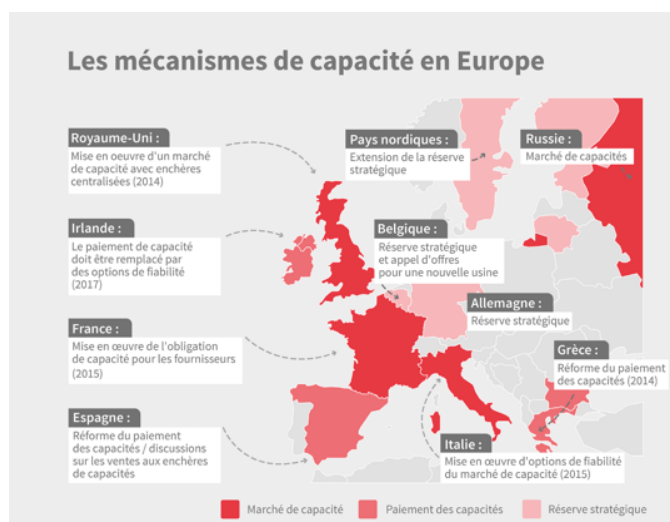


Figure 16 - Les différents mécanismes de capacité en Europe [Martin, 2023]

Annexe 3

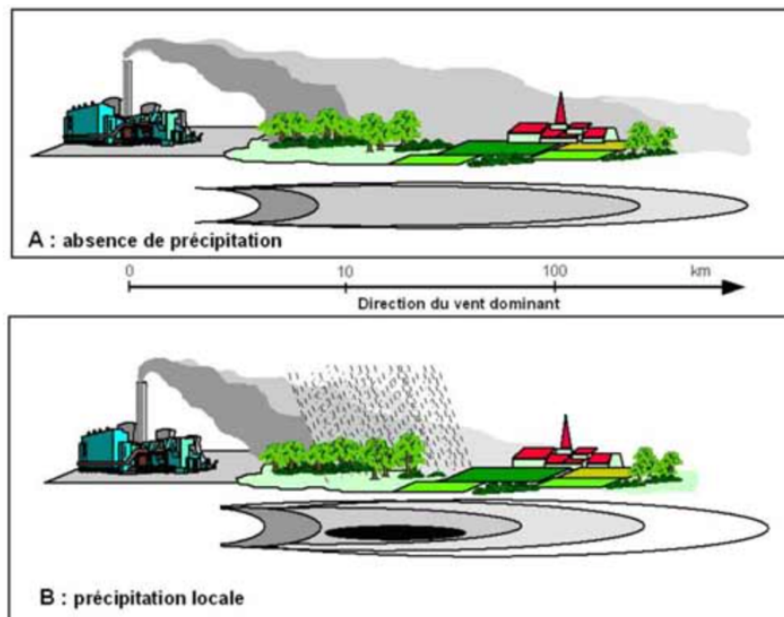


Figure 17 - Illustration de l'influence de la météo sur la dispersion des particules radioactives
[IRSN, 2012]

Annexe 4

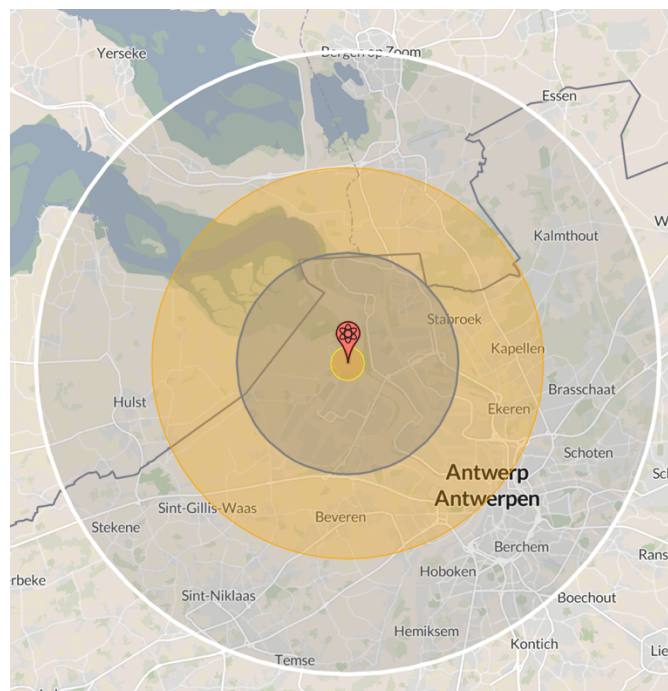


Figure 18 - Accident nucléaire de 1,2 Mt qui illustre un périmètre d'évacuation de 20 Km
(cercle blanc) [NUKEMAP]

Annexe 5

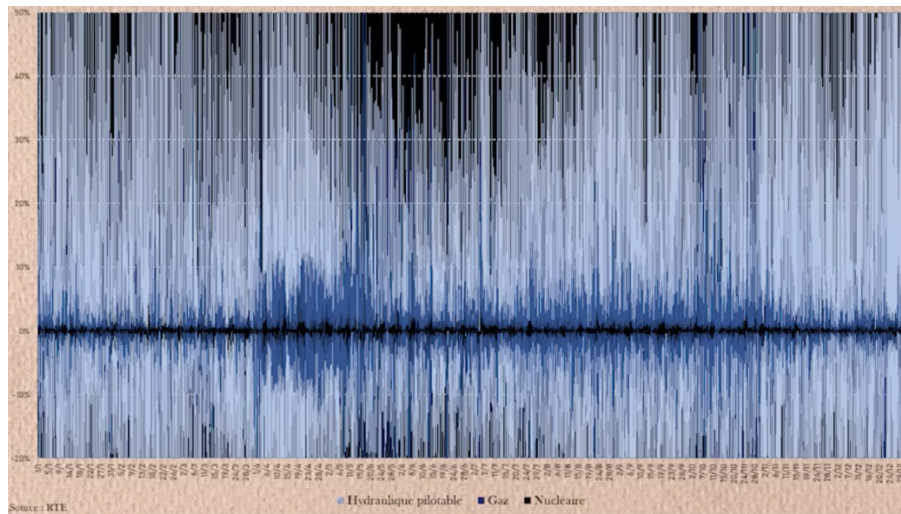


Figure 19 - Variation de la puissance produite en fonction de la technologie de production (le noir désigne les centrales nucléaires, le bleu marine les centrales à gaz et le bleu clair les installations hydrauliques) [Mitteu, 2022]

Annexe 6

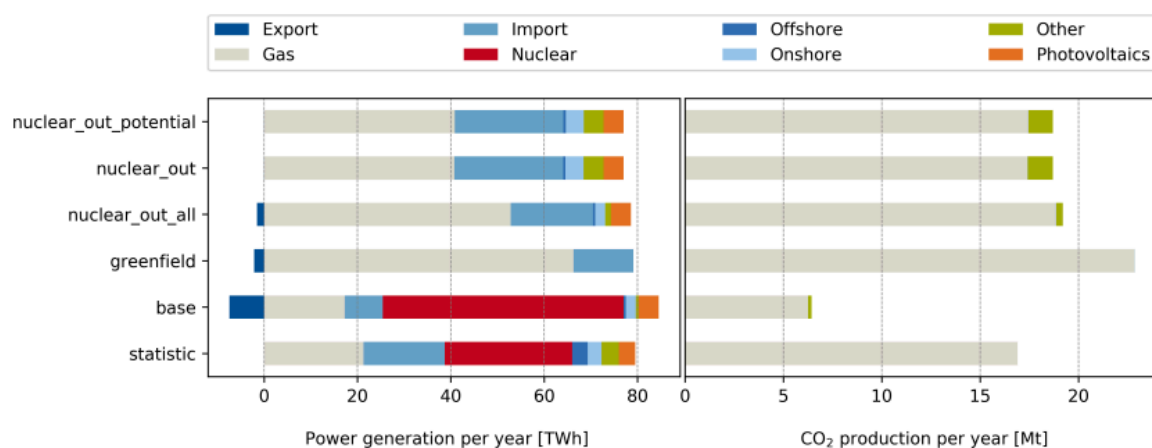


Figure 20 - Résultat de la simulation URBS [Braet, Milis, Springael & Stüber, 2021]

Table 1: Total yearly system cost per scenario, in € Billion

Scenario	Operating cost	Investment cost
<i>nuclear_out_potential</i>	3.0	1.2
<i>nuclear_out</i>	3.0	1.2
<i>nuclear_out_all</i>	3.0	1.1
<i>greenfield</i>	2.8	2.1
<i>base</i>	3.2	0

Figure 21 - Coût par scénario lié à la simulation URBS [Braet, Milis, Springael & Stüber, 2021]

Annexe 7

	<i>Coefficients</i>	<i>Erreur- type</i>	<i>Statistique t</i>	<i>Probabilité</i>	<i>Limite inférieure pour seuil de confiance = 95%</i>	<i>Limite supérieure pour seuil de confiance = 95%</i>	<i>Limite inférieure pour seuil de confiance = 95,0%</i>	<i>Limite supérieure pour seuil de confiance = 95,0%</i>
Constante	0,075	0,006	12,324	0,000	0,061	0,088	0,061	0,088
Variable X	0,003	0,020	0,157	0,879	-0,043	0,049	-0,043	0,049

Tableau 8 - Résultats du t-test de la régression linéaire entre les prix professionnels de l'électricité et la part de nucléaire en 2018

Annexe 8

	<i>Coefficients</i>	<i>Erreur- type</i>	<i>Statistique t</i>	<i>Probabilité</i>	<i>Limite inférieure pour seuil de confiance = 95%</i>	<i>Limite supérieure pour seuil de confiance = 95%</i>	<i>Limite inférieure pour seuil de confiance = 95,0%</i>	<i>Limite supérieure pour seuil de confiance = 95,0%</i>
Constante	0,214	0,025	8,532	0,000	0,157	0,270	0,157	0,270
Variable X	0,003	0,085	0,040	0,969	-0,190	0,196	-0,190	0,196

Tableau 9 - Résultats du t-test de la régression linéaire entre le prix l'électricité pour les ménages et la part de nucléaire en 2020

	<i>Coefficients</i>	<i>Erreur- type</i>	<i>Statistique t</i>	<i>Probabilité</i>	<i>Limite inférieure pour seuil de confiance = 95%</i>	<i>Limite supérieure pour seuil de confiance = 95%</i>	<i>Limite inférieure pour seuil de confiance = 95,0%</i>	<i>Limite supérieure pour seuil de confiance = 95,0%</i>
Constante	0,075	0,007	11,448	0,000	0,060	0,089	0,060	0,089
Variable X	0,009	0,022	0,390	0,706	-0,042	0,059	-0,042	0,059

Tableau 10 - Résultats du t-test de la régression linéaire entre les prix professionnels de l'électricité et la part de nucléaire en 2020

Annexe 9

	<i>Coefficients</i>	<i>Erreur- type</i>	<i>Statistique t</i>	<i>Probabilité</i>	<i>Limite inférieure pour seuil de confiance = 95%</i>	<i>Limite supérieure pour seuil de confiance = 95%</i>	<i>Limite inférieure pour seuil de confiance = 95,0%</i>	<i>Limite supérieure pour seuil de confiance = 95,0%</i>
Constante	0,193	0,025	7,660	0,000	0,136	0,251	0,136	0,251
Variable X	0,136	0,123	1,103	0,299	-0,143	0,414	-0,143	0,414

Tableau 11 - Résultats du t-test de la régression linéaire entre le prix l'électricité pour les ménages et la part de gaz en 2020

	<i>Coefficients</i>	<i>Erreur- type</i>	<i>Statistique t</i>	<i>Probabilité</i>	<i>Limite inférieure pour seuil de confiance = 95%</i>	<i>Limite supérieure pour seuil de confiance = 95%</i>	<i>Limite inférieure pour seuil de confiance = 95,0%</i>	<i>Limite supérieure pour seuil de confiance = 95,0%</i>
Constante	0,066	0,005	12,670	0,000	0,054	0,077	0,054	0,077
Variable X	0,070	0,025	2,785	0,021	0,013	0,127	0,013	0,127

Tableau 12 - Résultats du t-test de la régression linéaire entre les prix professionnels de l'électricité et la part de gaz en 2020

Annexe 10

	<i>Coefficients</i>	<i>Erreur- type</i>	<i>Statistique t</i>	<i>Probabilité</i>	<i>Limite inférieure pour seuil de confiance = 95%</i>	<i>Limite supérieure pour seuil de confiance = 95%</i>	<i>Limite inférieure pour seuil de confiance = 95,0%</i>	<i>Limite supérieure pour seuil de confiance = 95,0%</i>
Constante	0,200	0,027	7,321	0,000	0,138	0,262	0,138	0,262
Variable X	0,107	0,138	0,774	0,459	-0,206	0,419	-0,206	0,419

Tableau 13 - Résultats du t-test de la régression linéaire entre le prix l'électricité pour les ménages et la part de gaz en 2018

	<i>Coefficients</i>	<i>Erreur- type</i>	<i>Statistique t</i>	<i>Probabilité</i>	<i>Limite inférieure pour seuil de confiance = 95%</i>	<i>Limite supérieure pour seuil de confiance = 95%</i>	<i>Limite inférieure pour seuil de confiance = 95,0%</i>	<i>Limite supérieure pour seuil de confiance = 95,0%</i>
Constante	0,066	0,005	14,098	0,000	0,055	0,077	0,055	0,077
Variable X	0,064	0,024	2,687	0,025	0,010	0,117	0,010	0,117

Tableau 14 - Résultats du t-test de la régression linéaire entre les prix professionnels de l'électricité et la part de gaz en 2018

Annexe 11

	<i>Coefficients</i>	<i>Erreur- type</i>	<i>Statistique t</i>	<i>Probabilité</i>	<i>Limite inférieure pour seuil de confiance = 95%</i>	<i>Limite supérieure pour seuil de confiance = 95%</i>	<i>Limite inférieure pour seuil de confiance = 95,0%</i>	<i>Limite supérieure pour seuil de confiance = 95,0%</i>
Constante	0,055	0,007	7,413	0,000	0,038	0,072	0,038	0,072
Variable X	0,019	0,024	0,792	0,451	-0,037	0,076	-0,037	0,076

Tableau 15 - Résultats du t-test de la régression linéaire entre le prix de gros de l'électricité et la part de nucléaire en 2018

	<i>Coefficients</i>	<i>Erreur- type</i>	<i>Statistique t</i>	<i>Probabilité</i>	<i>Limite inférieure pour seuil de confiance = 95%</i>	<i>Limite supérieure pour seuil de confiance = 95%</i>	<i>Limite inférieure pour seuil de confiance = 95,0%</i>	<i>Limite supérieure pour seuil de confiance = 95,0%</i>
Constante	0,051	0,006	8,100	0,000	0,036	0,065	0,036	0,065
Variable X	0,026	0,021	1,259	0,243	-0,022	0,074	-0,022	0,074

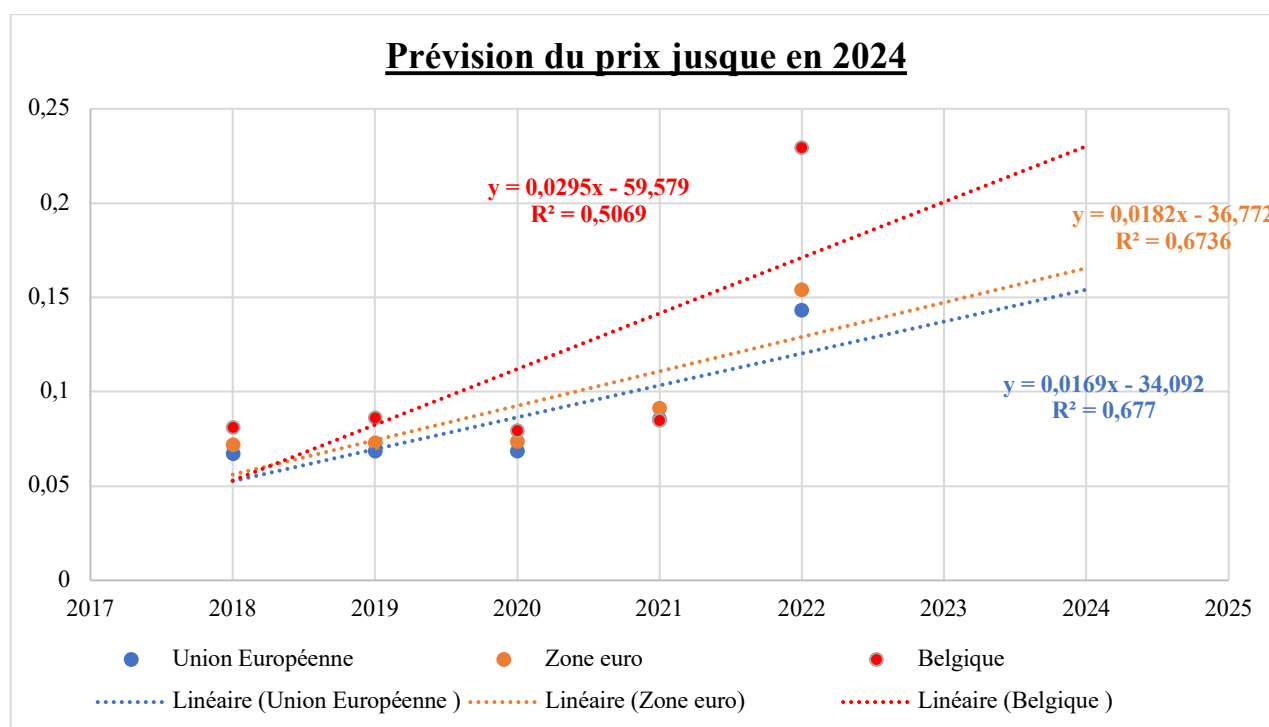
Tableau 16 - Résultats du t-test de la régression linéaire entre le prix de gros de l'électricité et la part de nucléaire en 2020

Annexe 12

	<i>Coefficients</i>	<i>Erreur-type</i>	<i>Statistique t</i>	<i>Probabilité</i>	<i>Limite inférieure pour seuil de confiance = 95%</i>	<i>Limite supérieure pour seuil de confiance = 95%</i>	<i>Limite inférieure pour seuil de confiance = 95,0%</i>	<i>Limite supérieure pour seuil de confiance = 95,0%</i>
Constante	0,046	0,004	10,794	0,000	0,036	0,056	0,036	0,056
Variable X	0,095	0,022	4,395	0,002	0,045	0,145	0,045	0,145

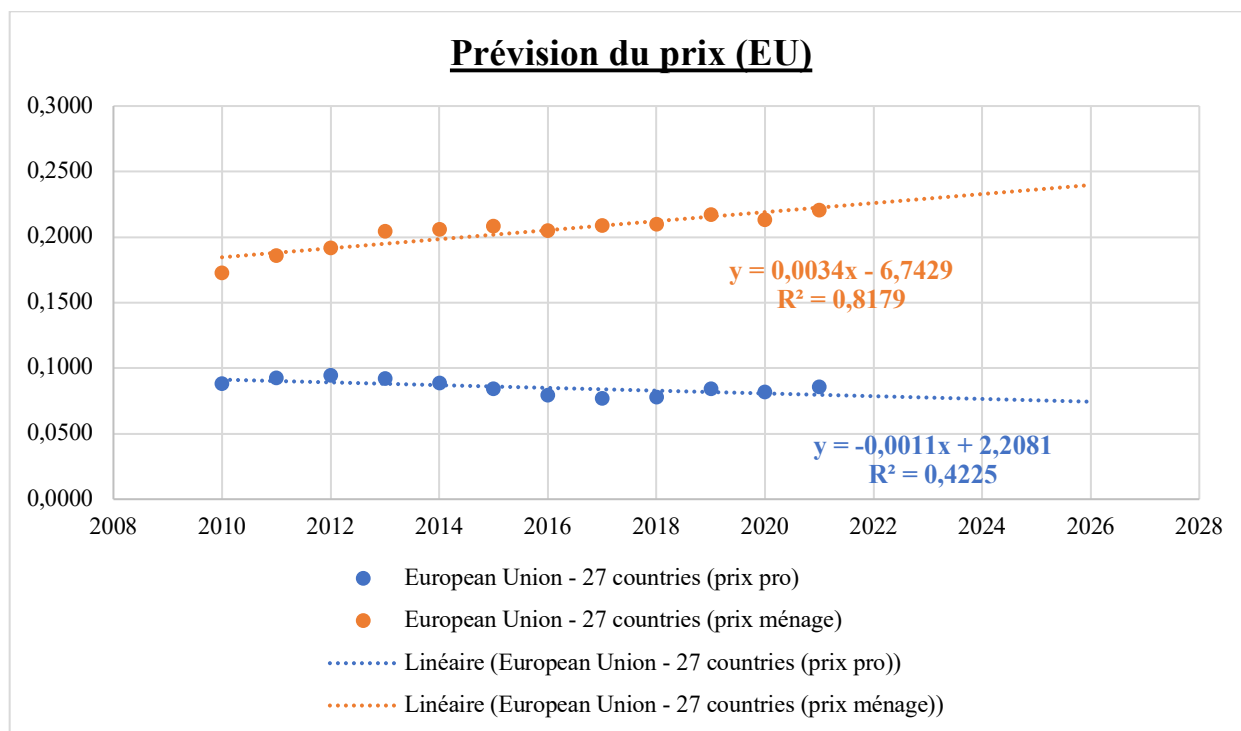
Tableau 17 - Résultats du t-test de la régression linéaire entre le prix de gros de l'électricité et la part de gaz en 2018

Annexe 13



Graphique 10 - Prévision des prix de l'électricité en Belgique et en Europe jusqu'en 2024 (par kWh)

Annexe 14



Graphique 9 - Prévision des prix de l'électricité en Europe jusqu'en 2026 (par kWh)

Résumé :

Ce mémoire explore les différentes implications quant à la décision de la Belgique de sortir progressivement de l'énergie nucléaire, une technologie controversée introduite dans les années 1970. Malgré plusieurs prolongations, le gouvernement belge a décidé de fermer progressivement les réacteurs, ce qui a soulevé des préoccupations quant à l'approvisionnement énergétique et à l'impact sur les factures d'électricité.

Le mémoire analyse le marché de l'électricité, montrant que la part du nucléaire n'a pas d'impact significatif sur le prix de l'électricité, contrairement à la part du gaz. Il identifie également une corrélation négative entre le développement des énergies renouvelables et la présence de centrales nucléaires.

En se penchant sur la capacité de substitution et les alternatives à l'énergie nucléaire, il révèle un certain questionnement sur la capacité d'importation d'électricité si les unités mises à l'arrêt ne sont pas remplacées. Cela soulève donc certaines préoccupations quant à la sécurité de l'approvisionnement énergétique en cas d'arrêt progressif des centrales.

Enfin, ce travail met en lumière l'importance de comprendre le marché de l'électricité et souligne les lacunes du marché susceptibles de déclencher des crises énergétiques, telle que l'augmentation soudaine des prix du gaz russe que nous venons de connaître. En résumé, ce document examine les conséquences économiques et environnementales de la sortie programmée du nucléaire en Belgique, identifiant les forces et les faiblesses de cette technologie et soulignant la complexité des défis énergétiques futurs.

UNIVERSITÉ CATHOLIQUE DE LOUVAIN
Louvain School of Management

Place des Doyens, 1 bte L2.01.01, 1348 Louvain-la-Neuve
Boulevard Emile Devreux 6, 6000 Charleroi, Belgique
Chaussée de Binche 151, 7000 Mons, Belgique
www.uclouvain.be/lsm