

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

OPTIMISATION ENVIRONNEMENTALE DE LA GESTION DES CONSOMMATIONS
ÉLECTRIQUES EN TEMPS RÉEL

ALEXANDRE MILOVANOFF

DÉPARTEMENT DE GÉNIE CHIMIQUE
ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

MÉMOIRE PRÉSENTÉ EN VUE DE L'OBTENTION
DU DIPLÔME DE MAÎTRISE ÈS SCIENCES APPLIQUÉES
(GÉNIE CHIMIQUE)

JUIN 2016

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

Ce mémoire intitulé :

OPTIMISATION ENVIRONNEMENTALE DE LA GESTION DES CONSOMMATIONS
ÉLECTRIQUES EN TEMPS RÉEL

présenté par : MILOVANOFF Alexandre

en vue de l'obtention du diplôme de : Maîtrise ès sciences appliquées

a été dûment accepté par le jury d'examen constitué de :

M. LEGROS Robert, Ph. D., président

M. SAMSON Réjean, Ph. D., membre et directeur de recherche

Mme GAUDREAUULT Caroline, Ph. D., membre et codirectrice de recherche

M. CHERIET Mohamed, Ph. D., membre et codirecteur de recherche

M. MARGNI Manuele, Doctorat., membre

REMERCIEMENTS

Je souhaite remercier Réjean Samson pour m'avoir permis d'intégrer le CIRAIG et pour son soutien tout au long de ma maîtrise, Thomas Dandres pour sa patience, sa gentillesse et ses conseils qui m'ont été d'une grande aide, Mohamed Cheriet pour son accueil chaleureux au sein du laboratoire Synchronédia et Caroline Gaudreault pour ses conseils aiguisés.

Je tiens également à remercier Julien Walzberg pour son aide et ses conseils, j'ai été très heureux de travailler à ses côtés. Merci aux membres du laboratoire Synchronédia de l'ETS qui ont pris le temps de répondre à nos interrogations. Merci à tous les membres du CIRAIG pour leur bonne humeur et à tous les étudiants avec lesquels je conserverai de très bons souvenirs. Merci au soutien financier du CRSNG sans qui rien n'aurait été possible et aux membres du jury d'avoir pris le temps d'évaluer mon travail.

RÉSUMÉ

La production d'électricité a été responsable en 2013 de 42,5 % des émissions de gaz à effet de serre provenant des combustions d'énergies fossiles. Or, l'intégration d'une production moins carbonée tournée vers l'utilisation des énergies renouvelables intermittentes telles que le solaire et l'éolien demande une amélioration technique des réseaux électriques afin d'assurer stabilité, sécurité et efficacité de la distribution. Une des solutions les plus prometteuses pour assurer cette avancée repose sur l'utilisation des technologies d'information et de communication. À travers l'augmentation de la communication et du contrôle aux différents points du réseau, le consommateur devient acteur du marché d'électricité grâce à des programmes de gestion des consommations. Ces programmes se basent sur des principes de réduction et de décalage des consommations. Ils permettent d'augmenter la capacité d'adaptation du réseau en allégeant les demandes lorsque le niveau de production est élevé. Cependant la performance environnementale des programmes de gestion des consommations sur le court et le long terme reste à être démontrée. En effet, les indicateurs utilisés pour décider du décalage des consommations sont très majoritairement économiques et ne prennent pas en compte des aspects environnementaux. L'analyse de cycle de vie (ACV) est une approche systémique qui évalue les impacts potentiels d'un service sur toutes les phases de son cycle de vie. Appliquée à la consommation d'électricité, l'ACV doit relever de nombreux défis comme celui de dissocier en temps réel les impacts de la production de ceux de la consommation lesquels sont aussi liés aux importations et exportations. D'autres défis concernent l'étude en temps réel des conséquences environnementales des technologies affectées par des variations de consommations. L'objectif de ce mémoire est de développer des indicateurs environnementaux utilisant l'approche cycle de vie qui permettent l'optimisation des consommations énergétiques et l'évaluation environnementale des programmes de gestion des consommations. L'étude de cas de ce mémoire est la France entre 2012 et 2015.

Les indicateurs développés reposent sur deux approches d'analyse de cycle de vie des consommations électriques. La première approche, appelée attributionnelle, étudie à chaque instant les équilibres des réseaux en considérant les importations et les exportations afin d'établir des coefficients d'impacts révélateurs de la qualité de l'énergie consommée. Les impacts de la production d'électricité des pays principaux exportateurs à la France, soit la Grande – Bretagne, l'Allemagne, la Belgique, l'Italie et l'Espagne, sont considérés avec une résolution temporelle de 30 minutes. Ainsi entre 2012 et 2014, les émissions moyennes de l'énergie consommée en France

ont été 21,8 % plus émettrices de GES que les émissions moyennes de l'énergie produite en France. Ces augmentations sont respectivement de l'ordre de 3,6 %, 4,3 % et 1,7 % pour les catégories d'impacts de la santé humaine, la qualité des écosystèmes ou l'utilisation des ressources. Les solutions des stratégies de gestion des consommations utilisant les indicateurs de l'approche attributionnelle réduisent les impacts environnementaux des consommations flexibles jusqu'à 38,5 % pour la catégorie changement climatique. De plus, les indicateurs basés sur les émissions de GES et les impacts sur la santé humaine offrent les solutions avec les meilleurs compromis d'optimisation sur les autres catégories d'impacts. Finalement, les solutions visant la réduction du prix de l'électricité achetée ne sont que 11 % du temps les mêmes que celles visant la réduction de l'empreinte carbone des consommations. Ainsi, l'optimisation environnementale va à l'encontre d'une optimisation économique de l'électricité consommée. Incorporer le prix carbone, qui représente le coût d'1 kg de CO₂, au prix d'achat de l'électricité permet d'améliorer l'efficacité environnementale sur la catégorie changement climatique des solutions économiques.

La deuxième approche d'analyse de cycle de vie utilisée dans cette étude est appelée conséquentielle. Elle étudie les conséquences environnementales de consommations supplémentaires sur le réseau électrique. L'approche est développée dynamiquement en étudiant les technologies affectées à très court terme par des variations de consommations. Deux modèles sont développés à partir de données globales. Le premier considère que l'ensemble des technologies de production contrôlables par l'opérateur du réseau sont les conséquences des variations des consommations. Le deuxième modèle suppose que certaines technologies de production sont des imprévus et ne peuvent être considérées comme des technologies affectées. Entre 2012 et 2014, en France, en Italie et en Espagne l'hydroélectricité est la technologie qui a le plus adapté sa production aux variations des consommations. Les programmes de gestion des consommations utilisant les indicateurs de l'approche conséquentielle permettent de réduire jusqu'à 98 % des émissions de GES associées aux technologies affectées par des consommations. Cependant, les deux modèles utilisant l'approche conséquentielle offrent des solutions différentes. Ceci montre que l'utilisation de l'approche conséquentielle dynamique au niveau global souffre d'un manque de considération des conséquences technologiques locales des consommations. Pour devenir performantes écologiquement, les stratégies de gestion des consommations doivent travailler avec les opérateurs des réseaux et intégrer les conséquences économiques et environnementales des stratégies sur le long terme.

Ce travail met en exergue les rôles des approches conséquentielle et attributionnelle dans l'analyse de cycle de vie. Une approche couplant les conséquences à long terme de l'implémentation d'un programme utilisant des données dynamiques moyennées serait révélatrice des performances environnementales des programmes de gestion des consommations.

ABSTRACT

Smart technologies such as smart metering provide new alternatives to mitigate the impacts of electricity generation. For instance, demand-side management (DSM) programs enhance the integration of intermittent renewable energy sources through changes in consumption patterns. However, changes are led by economic incentives and environmental benefits are not maximized. Life cycle assessment (LCA) is a standardized methodology that aims to assess the environmental impacts of a product or a service over its entire life cycle. The primary objective of our project is to develop environmental indicators to assess the environmental benefits of DSM programs and to provide new alternatives of changes in consumption patterns. Two distinct approaches were used in order to develop the indicators. The first one, called attributional, aimed to assess the potential impacts of real-time electricity use in France including generation, imports and exports with a life cycle approach. The second approach, called consequential, aimed to assess the environmental consequences of electricity use through changes in the technologies producing the energy. Then, based on both approaches, we evaluated the environmental performances of simple DSM strategies using environmental and economic indicators based on historic and day-ahead data.

The real-time LCA of electricity generation in France, Germany, Great Britain, Italy, Belgium and Spain were conducted every 30 minutes between 2012 and 2014 in order to compute in France the real-time LCA of electricity consumption considering imports and exports. We found that the use of French generation impact factors compared to the use of French consumption impact factors underestimated on average by 21.8 %, 3.6 %, 4.3 % and 1.7 % the impacts of electricity consumption on the four environmental indicators: Climate Change, Human Health, Ecosystem Quality and Resources respectively. A use of 1 kWh was optimized every day between 2012 and 2014 based on the four environmental indicators previously developed and the price of the electricity. Each optimum scenario minimized every day the impacts or the price of the electricity use. We compared the five optimum scenarios with the help of the five indicators to five worst case scenarios. Each worst case scenario depicted the maximum of impacts or price achievable every day. The environmental indicator Climate Change had the widest range of mitigation compared to the worst case scenario, i.e. up to 38.5 %. If each environmental indicator was considered equally important, the optimizations based on the Climate Change and Human Health indicators offered the most effective solutions on all the environmental indicators. In addition, the optimization based on the price of the electricity was compared to the environmental optimization based on the Climate

Change indicator. The environmental optimization cost 1.4 € per kg CO₂ eq. saved for a mitigation of 12 % of greenhouse gases (GHG) emissions compared to the economic optimization. If a carbon price of 100€ per tonne of CO₂ was applied, the new economic optimization would cost 0.04 € per kg CO₂ eq. saved for a mitigation of 2.5 % of the GHG emissions compared to the previous economic optimization. Finally, a day-ahead optimization model was developed based on forecasts of European generation factors. Despite uncertainties related to electricity generation and consumption, we achieved a mitigation of 27 % of GHG emissions compared to the worst case scenario with the use of a realistic optimization model a day-ahead.

For the consequential approach, two different models were used in order to define the dynamic technologies affected by the consumption from global data. The first one considered that all the controllable technologies, i.e. all the technologies except those from intermittent sources, were affected by the consumption and the second considered that only the controllable technologies which fluctuated in the same direction than the global consumption were affected by the consumption. Between 2012 and 2014, in France, Italy and Spain, hydroelectric plants were the main affected technologies for the two models. The DSM programs based on the indicators using the consequential approach reduced up to 98 % the GHG emissions of the technologies affected by the consumption. However, the two models had different optimal solutions. Hence, the assumptions made on the global data affected the results of the model. The consequential approach suffered from a lack of local considerations. To become environmentally efficient, DMS programs need to work with system operators of electrical network in order to assess the real local consequences of changes in use patterns.

TABLE DES MATIÈRES

REMERCIEMENTS	III
RÉSUMÉ.....	IV
ABSTRACT	VII
TABLE DES MATIÈRES	IX
LISTE DES TABLEAUX.....	XII
LISTE DES FIGURES.....	XV
LISTE DES ÉQUATIONS.....	XVII
LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS	XIX
LISTE DES ANNEXES	XX
CHAPITRE 1 INTRODUCTION.....	1
CHAPITRE 2 REVUE DE LITTÉRATURE.....	2
2.1 L'électricité	2
2.1.1 Les réseaux électriques.....	2
2.1.2 Les marchés de l'électricité.....	7
2.2 Consommation intelligente	10
2.2.1 TIC	10
2.2.2 Intelligence des services.....	12
2.2.3 Gestion des consommations	14
2.3 Évaluation environnementale.....	21
2.3.1 ACV	21
2.3.2 Impacts de la production et de la consommation d'électricité	23
2.4 Résumé de la problématique	29
CHAPITRE 3 OBJECTIFS ET MÉTHODOLOGIE.....	31

3.1	Objectifs général et secondaires	31
3.1.1	Objectif général	31
3.1.2	Objectifs secondaires.....	31
3.2	Méthodologie	31
3.2.1	Résumé de la méthodologie	31
3.2.2	Descriptif de l'étude de cas	32
3.2.3	Analyse des impacts des consommations électriques à chaque instant	32
3.2.4	Analyse dynamique des impacts des consommations électriques prospectives	45
3.2.5	Stratégies de gestion des consommations électriques pour un bâtiment intelligent. .	51
CHAPITRE 4 ARTICLE 1: OPTIMIZATION OF ENERGY CONSUMPTION IN SMART HOMES: A LIFE-CYCLE ASSESSMENT BASED DEMAND-SIDE MANAGEMENT PROGRAM.....		55
4.1.1	Abstract	55
4.1.2	Introduction	56
4.1.3	Method	58
4.1.4	Results	65
4.1.5	Discussion	73
4.1.6	Conclusion.....	75
4.1.7	Acknowledgement.....	76
4.1.8	References	76
CHAPITRE 5 RÉSULTATS COMPLÉMENTAIRES		80
5.1.1	Conséquences environnementales des consommations électriques	80
5.1.2	Prévisions des coefficients des approches attributionnelle et conséquentielle	87
5.1.3	Optimisation des consommations énergétiques	91
CHAPITRE 6 DISCUSSION GÉNÉRALE		98

6.1	Technologies affectées	98
6.1.1	Importations et exportations.....	98
6.1.2	Technologies contrôlables et non contrôlables	99
6.1.3	Agrégations technologique et spatiale.....	100
6.1.4	Amélioration de l'identification des technologies affectées en ACV.....	101
6.2	Optimisation des consommations énergétiques : Intérêts et défis des approches	102
6.3	ACV conséquentielle à court et long terme	104
6.4	Incertitudes de l'évaluation environnementale	105
6.5	Approche attributionnelle des consommations électriques	105
6.6	Limites des modèles de prévisions.....	106
6.7	Temps de retour environnemental des TIC	106
CHAPITRE 7 CONTRIBUTIONS ET CONCLUSIONS.....		108
7.1	Contributions.....	108
7.2	Conclusions	108
BIBLIOGRAPHIE		111
ANNEXES		117

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Données de production d'électricité.....	35
Tableau 2 : Sources des données pour la production d'électricité en Allemagne.....	39
Tableau 3 : Facteurs d'extrapolations par année par gestionnaire du réseau en Allemagne	39
Tableau 4 : Sources des facteurs de contributions technologiques par pays.....	40
Tableau 5 : Contributions des différentes sources des technologies imprévues pour 1 heure et 30 minutes entre 2012 et 2014	84
Tableau 6 : Régressions multilinéaires des taux d'émissions de production	88
Tableau 7 : Résultats des régressions multilinéaires pour l'approche attributionnelle	88
Tableau 8 : Régressions multilinéaires des émissions des technologies affectées.....	90
Tableau 9 : Résultats des régressions multilinéaires pour l'approche conséquentielle.....	90
Tableau 10 : Optimisation des consommations énergétiques pour la catégorie changements climatiques utilisant l'approche conséquentielle	91
Tableau 11 : Résultats des scénarii optimaux comparés au scénario de référence et aux scénarii du pire cas pour le modèle sans imprévus avec un horizon de temps de 30 minutes	92
Tableau 12 : Résultats des scénarii optimaux comparés au scénario de référence et aux scénarii du pire cas pour le modèle avec imprévus avec un horizon de temps de 30 minutes	92
Tableau 13 : Correspondances des solutions optimales des différentes catégories orientées dommages pour le modèle sans imprévus avec un horizon de temps de 30 minutes	93
Tableau 14 : Correspondances des solutions optimales des différentes catégories orientées dommages pour le modèle avec imprévus avec un horizon de temps de 30 minutes	93
Tableau 15 : Comparaison des différents scénarii optimaux en fonction de tous les indicateurs environnementaux de l'approche conséquentielle pour le modèle sans imprévus pour un horizon de temps de 30 minutes.....	94

Tableau 16 : Comparaison des différents scénarii optimaux en fonction de tous les indicateurs environnementaux de l’approche conséquentielle pour le modèle avec imprévus pour un horizon de temps de 30 minutes.....	94
Tableau 17 : Impacts des différents scénarii optimaux de la catégorie changements climatiques des deux approches d’ACV pour des consommations de 30 minutes mesurée par les deux approches.....	96
Tableau 18 : Résultats des différents scénarii optimaux de la catégorie changements climatiques pour les deux approches d’ACV pour des consommations de 1 heure.....	96
Tableau 19 : Résultats des différents scénarii optimaux de la catégorie santé humaine pour les deux approches d’ACV pour des consommations de 1 heure	96
Tableau 20 : Résultats des différents scénarii optimaux de la catégorie qualité des écosystèmes pour les deux approches d’ACV pour des consommations de 1 heure.....	96
Tableau 21 : Résultats des différents scénarii optimaux de la catégorie ressources pour les deux approches d’ACV pour des consommations de 1 heure	96
Tableau 22 : Détails des technologies de production d’électricité par source d’énergie en France	117
Tableau 23 : Moyennes et minimums des technologies de production de base entre janvier 2012 et décembre 2014 en Allemagne	118
Tableau 24 : Minimums et contributions des technologies de pointes en Allemagne entre janvier 2012 et décembre 2014	119
Tableau 25 : Résultats de la production d’électricité du modèle de 2012 à 2014.....	120
Tableau 26 : Statistiques réelles de la production d’électricité par source en Allemagne.....	120
Tableau 27 : Facteurs de contribution pour les technologies des données primaires françaises .	121
Tableau 28 : Facteurs de contribution des technologies aux sources d’énergie en France.....	122
Tableau 29 : Facteurs de contribution des technologies et des processus aux types de production en Grande-Bretagne	123

Tableau 30 : Facteurs de contribution des technologies et des processus aux sources d'énergie en Italie.....	124
Tableau 31 : Facteurs de contribution des technologies et des processus aux sources d'énergie en Belgique	125
Tableau 32 : Facteurs de contribution des technologies et des processus aux sources d'énergie en Espagne	126
Tableau 33 : Facteurs de contribution des technologies et des processus aux sources d'énergie en Allemagne	127
Tableau 34 : Facteurs de transmission et de pertes pour les pays à l'étude.....	128
Tableau 35 : Résultats des paramètres des régressions multilinéaires pour l'approche attributionnelle	131
Tableau 36 : Résultats des paramètres des régressions multilinéaires pour l'approche conséquentielle	136

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Frontière des échanges.....	34
Figure 2 : Réseau électrique allemand	37
Figure 3 : Journée moyenne des technologies affectées sur 30 minutes en absence d'imprévus en France entre 2012 et 2014	80
Figure 4 : Moyennes mensuelles des technologies affectées sur 30 minutes en absence d'imprévus en France entre 2012 et 2014	81
Figure 5 : Comparaison des moyennes des technologies affectées en absence d'imprévus pour 1 heure et 30 minutes entre 2012 et 2014 en France	82
Figure 6 : Journée moyenne des technologies affectées sur 30 minutes avec imprévus en France entre 2012 et 2014.....	83
Figure 7 : Comparaison des moyennes des technologies affectées avec imprévus pour 1 heure et 30 minutes entre 2012 et 2014 en France.....	84
Figure 8 : Analyses statistiques des coefficients d'impacts des technologies des modèles avec et sans imprévus et sur des horizons de temps d'1 heure et de 30 minutes	86
Figure 9 : Moyennes des contributions des technologies affectées en Europe avec le modèle sans imprévus sur 1 heure entre 2012 et 2015	101
Figure 10 : Graphiques des variables dépendantes en fonction des variables indépendantes des régressions multilinéaires pour l'approche attributionnelle	132
Figure 11 : Distributions des erreurs des régressions multilinéaires pour l'approche attributionnelle	134
Figure 12 : Graphiques des résidus de Student en fonction des valeurs prédites non-normalisées des régressions multilinéaires pour l'approche attributionnelle.....	135
Figure 13 : Graphiques des variables dépendantes en fonction des variables indépendantes des régressions multilinéaires pour l'approche attributionnelle	136
Figure 14 : Distributions des erreurs des régressions multilinéaires pour l'approche conséquentielle	137

Figure 15 : Graphiques des résidus de Student en fonction des valeurs prédites non-normalisées
des régressions multilinéaires pour l'approche conséquentielle137

LISTE DES ÉQUATIONS

Équation 1 : Équation d'équilibre d'un réseau électrique à l'instant « t ».....	33
Équation 2 : Impacts de la catégorie orientée dommages « I » de la production d'électricité du pays « i » en « t ».....	42
Équation 3 : Taux d'impacts de la catégorie orientée dommages « I » de la production et de la distribution d'électricité du pays « i » en « t ».....	42
Équation 4 : Coefficient d'impacts de la catégorie orientée dommages « I » de production du pays « i » en « t ».....	43
Équation 5 : Taux d'impacts de la catégorie orientée dommages « I » associés aux importations en France du pays « i » en « t ».....	44
Équation 6 : Taux d'impacts de la catégorie orientée dommages « I » des importations en France en « t ».....	44
Équation 7 : Taux d'impacts de la catégorie orientée dommages « I » des exports en France en « t ».....	44
Équation 8 : Taux d'impacts de la catégorie orientée dommages « I » des consommations en France en « t ».....	45
Équation 9 : Coefficient d'impacts de la catégorie orientée dommages « I » de consommation de la France en « t ».....	45
Équation 10 : Variations entre « t » et « t + h » des consommations ($V_{Ct, h}$) et de la production ($V_{Pt, h}$).....	46
Équation 11 : Coefficient d'impacts de la catégorie orientée dommages « I » des technologies affectées sans imprévus par les consommations prospectives entre « t » et « t + h ».....	50
Équation 12 : Coefficient d'impacts de la catégorie orientée dommages « I » des technologies affectées avec imprévus par les consommations prospectives entre « t » et « t + h ».....	50
Équation 13 : Coefficient de détermination	54
Équation 14 : Régression multilinéaire des taux d'émissions de production à l'instant « t » en France	88

Équation 15 : Régression multilinéaire à « n » variables indépendantes.....	129
---	-----

LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS

ACV	Analyse de cycle de vie
ACV – A	Analyse de cycle de vie attributionnelle
ACV – C	Analyse de cycle de vie conséquentielle
AIE	Agence internationale de l'énergie
DLC	Direct load control
DR	Demand-response
DSM	Demand-side management
ERI	Énergie renouvelable intermittente
GES	Gaz à effet de serre
GHG	Greenhouse gas
ICT	Information and communication technology
IRE	Intermittent renewable energy
ISO	International Organization for Standardization
LCA	Life cycle assessment
OCDE	Organisation de Coopération et de Développement Économiques
RTP	Real time pricing
TIC	Technologie d'information et de communication
TOU	Time of Use
US	United States

LISTE DES ANNEXES

Annexe A – Technologies de production d’électricité en France	117
Annexe B – Modèle de production détaillée d’électricité en Allemagne	118
Annexe C – Processus et facteurs de contribution	121
Annexe D – Pertes et facteurs des processus de transmission	128
Annexe E – Cadre théorique des Régressions multilinéaires.....	129
Annexe F – Résultats des Régressions multilinéaires.....	131
Annexe G – Scripts du logiciel Sahi	139
Annexe H – Scripts VBA	142
Annexe I – Annexes de l’article.....	144

CHAPITRE 1 INTRODUCTION

La nouvelle résidence universitaire de l'École de Technologie Supérieure (ETS) à Montréal est un exemple de technologies de l'information et de la communication (TIC) appliquées à un bâtiment intelligent. Les bâtiments sont automatisés et connectés à un réseau intelligent. Cette nouvelle manière de vivre a une influence directe sur notre confort mais la considération environnementale doit être présente si l'on veut arrêter l'augmentation incessante de notre empreinte écologique. En effet, depuis le milieu du 20^{ème} siècle, les émissions de gaz à effet de serre (GES) anthropiques n'ont cessé d'augmenter. Or, la terre n'a pas la capacité d'absorber toutes ces émissions et de plus en plus d'organismes comme le groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) alertent d'un changement climatique mondial.

Le secteur énergétique est un des premiers responsables des émissions de GES. Au centre des activités humaines, ce secteur doit trouver les solutions pour créer une transition et proposer une énergie basée sur des sources renouvelables et moins problématiques pour l'environnement. La génération d'électricité a trouvé son nouveau credo, la conversion non carbonée provenant du vent et du soleil. Or ces sources non-traditionnelles amènent à repenser les réseaux électriques à cause d'une intermittence et d'un manque de contrôle qui mettent à mal la flexibilité nécessaire pour assurer une distribution stable et sécuritaire de l'électricité.

Les TIC proposent des solutions pour améliorer la flexibilité des réseaux à travers le développement de l'intelligence des systèmes. Avec une meilleure connaissance du réseau et une communication renforcée, les consommateurs peuvent intégrer le marché de l'électricité et proposer une nouvelle forme d'adaptation à travers la gestion des consommations. Mais ces technologies demandent d'importantes infrastructures décentralisées qui possèdent de nombreux impacts sur l'environnement autres que les émissions de GES. L'analyse de cycle de vie (ACV) offre une méthodologie normée qui permet la quantification de plusieurs impacts environnementaux sur les différentes phases du cycle de vie d'un produit ou d'un service. Cependant, l'ACV doit s'adapter et innover pour intégrer les enjeux liés aux TIC et à la production d'électricité afin d'offrir les meilleures décisions dans le contexte de villes intelligentes.

CHAPITRE 2 REVUE DE LITTÉRATURE

Les questions principales que cette revue de littérature aborde sont : qu'est-ce qu'un réseau électrique ? Pourquoi l'intégration des énergies renouvelables pose problème ? Quelles sont les solutions proposées par les TIC ainsi que les problèmes environnementaux qui en découlent ? Et finalement quels sont les enjeux méthodologiques pour que l'ACV devienne le médiateur de ces solutions ?

2.1 L'électricité

En 1882, lorsque Thomas Edison met en service la première centrale électrique de l'Edison Electric Illuminating Company [1], il fournit pour la première fois du courant électrique continu aux bureaux du New York Times afin d'alimenter le premier consommateur d'électricité de l'histoire, la lampe à incandescence [2]. Depuis, inventeurs, ingénieurs, gestionnaires et entrepreneurs ont travaillé sur l'électricité sans relâche. Reposant initialement sur des systèmes isolés, composés de centrales indépendantes et d'un réseau local et limité, ces systèmes se sont développés jusqu'à obtenir leur propre marché. L'objectif d'un réseau électrique est de produire, transporter puis distribuer l'électricité aux consommateurs [1].

2.1.1 Les réseaux électriques

2.1.1.1 Génération d'électricité

La génération d'électricité est au cœur du système électrique et se base sur un principe de conversion. Ainsi, l'électricité est un vecteur d'énergie et permet le transport de l'énergie entre deux lieux. Le système recevant cette énergie produit un mouvement, de la lumière ou de la chaleur. Il existe plusieurs sources d'énergie primaire sur terre comme le vent, le soleil et les ressources naturelles (biomasse, méthane, énergies fossiles). En 2013, selon l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) [3], 67,2 % de la production d'électricité mondiale provient de centrales thermiques utilisant des combustibles fossiles tels que du gaz naturel, du pétrole ou du charbon. Les centrales hydrauliques ont généré 16,3 % de l'électricité, et les centrales nucléaires 12,8 %. De plus, la production d'électricité correspond à 42 % des émissions de gaz à effet de serre (GES) des combustions des énergies fossiles [4].

2.1.1.2 Objectifs et contraintes des réseaux

A chaque instant, la puissance fournie par la production est semblable à celle de la consommation, en comprenant les pertes sur le réseau de distribution. L'objectif principal de la distribution de l'électricité est de répondre à la demande sur l'ensemble du réseau en minimisant le coût d'opération. Chaque centrale de génération d'électricité possède deux coûts ; le coût fixe qui est indépendant du niveau de production et le coût variable. Les coûts fixes sont associés au coût du capital des infrastructures. Le coût variable représente le coût de fonctionnement et de maintenance de l'unité de génération et est lié à la complexité de l'opération de la centrale et à sa consommation de ressources primaires [5]. Par exemple, les centrales nucléaires ont de forts coûts d'infrastructures mais de plus faibles coûts d'opérations tandis que les centrales au gaz naturel ont des faibles coûts d'infrastructures et de forts coûts d'opérations. Comme les différentes centrales possèdent des coûts fixe et variable différents, une répartition idéale économique se base sur un ordre de mérite économique de la génération. Idéalement, les centrales produisant avec un coût variable bas sont allumées en premiers puis l'ordre d'allumage suit le prix de l'opération [5].

Cependant les opérations des réseaux électriques sont soumises à des contraintes importantes qui limitent les solutions optimales. La minimisation du coût de la génération doit se faire en maximisant la sécurité et la stabilité des réseaux [6]. Les contraintes principales des réseaux sont la bonne répartition de la charge, c'est-à-dire que chaque nœud du réseau possède l'équilibre entre consommation et production, et les contraintes de génération et de transmission. Chaque centrale possède une puissance maximale et un temps de réponse spécifique caractérisant sa faculté à adapter son niveau de production. De plus, l'optimisation économique implique souvent une puissance minimale à respecter qui est liée au coût de démarrage ou de fermeture du réacteur [1]. Par exemple, l'opérateur d'une turbine hydraulique peut ajuster sa production en quelques minutes sans frais, ce qui n'est pas le cas pour des réacteurs nucléaires ou certaines centrales thermiques qui mettent plus de temps à s'ajuster et possèdent de forts coûts de démarrage. Certaines centrales ne sont donc jamais éteintes, même si leur production coûte plus cher que d'autres qui ne fonctionnent pas, pour éviter les surcoûts associés au redémarrage. Les contraintes de transport et de distribution sont liées aux limites des flux de charge des lignes de transmission. De plus, en cas d'imprévu, des marges de sécurité se rajoutent aux contraintes simples de surcharge des lignes de transmission. Dans le cadre d'un système traditionnel centralisé, ces contraintes influencent grandement la répartition économique et empêchent une réduction optimale du coût. Finalement,

toutes les sources d'électricité ne sont pas contrôlables et certaines centrales, plus particulièrement celles basées sur des énergies renouvelables intermittentes peuvent être gérées comme des charges de consommations négatives [7].

2.1.1.3 Stabilité et sécurité des réseaux

La grande majorité des réseaux fonctionnent en courant alternatif avec une fréquence fixe en haute tension pour limiter les pertes de transmission. Ainsi, pour assurer l'équilibre du réseau à chaque instant, un contrôle de la fréquence de charge est nécessaire. En effet, des changements fréquents de la demande ou des problèmes impliquant l'arrêt de générateurs font varier la fréquence sur le réseau entier. Cependant, la marge de tolérance de fréquence du courant sur le réseau électrique est limitée [1]. Il faut donc adapter rapidement la production en réponse à un changement de la demande et plusieurs solutions sont utilisées. La première, le contrôle primaire de la fréquence, consiste en l'utilisation d'une ou plusieurs turbines de faible capacité à réponses rapides qui suivent les variations des charges. Cette solution limite la dégradation de la fréquence mais ne permet pas de restaurer la fréquence nominale à cause d'une capacité d'adaptation trop faible. Le contrôle secondaire est appliqué par des turbines possédant de plus grandes capacités afin de réajuster la fréquence. Les différents générateurs qui adaptent la fréquence sont appelés réserves tournantes. On peut classer ces générateurs en plusieurs catégories, en fonction de leur capacité de variation : les réserves de type 10-secondes, 60-secondes, 10-minutes et 30-minutes [1]. Pour assurer une marge de sécurité de la production, la somme des générateurs de réserves doit être supérieure à une certaine valeur, souvent définie comme 10 % de la demande du système ou de la capacité du plus gros générateur en fonctionnement [1, 6].

2.1.1.4 Organisation de la génération

À travers le monde, la génération la plus courante d'électricité se fait grâce à d'importantes centrales de production. Cette organisation nécessite d'importants investissements afin d'établir la transmission et la distribution à des régions éloignées mais a permis pendant des décennies aux fournisseurs d'électricité d'effectuer de fortes économies d'échelle [8]. Cependant, pour Bouffard et al. [9] ce système de production centralisé est très vulnérable. Par exemple, en cas d'attaque terroriste ou de désastres naturels, l'offre d'électricité à une grande partie de la population peut être coupée. De plus, la génération centralisée est très majoritairement basée sur une ressource primaire

(comme de l'uranium, du charbon, du gaz ou du pétrole) et dépend donc de la stabilité géopolitique des zones d'où proviennent ces ressources.

De plus en plus de systèmes décentralisés se développent et proposent une alternative à la production d'électricité centralisée. Ces systèmes se présentent sous plusieurs formes, comme des générateurs traditionnels avec une capacité moins importantes ou des générateurs non-traditionnels telles que les productions basées sur les énergies renouvelables ou les cellules de stockages [10]. L'intérêt d'augmenter l'intégration des générateurs décentralisés dans les réseaux est multiple. Tout d'abord, ils permettent un accès facile à l'électricité aux régions les plus éloignées des centres de production conventionnels tout en limitant les lignes de transmissions. De plus, grâce à leur taille compacte, ils peuvent être installés rapidement. Les générateurs décentralisés conviennent à plusieurs utilités : la production de base, la production d'urgence, la production de pointe ou la production événementielle [10]. Les micro-turbines, plus particulièrement, permettent d'améliorer la sécurité et la fiabilité du réseau en adaptant rapidement la production mais reposent sur les mêmes technologies que les centrales traditionnelles et donc les mêmes impacts environnementaux et dépendances.

Ces dernières années, le développement de la production à partir d'énergie renouvelable intermittente est la raison principale du développement des générateurs décentralisés non-traditionnels [11]. Ces générateurs offrent une production sans émissions pendant la phase d'utilisation et non dépendante d'une ressource fossile. Grâce aux effets combinés de certaines baisses des consommations sur des marchés des pays membres de l'Organisation de Coopération et de Développement Économiques (OCDE), de la baisse des prix des technologies de production à partir d'énergie intermittente et de la mise en place de la bourse carbone, une révision des investissements dans les différentes sources d'énergies est peu à peu en train de s'opérer [10]. Celle-ci mène vers une intégration toujours plus importante des sources d'énergies renouvelables intermittentes telles que l'éolien ou le solaire.

2.1.1.5 Énergies intermittentes

Entre 2000 et 2006, 74 000 MW de turbines éoliennes ont été installées à travers le monde [12]. Cependant la génération basée sur les énergies renouvelables intermittentes génère de nouveaux problèmes dans les réseaux.

Premièrement, les sources d'énergies renouvelables intermittentes possèdent une grande variabilité. Par exemple, les turbines éoliennes varient peu en quelques secondes (0,1 % en 1 seconde), mais considérablement en quelques minutes voire quelques heures (jusqu'à 3 % en 10 minutes et 10 % en 1 heure) [13]. Pour le solaire, cette variabilité peut être encore plus importante, de l'ordre de 30 % en une heure [14]. Le problème est que cette variabilité n'est pas contrôlée ni contrôlable et dépend de paramètres extérieurs météorologiques [10, 12, 15]. Ainsi, l'utilisation de ces sources d'énergies affecte l'inertie de réponse du système et diminue la capacité de stabilisation du réseau [15]. Augmenter l'intégration de production à partir des énergies renouvelables intermittentes rajoute de l'incertitude dans les opérations des systèmes énergétiques et requiert des améliorations du réseau, telles que l'augmentation des dispositifs de contrôle et de la capacité de transmission, ainsi que le perfectionnement des modèles de prévisions ou l'ajout de certains types de production d'électricité contrôlable [12, 16]. Plus la contribution des énergies intermittentes augmente dans le réseau, plus la capacité nécessaire pour pallier les fluctuations engendrées par la demande augmente [10]. Une étude du système électrique irlandais a montré qu'une limite maximale de 60 % de la charge nette de production par énergie intermittente existe en Irlande pour assurer la sécurité et la stabilité du réseau [17]. Cette limite est difficile à établir et dépend pour chaque réseau des capacités d'adaptation de la production et des interconnexions avec les pays voisins [17]. De plus, Finn et al. [7] ont analysé plusieurs scénarios d'intégration d'énergie éolienne et montrent que des coupures des turbines éoliennes sont nécessaires à certains moments de l'année alors que la production annuelle à partir de cette source ne représente pas plus de 30 % de la production du réseau. En effet, la quantité de vent à un instant donné peut amener la production d'énergie éolienne à dépasser la quantité nécessaire sur le réseau à cause d'un manque d'adaptation. Ainsi il faut augmenter la flexibilité du réseau pour améliorer l'intégration des énergies renouvelables intermittentes. Sans cette flexibilité, augmenter les capacités de production de ces énergies ne permet pas de remplacer au même taux les capacités installées des énergies conventionnelles.

Du point de vue économique, trois propriétés techniques de la production par énergie renouvelable intermittente affectent leur intégration. Tout d'abord, comme l'électricité est un bien ayant une temporalité économique hétérogène, son coût de production varie au fil du temps en fonction de la demande. Or, les énergies intermittentes ne sont pas corrélées avec la demande, ce qui affecte positivement ou négativement le prix de vente de l'électricité générée. De plus, les incertitudes

liées aux prévisions des niveaux de générations des énergies intermittentes engendrent des incertitudes sur les générateurs à utiliser pour équilibrer les variations de production d'électricité à partir des sources intermittentes. Ces incertitudes possèdent un impact négatif sur le prix d'achat de l'électricité issue des énergies intermittentes qui sont d'autant plus importants que l'intégration de ces sources d'énergies est importante dans le réseau. Ainsi Hirth et al. [18] estiment qu'avec une intégration de 30 % d'énergie éolienne, le prix d'achat sur le marché de cette énergie est réduit de 30 à 50 %. Ceci ralentit les investissements pour ces sources d'énergies.

Actuellement, il est techniquement possible d'intégrer des énergies renouvelables intermittentes dans le réseau, mais le coût associé à cette intégration croît avec la contribution de ce type d'énergie. Le défi est donc de trouver des solutions pour contrer les défauts des énergies intermittentes en rajoutant de la flexibilité dans les réseaux. De nombreuses alternatives sont étudiées comme le stockage à grande échelle de l'énergie électrique avec des systèmes à air comprimé [19] ou à travers l'utilisation de larges flottes de véhicules électriques [20] et l'augmentation du contrôle des points de consommation [7]. Ces différentes alternatives sont prometteuses et pourraient permettre d'augmenter la stabilité des réseaux en diminuant les incertitudes de la génération à travers une plus grande flexibilité. Elles nécessitent cependant l'appui des technologies d'information et de communication.

2.1.2 Les marchés de l'électricité

2.1.2.1 L'organisation économique des réseaux électriques

Jusque dans les années 1980, la plupart des marchés de l'électricité profitaient d'une économie d'échelle par le monopole d'une entreprise qui s'occupait de l'intégration verticale de la production, de la distribution, de la transmission et de la vente de l'électricité. Avec les avancées technologiques et la dérégulation de ce marché, on s'éloigne de plus en plus du monopole même si les opérations et les échanges restent gérés en général par un unique opérateur du système [6]. La structure de l'organisation du marché électrique varie grandement entre les pays

Le marché de l'électricité possède une demande à court terme inélastique, c'est-à-dire que le ratio du pourcentage de changement dans la consommation d'électricité liée à un pourcentage du changement dans le prix est inférieur, en valeur absolue, à 1. Dans le cas du secteur résidentiel, Azevedo et al. [21] ont conclu qu'aux États-Unis et en Europe, l'élasticité du prix et de la demande

en électricité se situent entre -0,2 et -0,25. Autrement dit, une augmentation de 10 % du prix entraîne une réduction de 2 % et 2,5 % des consommations. C'est en partie à cause de cela que les marchés ont tendance à appliquer des prix uniques.

Le modèle du prix unique est basé sur la courbe de l'ordre du mérite de la génération et consiste à fixer un prix malgré les variations de la production. Cependant, comme il a été vu précédemment, il arrive que le classement économique ne soit pas respecté et que le prix de vente soit plus bas que le coût de production. Par exemple, en décembre 2000 le marché de l'électricité californien a connu une crise sans précédent qui a mené à une perte de 50 millions de dollars pour les opérateurs à cause d'une différence trop importante entre le prix de vente et le coût réel de la production [1]. A la suite de cet événement, une prise de conscience des opérateurs a mené aux développements de prix à courts termes qui prennent en compte les variations en temps réel de la demande et de la production.

Par exemple, le modèle du prix nodal considère les contraintes des flux du réseau en proposant à chaque nœud du réseau un prix correspondant au coût marginal de production, soit le coût associé à l'incrément de la production pour répondre à la demande en ce nœud. Cette distinction permet d'éviter des différences trop importantes entre le prix du marché et le coût de production. D'autres modèles de prix permettent à certaines charges de s'ajuster en rentrant sur une bourse d'offre et de demande. Elles peuvent ainsi décider du prix à payer et de la quantité à baisser ou à augmenter [1]. Kopsakangas et al. [22] affirment que le développement des nouvelles tarifications permet d'alléger les contraintes physiques du réseau en proposant une décentralisation du paiement, mais elles demandent des investissements importants dans les nouvelles technologies pour permettre un contrôle et une connaissance poussés de chaque point du réseau.

2.1.2.2 Les marchés de gros internationaux

En dehors du marché interne, les pays participent généralement à des marchés de gros de l'électricité afin d'importer et d'exporter de l'énergie. L'un des plus importants marchés est géré par EEX (European Energy Exchange) en Europe et comprend le marché au comptant EPEX SPOT SE [23]. Un marché de gros peut prendre plusieurs formes. Il peut être un marché de gré à gré direct, où les deux acteurs s'entendent sur le prix et les caractéristiques de livraison, un marché de gré à gré indirect où un intermédiaire fait rencontrer les acteurs, ou encore un marché organisé en bourse où les acteurs passent des ordres sur une plateforme centralisée. Cette bourse remplit cinq

fonctions : la négociation, la diffusion d'informations (prix et volume), la sécurisation des transactions, la livraison et le paiement ainsi que le développement de produits et services [23]. En Europe, l'EPEX SPOT SE est née de la fusion de Powernext SA et de EEX AG en 2008 et opère en France, en Autriche, en Belgique, aux Pays-Bas, au Luxembourg, en Allemagne, au Royaume-Uni, en Italie, au Portugal, en Espagne, en Slovénie, afin d'optimiser les échanges entre ces pays. Les prix des offres peuvent aller de -9 999 € par MWh à 9 999 € par MWh par pas de 0,01 € par MWh, et dès que deux ordres entre un acheteur et un vendeur sont compatibles, ils sont exécutés. Un premier marché « Day-ahead » gère les enchères un jour à l'avance en calculant les intersections des courbes d'offre et de demande de chaque pays afin de fixer le prix et le volume d'échange chaque heure du jour suivant en fonction des prévisions. Puis un marché infra-journalier organise des négociations jusqu'à 15 minutes avant la livraison. Ces dernières négociations ont été développées pour faciliter l'intégration des incertitudes des énergies intermittentes. En 2013, 1264 TWh d'énergie électrique ont été échangés au total sur les marchés possédés par EEX [24].

2.1.2.3 Importations et exportations d'électricité

Alors que la raison du développement de tels marchés réside dans l'augmentation du bien-être économique de tous les participants, Villemeur et al. [25] se sont intéressés à l'impact écologique de tels échanges. En prenant l'exemple de deux systèmes dont un fonctionnant majoritairement aux centrales hydroélectriques (Québec) et l'autre aux centrales thermiques (New-York), ils concluent que plus les échanges sont efficaces, plus la consommation globale augmente. Cette augmentation entraîne donc une augmentation de la production et un coût environnemental global plus élevé que si les échanges n'avaient pas eu lieu. De plus, dans une seconde étude [26], ils mettent en exergue les inefficiences économique et environnementale engendrées par des échanges dans un marché où plusieurs juridictions différentes interagissent, tels qu'un monopole régulé ou un marché compétitif. Même si ces conclusions sont à mettre en perspective en fonction de l'élasticité des consommateurs et de la dynamique du réseau, il est important de comprendre les variations des différentes unités de production et leurs liens avec les échanges pour juger de l'efficacité environnementale des échanges sur les marchés de l'électricité.

C'est justement ce travail qui a été réalisé par Amor et al. [27] afin d'estimer les émissions nettes de GES résultantes des importations et exportations. En prenant le cas du Québec, province dont l'essentiel de la production repose sur l'hydroélectricité, ils ont étudié les technologies qui sont

remplacées lors de l'exportation d'électricité du Québec vers les systèmes voisins. Ainsi grâce à ses exportations, le Québec permet d'éviter l'émission de 28 MT de CO₂ éq. et à cause de ses importations, 8 MT CO₂ éq. supplémentaires sont émises. Cette étude représente un cas rare d'inventaire d'émissions d'un système électrique possédant la responsabilité des émissions de sa consommation incluant importations et exportations.

2.2 Consommation intelligente

Dans la partie précédente, les nombreuses problématiques soulevées font appel à des solutions basées sur les technologies d'information et de communication (TIC). Une définition de ces technologies ainsi qu'une revue des impacts et des contributions des solutions sont proposées dans cette deuxième partie.

2.2.1 TIC

2.2.1.1 Définitions

Les technologies d'information et de communication (TIC) sont l'épicentre des développements économique, technique, environnemental et social en ce début du 21^{ème} siècle. Mais la définition exacte de ces technologies est débattue et le recensement des produits considérés reste donc délicat. Malmodin et al. [28] considèrent que ces technologies sont divisées en quatre secteurs : la télécommunication fixe, la télécommunication mobile, les ordinateurs et les infrastructures de réseaux comme les centres de données et les réseaux de transport. Pour eux, la limite entre les TIC et les produits du secteur de divertissement et des médias (E&M) est fine et certains produits, comme les imprimantes, sont considérés comme étant des TIC dans certaines études [29].

2.2.1.2 Émissions de GES

À ces premiers débats s'ajoutent les débats des impacts de ces technologies. En effet, une question très courante est l'impact de ces technologies sur l'environnement. Ainsi, en 2007, l'ensemble des TIC a consommé 710 TWh d'électricité à travers le monde pour leur utilisation [28], soit 3,9 % des consommations globales d'électricité, ce qui correspond à une contribution de 620 Mt CO₂ éq., c'est-à-dire 1,3 % des émissions anthropiques de GES. Selon cette même étude, les ordinateurs sont les plus gros contributeurs avec 36 % de la consommation d'électricité et 40 % des émissions de GES, et sont suivis de près par les infrastructures de réseau (32 % de la consommation et 27 % des

émissions), majoritairement à cause de l'utilisation des centres de données. Aux États-Unis l'estimation des consommations électriques pour les infrastructures du réseau monte à 1 % de l'électricité consommée à l'échelle nationale, soit 18 TWh avec une augmentation de 6 % par an [30]. D'autres études évaluent l'impact des TIC à 1,5 % des émissions globales de GES [31] ou encore 2 % [29, 32]. Actuellement, la contribution des TIC aux émissions de GES augmente avec l'accroissement de l'utilisation de technologies toujours plus petites et accessibles [33].

2.2.1.3 Contributions environnementales

En plus de la difficulté d'évaluer l'impact environnemental brut des TIC, un autre défi s'ajoute, celui de mesurer la contribution positive environnementale à la société liée à l'utilisation de ces technologies. C'est en ce sens que Koomey et al. [33] tentent d'approcher le secteur des TIC. Pour eux, cette nouvelle génération d'appareils permet des solutions optimisées pour de nombreux secteurs économiques à travers une communication et un contrôle en temps réel renforcés. Les TIC ont augmenté la capacité à collecter, gérer et distribuer les données, offrant une plus grande capacité d'apprentissage et d'adaptation à la société. L'économie s'est transformée pour une économie de l'innovation, les entreprises ont modifié leurs structures pour prendre en compte la dématérialisation de certains procédés et améliorer l'efficacité des marchés [33]. Ainsi la tâche d'évaluer la quantité d'énergie sauvée grâce aux TIC est difficile.

De nombreux systèmes électroniques ont profité d'une augmentation importante de leur puissance et de leur efficacité énergétique. Le nombre de calculs par seconde pour les processeurs s'est amélioré d'un facteur 4×10^4 entre 1985 et 2009, en doublant tous les ans et demi depuis 60 ans, et c'est un schéma similaire qu'a suivi l'efficacité énergétique de chaque calcul des processeurs, en doublant tous les ans et huit mois [34]. De plus, la production d'appareils multifonctionnels a permis la réduction de la production et de l'énergie consommée par les systèmes remplacés. Suckling et al. [35] ont réalisé une revue de littérature des impacts environnementaux des téléphones mobiles modernes. Ils ont ainsi remarqué qu'il est de plus en plus difficile d'associer l'impact environnemental d'une seule fonction de ces appareils puisqu'ils comprennent de nombreuses fonctions et que leur profil d'utilisation dépend de chaque consommateur. Ainsi, même si l'impact environnemental de la production et de l'utilisation d'un téléphone mobile a augmenté au fil du temps, il est difficile d'avoir une vision précise de l'impact net d'une fonction spécifique si l'on considère que ces appareils ont remplacé d'autres produits tels que les appareils

photographiques, les baladeurs musicaux, les calculatrices, etc. Mais à travers toutes ces études un point pose problème, c'est la distinction entre l'effet rebond et l'augmentation de la richesse personnelle, comme discuté dans le livre de David Owen [36]. L'effet rebond se définit comme l'augmentation des consommations associée à la réduction des coûts de l'utilisation d'une technologie. Or, une personne augmentant sa richesse augmentera très certainement son impact net à travers l'achat de produits plus luxueux et répondant à des besoins non essentiels. Mais l'augmentation de la richesse ne peut pas être attribuée exclusivement à l'efficacité de l'économie. Ainsi, en permettant un développement vers une société de l'innovation, les TIC ont augmenté les impacts globaux des hommes sur l'environnement.

Cependant, les TIC sont de plus en plus citées comme les technologies permettant une révolution écologique. Par exemple, le scénario « Smart2020 » développé par « The Climate Group » estime qu'une réduction de 7,8 GT CO₂, éq. en 2020 peut être envisagée grâce à l'utilisation des TIC [29]. Cette réduction sera menée par le développement de services toujours plus intelligents et possédant une conscience environnementale poussée. L'étude de Koomey et al. [33] va dans le même sens en citant les compteurs intelligents comme étant le levier de réduction initié par les TIC dans le secteur du bâtiment. Lanzisera et al. [30] estiment que le potentiel de réduction des consommations électriques pour les bâtiments est de 20 % à 50 % avec des scénarios de pénétration de technologies plus efficaces. Les contributions positives des TIC se développent à travers l'arrivée des systèmes dits intelligents. Les secteurs les plus visés sont le transport et la distribution et l'utilisation de l'énergie à travers le développement des bâtiments et des réseaux intelligents.

2.2.2 Intelligence des services

2.2.2.1 Villes et bâtiments

Il est difficile de trouver un consensus sur la définition de l'intelligence appliquée à un service, un produit ou à une entité telle qu'une ville. Une vision de la ville intelligente est qu'elle doit être sécuritaire, respecter l'environnement et être efficace [37]. Ainsi, une ville intelligente est un rassemblement d'infrastructures, de produits et de services intelligents qui mènent vers ces trois objectifs. Les TIC sont au centre des villes intelligentes à travers la collecte, la transmission et le traitement des données. Certaines villes passent le pas en s'accordant l'appellation « ville intelligente », à tort ou à raison, et le point commun entre chacune de ces villes est la volonté de

développer un réseau de communication important et omniprésent [38]. L'intelligence est donc liée à une application des TIC.

De la même manière que pour la notion de villes intelligentes, aucun consensus n'existe pour déclarer d'un bâtiment qu'il est intelligent. Buckman et al. [39] proposent une continuité dans la notion d'intelligence appliquée au bâtiment à travers trois indicateurs communément utilisés pour caractériser les évolutions au sein des bâtiments résidentiels : la longévité, l'efficacité énergétique et le confort ou la satisfaction des utilisateurs. Selon eux, un bâtiment, pour se rendre intelligent, doit maximiser ces trois indicateurs et certaines étapes sont incontournables. Tout d'abord, le bâtiment doit contrôler son environnement et être adaptatif. Cette adaptation se base sur la prédiction des conditions extérieures [40]. Cette notion se rapproche ainsi du respect de l'environnement à travers une interaction durable avec celui-ci. De plus, une interaction avec les habitants doit exister pour permettre l'adaptation au confort personnel. Ainsi, un bâtiment dit intelligent concilie automatiser et contrôle afin d'être adaptable. Un exemple donné par Snoonian et al. [41] sur l'intérêt des processus de contrôle au sein du Pentagone après l'attaque de septembre 2001 montre que l'automatisation est nécessaire en cas d'urgence dans un bâtiment. La revue de littérature proposée par Saad Al-Sumaiti et al. [42] discute des mêmes objectifs et introduit la notion de centre de contrôle énergétique (Energy Management System EMS). Puisque l'un des plus grands impacts d'un bâtiment est l'énergie qu'il utilise pour ses habitants, ce centre de contrôle est nécessaire et pour être efficace doit être relié à une entité plus importante : le réseau intelligent.

2.2.2.2 Les réseaux intelligents

Comme il a été étudié dans la première partie, les réseaux actuels souffrent de nombreuses contraintes physiques qui diminuent leur flexibilité. Ainsi un consensus existe pour dire que l'objectif d'un réseau intelligent est d'améliorer l'efficacité, la stabilité et la sécurité de la production et distribution de l'électricité [43-45].

La grande majorité des réseaux électriques actuels sont unidirectionnels. Le sens de la distribution est constant du générateur vers le consommateur et un manque de flexibilité entraîne une inefficacité globale. Ainsi, en moyenne 20 % des capacités de production installée ne fonctionnent que 5 % du temps et près de 90 % des problèmes de coupures de courant sur les réseaux sont dus au réseau de distribution pour des pertes constantes de l'ordre de 8 % [43]. Le premier objectif d'un réseau plus intelligent est de créer une bidirectionnalité sur le réseau en augmentant la

connaissance de chaque point du réseau. Grâce à des mesures de contrôle et de communication avancées et d'une stratégie de commande de la distribution automatisée, le réseau pourrait atteindre une efficacité plus importante [44]. Le principal défi est l'absence d'universalité des protocoles de communication entre les sous-systèmes du réseau. En augmentant l'intégration des TIC, des sous-réseaux appelés « micro-grid » permettent de réduire la complexité des optimisations. Le réseau serait ainsi capable de s'autoréguler à travers une gestion optimale de chaque nœud du réseau en temps réel [45]. Grâce à ces nouvelles solutions, la flexibilité gagnée permettrait d'augmenter l'intégration des énergies renouvelables intermittentes et de limiter les pertes de transmission afin de réduire les coûts et émissions de GES associés à la génération d'électricité [46].

La gestion des consommations (Demand Side Management DSM), à travers des programmes de demande – réponses (DR), permet d'augmenter la flexibilité des réseaux. Elle consiste à intégrer, grâce aux TIC et aux centres de contrôles des bâtiments intelligents, les consommateurs et les points de charges comme de nouveaux acteurs du réseau.

2.2.3 Gestion des consommations

2.2.3.1 Définitions

Le principe fondamental de la gestion des consommations repose sur un changement de paradigme. Ainsi, au lieu d'adapter la production pour assurer la demande, la demande s'équilibre elle-même [47]. L'équilibre entre la demande et la production est assuré par la production et la demande. D'un point de vue technique, les réserves tournantes ne sont plus les seuls systèmes à adapter la fréquence du réseau électrique, la demande peut elle aussi s'ajuster pour équilibrer le réseau. Le principal intérêt de cette solution est que la demande peut s'ajuster plus rapidement que la production et que 1 unité d'énergie non-consommée représente en moyenne 1,1 unités d'énergie non-produites [48]. Les mesures les plus communes des techniques de gestion des consommations sont classées selon les deux catégories suivantes : Les programmes d'efficacité énergétique et les programmes de demande – réponse [48].

Les programmes d'efficacité énergétique visent la réduction globale des consommations et sont jugés les plus efficaces à long terme [49]. Les solutions proposées sont la réduction des pertes des consommations énergétiques à travers des appareils plus performants ou par des synergies opérées à une grande échelle comme la cogénération ou les réseaux de chaleurs. Des contrôleurs

énergétiques peuvent être utilisés pour comparer la performance environnementale d'une résidence ou d'une industrie à des entités de même nature et proposer des pistes d'améliorations ou étudier les corrélations entre la consommation et les paramètres environnants [49].

Les programmes de demande – réponse des gestions des consommations se basent sur les flexibilités que les consommateurs possèdent sur une partie de leur consommation. Autrement dit, l'objectif des programmes de demande – réponse est de changer les profils d'utilisation des consommateurs afin de les adapter à la production. Ces programmes incluent toutes les modifications des profils pour les consommateurs que cela soit à travers la réduction de la demande lors de fortes congestions sur le réseau ou le décalage de certaines activités à des moments où la demande est plus basse. Ainsi la demande énergétique totale des consommateurs peut être conservée mais peut aussi être altérée [50].

Deux classifications sont très largement répandues pour les programmes de demande – réponse : les programmes d'encouragement (Incentive-Based Programs IBP) et les programmes économiques (Price-Based Programs PBP) [48-51]. Dans les programmes d'encouragement classiques, les participants sont récompensés économiquement pour leur participation. Alors qu'au sein des programmes économiques, les participants payent leur consommation. La différence entre les deux types de programmes s'illustre avec les outils et les techniques utilisés par chacun.

Les programmes d'encouragement sont souvent réalisés par du du contrôle de charge direct (direct load control). Ce contrôle s'applique sur des appareils qui peuvent être éteints sur des courtes périodes comme les appareils thermiques (réfrigérateurs, climatiseurs, chauffages, pompes thermiques, etc.). La gestion se fait en contact direct avec l'opérateur du système électrique et demande des contrôles avancés pour garder un confort optimal tout en ajoutant cette flexibilité sur le réseau. Ce type de contrôle est d'autant plus efficace que le consommateur possède des appareils contrôlables de grande capacité [52]. Une autre gestion est aussi répandue pour les programmes d'encouragement et s'appelle la gestion des charges interruptibles. Cette gestion consiste à demander aux participants de réduire leur puissance en dessous d'une valeur seuil en échange d'un rabais sur leur facture [50]. Cette technique permet aux consommateurs de choisir quels appareils ils veulent utiliser ou non, contrairement au contrôle direct. D'autres programmes existent comme les programmes d'urgence (emergency programs) ou les programmes de capacité du marché

(capacity market programs) où les volontaires répondent en cas d'urgence ou de besoin sur le réseau [49].

Les programmes économiques sont basés sur une tarification dynamique de l'électricité. L'objectif principal est d'aplanir la courbe de demande au fil de la journée en proposant un prix plus élevé durant les périodes de hautes demandes, appelées aussi périodes de pic [50]. Il existe beaucoup de tarifications différentes. La plus utilisée est nommée en anglais « Time of Use » (TOU) et consiste à proposer un prix par période de temps. La tarification la plus simple propose deux périodes de temps : les périodes de pic et les périodes hors pic. La tarification « TOU » représente le prix moyen sur chaque période de temps. Si la période de temps est horaire, alors le « TOU » devient ce qu'on appelle le « Real Time pricing » (RTP). Cette tarification reflète généralement le prix réel de la production et est proposée une journée à l'avance, comme sur les marchés de gros. Cette solution reste pour beaucoup d'économistes la manière la plus efficace de faire de la gestion des consommations en demande – réponse mais dépend de l'élasticité des consommateurs [50]. L'opérateur du système peut aussi mettre en place une bourse où les participants décident du prix à partir duquel ils arrêtent de consommer. Cela s'appelle le « Demand bidding » [52].

2.2.3.2 Bénéfices

La gestion des consommations connaît un fort développement ces dernières années et une littérature importante existe à ce sujet. Certains pays mettent déjà en place des solutions inspirées de ces programmes mais leurs niveaux d'applications varient grandement et il est difficile de juger de leur efficacité. Singh et al. [51] explorent les solutions proposées sur les différents marchés de l'électricité aux États-Unis et en Europe et montrent les différences des tarifications, des participants considérés et des organisations contractuelles sans conclusions sur les mesures les plus performantes.

Les bénéfices les plus reconnus des programmes de gestion des consommations sont d'ordres économique, technique et environnemental pour les participants et pour les opérateurs du système. Pour les participants, la facture des consommations peut être réduite grâce à la participation dans ces différents programmes. Barzin et al. [53] analysent l'implémentation d'un programme de demande - réponse appliqué à deux appareils de stockage thermique à partir d'un prix en temps réel et d'un prix seuil. Les conclusions sont que le gain économique dépend du prix seuil fixé et que le prix seuil optimal doit provenir du fournisseur. En effet, le décalage des consommations

d'appareils thermiques ne peut se faire que sur une période de temps courte et si le prix seuil est trop bas alors les appareils devront s'allumer à un instant où le prix peut-être plus élevé que lors de l'extinction. D'autres études ont montré le même intérêt économique pour la gestion des consommations dans le cadre d'intégration de véhicules électriques à recharge automatisée [54]. Finalement une étude plus complète menée par Gottwalt et al. [55] considère le gain économique des consommateurs en prenant en compte le coût du matériel à installer sous plusieurs scénarios de consommation. En s'intéressant à la réaction des consommateurs dans un tel environnement, et en dissociant les appareils en fonction de leur flexibilité, ils ont observé que l'utilisation du prix du marché actuel en Europe ne permet pas de réduire suffisamment le coût des consommations par rapport au prix d'investissement. Il faudrait donc développer une tarification plus avantageuse pour inciter les consommateurs à participer. De plus, le contrôle direct est plus efficace à cause de l'inélasticité des consommateurs vis-à-vis du prix.

Les bénéfices des programmes de gestion des consommations pour les réseaux sont plus nombreux et reposent sur les aspects technique et économique. Tout d'abord, une large littérature indique que ces programmes vont permettre de réduire l'usage des technologies spécifiquement utilisées en période de pointe qui possèdent des coûts d'opération élevés. De plus, les programmes de gestion des consommations permettent de réduire les pertes de transmission et d'augmenter l'intégration des énergies renouvelables et d'augmenter la stabilité des réseaux [48, 49, 51, 52]. Des chiffres tels qu'une réduction de 30000 MW des pics de charges ou 250 centrales de pointes non installées aux États-Unis sont estimés, même si le manque de transparence ne permet pas de juger de leur pertinence [48]. Une modélisation faite au large du Portugal sur l'île de Flores [56] conclut qu'une augmentation des programmes d'efficacité énergétique et de demande – réponse permet de retarder l'installation de nouvelles centrales en optimisant la capacité installée et en augmentant l'intégration des énergies renouvelables intermittentes dans le réseau. De plus, un taux de 40 % d'application des programmes par les consommateurs est suffisant pour obtenir les avantages précédents. Finn et al. [7] estiment que des programmes de demande - réponse sur des appareils de stockage thermique basés sur l'utilisation d'une tarification en temps réel en Irlande permettraient la réduction de 12 % des coûts ainsi qu'une augmentation de 8,54 % d'intégration des énergies renouvelables intermittentes d'ici 2020. Cependant, les pertes énergétiques liées aux décalages des consommations sont responsables d'une augmentation de la production par générateurs conventionnels de l'ordre de 2,25 %. Ces pertes interviennent à cause de l'inertie thermique des

appareils décalés comme les chauffe-eau. Karangelos et al. [57] se sont aussi intéressés à l'effet de ce décalage en considérant les capacités de production qui vont réagir lors du décalage de la demande électrique. Ils concluent que le réel gain économique pour le réseau correspond au gain du prix de la production évitée moins le prix de l'incitatif économique du modèle moins le prix de la production allumée lors du décalage des consommations. En considérant tous ces aspects, ils concluent tout de même que le coût global du système peut être diminué grâce aux programmes de gestion des consommations. À travers cette littérature, il est possible de conclure que les bénéfices des programmes de gestion des consommations sur le long terme ne sont pas les mêmes entre les stratégies d'efficacité énergétique et de demande – réponse. Ainsi, les premières sont quantifiables à long terme sans considérer forcément la dynamique des réseaux et les deuxièmes doivent être analysées avec la dynamique des réseaux.

Un autre aspect des bénéfices qui est souvent mentionné est le bénéfice environnemental. Papagiannis et al. [58] affirment qu'à partir de solutions simples de stratégies d'efficacité énergétique une réduction globale des consommations de 4,3 % pour le secteur résidentiel peut être envisagée d'ici 2025 en Europe, soit une réduction des émissions de GES de 5,8 % pour ce secteur. Une autre étude quantifie à 680 milliards de pieds cube la réduction des gaz brûlés par an grâce à l'application de solutions de gestion des consommations, même si cette estimation n'est pas transparente [48]. Miara et al. [59] s'intéressent aux bénéfices sociaux et environnementaux des programmes d'efficacité énergétique si les critères des opérateurs sont autres qu'économiques. Ils estiment par exemple que si réduire les émissions de GES est l'objectif de l'opérateur du réseau, alors les centrales émettant le plus seraient les premières à s'éteindre dans le cadre d'une réduction des consommations. Grâce à des programmes d'efficacité énergétique, une réduction de 31 % des émissions de GES de la production d'électricité du Nord-Est des États-Unis est réalisable. Or selon cette même étude, une stratégie économique classique, qui consiste en la minimisation du coût de production dans le cas des programmes d'efficacité énergétique, possède un pouvoir de réduction de seulement 5 % des émissions de GES. De plus, si l'opérateur du réseau prend en compte les coûts externalisés de la production d'électricité, comme les coûts associés aux impacts sur la santé et sur l'environnement, alors le coût global du système est moins élevé lors de l'optimisation sur le critère des émissions de GES comparé à l'optimisation économique sans coûts externes. Les programmes de gestion des consommations doivent baser leurs décisions en considérant plus d'indicateurs que seulement les indicateurs économique et technique afin d'optimiser également

les bienfaits sociaux et environnementaux [59]. Il est à noter que Miara et al. ne considèrent que des programmes d'efficacité énergétique et ne s'intéressent pas à la dynamique de la production. Ainsi, leurs résultats sont à mettre en perspective aux nombreuses contraintes physiques du réseau et ne quantifient pas le pouvoir des réductions réellement associées aux stratégies de demande - réponse. Les études menées par Stoll et al. [60], Kopsakangas et al. [61] et Finn et al. [62] possèdent cette même volonté de changer le critère économique qui guide les programmes de gestion des consommations en des critères environnementaux. Ces trois études s'intéressent à des programmes de demande – réponse appliqués à des appareils flexibles au sein de résidences qui optimisent les consommations sur des indicateurs environnementaux. En fonction de l'étude, la flexibilité est assurée par soit une voiture électrique, du stockage énergétique, un lave-vaisselle, un sauna ou un chauffe-eau programmables et une automatisation permet le décalage de ces charges. Les indicateurs utilisés et comparés sont les prix de l'électricité en temps réel (RTP), des coefficients d'émissions de production horaires ou des taux d'intégration d'énergie éolienne dans le mix énergétique horaire. Les résultats montrent que le décalage des consommations des périodes de pic aux périodes hors pic en Suède réduit l'empreinte carbone ainsi que le prix des consommations, ce qui est moins vérifié en Grande-Bretagne en fonction des saisons [60]. La deuxième étude conclut qu'une réduction de 3 à 8 % des émissions de GES est envisageable avec un cas réaliste de programme de demande – réponse utilisant un RTP en Finlande [61]. Ces deux études démontrent que l'objectif des programmes de demande – réponse définit le bénéfice optimal atteint. Si uniquement un critère économique est utilisé, alors la réduction des émissions de GES de la production d'électricité est limitée voire nulle, et si le critère est purement environnemental, la réduction du coût d'achat d'électricité est limitée. Finalement, Finn et al. montrent qu'optimiser un programme de contrôle direct en se basant sur les énergies renouvelables augmente l'intégration de ces sources de 26 % à 34 % en évitant les coupures de surproduction mais peut augmenter très légèrement les émissions de GES des consommations [62]. En effet, cette augmentation est due à la forte intégration d'éolien qui apparaît régulièrement lorsque la demande est basse. Or à cause de la production de base polluante et de la préparation de centrales pour les périodes de plus hautes demandes qui suivent, les coefficients d'émissions de production, qui représentent les émissions moyennées sur l'ensemble de la production aux instants donnés, sont souvent élevés sur ces périodes. Ainsi, les émissions des consommations sont élevées à cause de coefficients d'émissions élevés.

De même que dans l'étude de Miara et al. [59], l'objectif de ces programmes doit être fixé en prenant en compte le plus d'indicateurs possibles et comptabiliser les coûts externes sociaux et environnementaux de la production d'électricité pour obtenir des programmes de demande – réponse plus durables. Il est à noter que les données, le modèle et la méthode d'évaluation utilisés pour développer les coefficients d'émissions ont une grande influence sur la performance réelle des programmes de demande - réponse. Pour Stoll et al. [60] et Kopsakangas et al. [61], les modèles sont basés sur l'ordre du mérite économique des centrales qui, comme l'a été expliqué en première partie, n'est pas toujours respecté. Ainsi il est important d'utiliser des données primaires provenant des opérateurs des réseaux afin de limiter les incertitudes liées aux approximations des opérations des réseaux. De plus, pour eux ainsi que pour Finn et al. [62], les coefficients d'émissions développés étudient les émissions de GES des équilibres établis des réseaux sans considérer les technologies spécifiques qui vont adapter les consommations.

Ainsi les indicateurs environnementaux utilisés par les programmes de gestion des consommations doivent se baser sur des méthodes d'évaluation environnementale reconnues et complètes, comme l'approche cycle de vie étudiée par Finn et al. [62], afin de considérer les impacts environnementaux sur l'ensemble des phases du cycle de vie de la production d'électricité, d'éviter les déplacements d'impacts et d'étudier les conséquences environnementales des consommations.

2.2.3.3 Défis

Les défis pour les programmes de gestion des consommations sont multiples. Tout d'abord, ils demandent un investissement important dans les TIC pour pallier le manque d'infrastructures qui permettent le lien entre les fournisseurs et les consommateurs [52]. La connaissance précise de l'ensemble du réseau ainsi que des capacités d'adaptation de chaque consommateur est nécessaire et la gestion d'un grand nombre de participants est complexe. Cette complexification du système demande une restructuration des marchés de l'électricité afin d'inclure les consommateurs dans les tarifs proposés [47].

Un autre grand défi à relever est de minimiser l'effet rebond associé à la réduction du prix des consommations afin de conserver les bénéfices environnementaux obtenus par les programmes de demande - réponse. Les consommateurs qui n'ont pas eu l'habitude d'avoir un prix variable devront s'adapter et l'opérateur du système devra trouver une tarification évolutive qui prendra en compte cette adaptation afin d'éviter les effets rebonds. Ce défi est majeur puisqu'il peut annihiler une

bonne partie des bénéfices engendrés par les programmes de gestion des consommations [50]. De même, un effet « d’avalanche », qui arrive lorsque le manque d’organisation des consommateurs déplace les pics de la demande, doit être évité [55]. Ainsi, même si des études discutent des bénéfices des programmes de gestion des consommations, surtout des programmes de demande – réponse, rares sont les démonstrations réelles et la compétitivité de tels programmes est à démontrer sur les plans technique, environnemental et économique.

Finalement le dernier défi concerne les relations entre les TIC et les consommateurs. En plus de la sensibilité des données qui seront collectées au cours des opérations, les consommateurs devront accepter de changer leurs habitudes de consommation d’électricité [49]. Une étude basée sur des sondages et des entretiens aux États-Unis concernant les compteurs intelligents a montré qu’une majorité des consommateurs sont prêts à accepter des solutions basées sur les TIC. Cependant, une véritable éducation est à mener pour que les programmes de demande - réponse soient efficaces. Que cela soit par un simple encouragement économique ou par la prise de conscience des bénéfices sociaux et environnementaux, les consommateurs devront s’impliquer pour que les bienfaits soient au rendez-vous.

2.3 Évaluation environnementale

Les TIC et les programmes de gestion des consommations font appel à des outils avancés d’évaluation environnementale. C’est grâce à l’approche cycle de vie que ces programmes pourront être évalués de manière systémique et au sein de toutes ces évaluations, l’électricité reste un service majeur où les modèles sont à perfectionner.

2.3.1 ACV

2.3.1.1 Définition et méthodologie

L’approche cycle de vie possède une analyse environnementale nommée Analyse de Cycle de Vie (ACV). L’intérêt majeur de cette approche est d’évaluer suivant plusieurs indicateurs environnementaux un produit ou un service sur l’ensemble des phases qui constituent son cycle de vie. Le cycle de vie englobe tous les processus qui sont nécessaires pour remplir la fonction du produit ou du service. Des exemples communs de phases du cycle de vie pour un produit sont l’extraction des ressources élémentaires, les transports terrestre, aérien ou maritime, la fabrication,

l'utilisation et la fin de vie de l'ensemble des sous-parties qui constitue le produit. L'analyse de cycle de vie suit une méthodologie normée définie par les normes de l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO) 14040 [63] et ISO 14044 [64]. Les objectifs des ACV sont multiples et dépendent de ceux qui les mènent. Ainsi Jolliet et al. [65] donnent une liste non exhaustive de raisons pour lesquelles une ACV est réalisée : la recherche de certification, l'étude des points sensibles environnementaux de produits ou de services, la comparaison de produits ou de services, l'aide à la décision, etc.

La méthodologie de l'ACV suit une procédure en quatre étapes. La première phase concerne la définition des objectifs et du champ de l'étude. Cette phase pose les bases de l'analyse en définissant les produits ou services considérés, leurs fonctions, les frontières des systèmes et le cadre méthodologique complet de l'étude. La deuxième phase est la phase d'inventaire et consiste à collecter les données des processus considérés dans l'étude afin de quantifier les entrants et sortants du système. Lors de la troisième phase, l'évaluation des impacts potentiels sur l'environnement des entrants et sortants est réalisée. Finalement, la dernière phase s'applique à l'interprétation des résultats de l'inventaire et de l'évaluation des impacts vis-à-vis des objectifs.

Une ACV est un processus itératif qui se doit d'être transparent. Les normes ISO fixent la méthodologie globale à suivre mais une certaine liberté est laissée à chaque analyste à condition que la transparence soit respectée. Deux approches d'ACV sont très utilisées, il s'agit de l'ACV Attributionnelle (ACV-A) et l'ACV Conséquentielle (ACV-C).

2.3.1.2 ACV – A et ACV – C

L'ACV-A est une analyse descriptive qui étudie les impacts potentiels moyens d'un produit ou d'un système. L'ACV-C analyse les conséquences environnementales en identifiant les technologies affectées par l'apparition d'un nouveau produit ou service ou par un changement dans la quantité du produit ou service fournie. L'ACV-A est souvent vue comme rétrospective et l'ACV-C comme prospective [66]. Les objectifs des deux approches sont très différents et l'ACV-C aide à la décision et à la comparaison de choix dans des politiques publiques par exemple. Le choix de l'approche utilisée ne change pas la méthodologie proposée par les normes ISO mais a un impact sur l'inventaire, les frontières du système et la gestion des processus multifonctionnels. Par exemple, les ACV-C utilisent très souvent des modèles économiques pour identifier les processus affectés et quantifier les conséquences [67]. De plus, des valeurs distinctes de l'unité fonctionnelle,

soit le volume de la fonction du produit dans l'étude, peuvent changer les résultats de l'ACV-C alors qu'elles ne changent pas les résultats de l'ACV-A [68].

La différence principale entre les deux approches réside dans les technologies considérées dans l'étude. Ainsi, l'ACV-A étudie toutes les technologies qui participent au cycle de vie du service ou du produit et l'ACV-C étudie seulement les conséquences au sein des technologies, autrement dit les technologies affectées par le changement. Les technologies affectées sont définies comme les technologies qui adaptent leur capacité de production pour faire face aux changements de la demande associée au service ou produit. Ces technologies peuvent être très différentes des technologies moyennes en fonction des considérations de l'étude. Ainsi, une procédure en cinq étapes mise en place par Weidema et al. [69] facilite la définition des technologies affectées, appelées aussi marginales. Cette procédure consiste à définir l'horizon de temps pour lequel s'applique l'étude, par exemple court-terme ou long-terme, les changements opérés dans le marché, la tendance du marché affecté, le potentiel d'adaptation de chaque technologie vis-à-vis du changement et l'ordre de préférence des technologies possibles. La réponse à chaque phase de cette procédure permet d'obtenir la ou le mix de technologies marginales de l'étude. La grande problématique des technologies marginales en ACV-C réside dans les liens de causalité directs et indirects qui existent au sein d'un système. Ainsi, comme l'ont expérimenté Dandres et al. [70], des effets indirects liés aux changements dans l'économie peuvent survenir et si les frontières du système ne sont pas assez étendues, ces technologies affectées peuvent être oubliées. C'est en ce sens que l'ACV-C possède son plus grand défi.

2.3.2 Impacts de la production et de la consommation d'électricité

2.3.2.1 Impacts de la production d'électricité

La production d'électricité est un contributeur important aux différentes problématiques environnementales actuelles. Ainsi, il a été estimé que ce secteur a été responsable en 2008 de 19 % et de 56 % des émissions mondiales de NO_x et de SO_2 [71]. Ces émissions sont majoritairement émises durant les phases de production de l'électricité. Toutes les sources d'énergies possèdent des impacts différents. Les plus étudiés sont les émissions de GES qui contribuent aux changements climatiques et les émissions de SO_2 , NO_x et NH_3 qui contribuent à l'acidification et à l'eutrophisation des sols et de l'eau. Turconi et al. [71] ont fait un recensement de 167 études pour

mesurer l'étendue des valeurs des émissions de ces polluants pour les types majeurs de productions d'électricité à travers le monde. Toutes les centrales possèdent des impacts dans plusieurs phases du cycle de vie. De plus, de nombreux impacts environnementaux et sociaux peuvent être étudiés comme les risques associés aux déchets nucléaires, les effets primaires ou secondaires sur des écosystèmes [72], l'utilisation de l'eau et la raréfaction des ressources rares, le bruit ou l'odeur. La performance environnementale d'un système énergétique ne peut pas être évaluée à travers l'utilisation d'un indicateur d'impacts unique [71]. Cependant, de nombreuses études évaluent les impacts de la production d'électricité en ne considérant que les émissions de GES ou seulement la phase de génération de l'électricité [73].

Le mix énergétique est l'ensemble des sources d'énergies qui produisent de l'électricité dans un système donné. Ewertowska et al. [74] ont étudié l'efficacité environnementale des mix énergétiques de la majorité des pays européens sur une large étendue d'impacts. Ils concluent que plus les origines des sources de production sont variées, plus les impacts ont des dommages différents. De plus, tandis que certains pays souffrent d'inefficience, majoritairement à cause de l'utilisation d'énergies fossiles, aucun pays n'est réellement meilleur que les autres sur toutes les catégories d'impacts. Considérer seulement les émissions de GES comme représentatif des impacts d'un mix énergétique est donc une simplification qui peut être responsable du déplacement d'autres impacts.

Un autre point important de l'évaluation des systèmes énergétiques est la temporalité. Ainsi, le système produit une puissance à un instant donné or seulement l'énergie produite est évaluée. Pour évaluer cette énergie il faut un horizon de temps. Le défaut de cet horizon de temps est qu'il lisse les variations de la production instantanée. Ainsi, le « GHG protocol » [75] préconise l'utilisation d'un facteur d'émissions calculé annuellement à partir du bilan de production par source d'énergie et des facteurs d'émissions de ces sources. Une fois les émissions totales obtenues, une division par le total de la production fournit le coefficient qui a comme unité des kg de CO₂ éq. par kWh produit. L'approche utilisée par le « GHG protocol » se rapproche de l'ACV-A. Ce coefficient d'émissions est pertinent pour évaluer et comparer les différents systèmes énergétiques entre eux, mais pour de nombreuses applications cette agrégation annuelle n'est pas souhaitable [76-81]. Avec des évaluations horaires de la production d'électricité en Ontario, Gordon et al. [77], Bristow et al. [80] et Maurice et al. [81] montrent les variations des coefficients d'émissions entre les saisons, les mois et au sein d'une même journée, où les variations entre minimum et maximum peuvent être de

29 %. L'utilisation de coefficients horaires démontre une différence des résultats de 6 % à 10 % par rapport à un coefficient annuel [77, 80]. Messagie et al. [78] développent eux aussi des coefficients d'émissions horaires pour la Belgique et montrent que l'étendue des valeurs des coefficients est de 55 % à 142 % du coefficient moyen. Selon eux, le développement de tels coefficients est nécessaire pour la prise de décision sur l'implantation des véhicules électriques ou pour le développement des réseaux intelligents. Finalement Roux et al. [79] étudient la réduction des impacts associée à la réduction de consommations pour un bâtiment en France en prenant en compte 12 indicateurs environnementaux et en comparant les valeurs annuelles et horaires. Ils démontrent qu'en fonction de l'indicateur, la différence peut être plus ou moins importante et que les émissions de GES possèdent la plus grande variabilité. Ils concluent finalement que cette temporalité est nécessaire pour évaluer les programmes de gestion des consommations. Ces coefficients d'émissions de GES de production d'électricité horaires sont justement utilisés dans certaines des études de gestion des consommations discutées précédemment [60-62].

Le dernier point essentiel de l'évaluation de la production d'électricité au sein d'un système énergétique est le facteur spatial. En effet, la disposition des centrales au sein d'une région a une influence sur l'origine de l'électricité distribuée à chaque zone de la région. Comme cette spatialisation est souvent agrégée pour l'évaluation globale, une erreur est née de cette agrégation. À travers deux études, Marriott et al. [82, 83] ont étudié l'influence de la spatialisation sur le coefficient de production d'électricité aux États-Unis et la véritable responsabilité des États vis-à-vis des consommations d'électricité. Ainsi en comparant le coefficient d'émissions global aux coefficients d'émissions de chaque État, ils montrent que la spatialisation des systèmes énergétiques a une grande influence sur leur évaluation et donc une grande influence sur les résultats des études. De plus, comme les États échangent beaucoup d'électricité, la frontière entre responsabilité de production et de consommation doit être établie. Ainsi, si une centrale installée dans un État a pour objectif de produire de l'énergie pour un État voisin, alors la responsabilité de cette centrale se doit d'aller à l'État qui l'utilise. Cette vision est aussi soutenue par Bristow et al. [80] et Amor et al. [27] comme discuté dans la première partie.

2.3.2.2 Impacts des consommations d'électricité

Cette idée des impacts des consommations d'électricité est développée dans quelques études et des solutions pour quantifier la responsabilité des consommateurs sont proposées. Marriott et al. [82,

83] suggèrent d'inclure les impacts des imports de chaque État dans le calcul des coefficients d'émissions des consommations. Pour ce faire, les volumes des imports sont multipliés par les coefficients d'émissions de production des États exportateurs. Puis ces émissions sont ajoutées à celles de la production et le tout est divisé par la consommation afin d'obtenir un coefficient d'émissions par kWh consommé. Cette méthodologie se retrouve dans les différentes modélisations proposées par Itten et al. [84] à travers l'idée que le bouquet énergétique correspond à l'énergie produite plus l'énergie importée moins l'énergie exportée. Cependant, rares sont les études qui vont au bout de l'allocation de la production d'électricité et qui prennent en compte les exports comme proposé par Itten et al. Ainsi, si seulement les impacts des importations au niveau local sont considérés dans les coefficients de consommation, comme dans l'étude de Roux et al. [79], un double comptage peut survenir au niveau global. Il faut considérer les exports afin de ne pas créditer les impacts de l'énergie exportée à ceux qui la produisent. L'étude de Spork et al. [76] s'approche de cette modélisation afin de discuter des évaluations des consommations d'électricité industrielles en Espagne. Cependant, l'hypothèse majeure que l'on retrouve chez Spork et al. [76] et Roux et al. [79] est que la qualité de l'énergie importée est constante au fil du temps et correspond au coefficient d'émissions annuel du pays exportateur afin de simplifier la récolte de données. Or, comme indiqué précédemment, la variabilité temporelle de la production d'électricité des pays exportateurs d'énergie peut avoir une grande influence sur les résultats globaux. Les études menées par Stoll et al. [60], Kopsakangas et al. [61] et Finn et al. [62] utilisant des coefficients d'émissions pour des programmes de gestion des consommations décrites dans la partie précédente ne considèrent que les émissions de GES liées à la production locale d'électricité et ne prennent pas en compte les importations et les exportations électriques du pays où les programmes de demande - réponse sont appliqués. Ainsi, des coefficients d'impacts considérant les importations, les exportations et les coefficients de production des pays exportateurs en temps réel sont à réaliser sur plusieurs catégories d'impacts afin de permettre l'évaluation environnementale des programmes de gestion des consommations. Ces coefficients d'impacts possèdent une vision moyennée des impacts qui répartit équitablement les responsabilités sur les acteurs des réseaux mais ne s'intéressent pas aux conséquences environnementales des décalages proposés par les programmes de gestion des consommations.

2.3.2.3 Technologies marginales de production d'électricité

Une autre approche souvent utilisée pour caractériser les impacts des consommations est celle de l'ACV conséquentielle. Les impacts d'une variation de consommations sont associés aux technologies affectées par la consommation. Selon le besoin de l'étude, l'analyse peut – être à court ou long terme. Pehnt et al. [85] s'intéressent au pouvoir de réduction des émissions de GES d'un parc éolien offshore en couplant l'ACV avec un modèle stochastique du marché électrique allemand. L'objectif est d'étudier sur le long terme les centrales qui seront remplacées par le parc éolien et les résultats montrent que les émissions associées à l'installation du parc sont très inférieures aux gains des substitutions sur le réseau. Harmsen et al. [86] comparent une approche conséquentielle avec une approche attributionnelle pour estimer les réductions d'émissions associées par des réductions de production. Ils concluent que l'approche attributionnelle est pertinente pour estimer les émissions des consommations d'un bien mais qu'elle souffre d'un manque de considération des conséquences qui empêche l'évaluation de réduction sur le long terme. Ainsi l'approche marginale à long terme permet de comparer plusieurs scénarios. Amor et al. [87] étudient les impacts associés à l'implantation de générateurs décentralisés à partir de sources renouvelables intermittentes en comparant les approches attributionnelle et conséquentielle sur la génération centralisée substituée. Dans cette étude, l'approche conséquentielle est réalisée sur le court et long terme et utilise la démarche de cinq étapes de Weidema et al. [69]. Ainsi pour Amor et al. [87], les technologies affectées à court terme sont les centrales existantes qui vont être substituées par la génération décentralisée. De plus, les technologies affectées à long terme correspondent aux centrales qui seront installées ou démantelées par substitution à la génération décentralisée. Les aspects innovants de cette étude sont la prise en compte de l'influence sur les exports d'une augmentation de la production dans les technologies marginales. Ainsi selon Amor et al. [87], une partie des technologies affectées sont celles qui ne produiront pas dans les pays qui augmenteront leur importation grâce à la production décentralisée. Cependant les auteurs indiquent que les changements dynamiques de la production ne sont pas considérés et donc par conséquent les technologies affectées dynamiques ne relèvent pas d'une réalité physique mais d'un idéal économique. Cette approche est critiquée par Mathiesen [88] qui affirme que les technologies affectées dans le secteur électrique dépendent des choix subjectifs des modélisations. Trois types de technologies affectées sont étudiés et une revue de la littérature des études comptant des modélisations de technologies affectées est réalisée. Les conclusions sont que l'identification sur

le long terme d'une technologie affectée unique est toujours infondée puisque les technologies affectées changent avec le temps pour le secteur de l'électricité. De plus, toutes les technologies, à part celles basées sur des sources d'énergies renouvelables intermittentes, possèdent une certaine marge de flexibilité à court terme. Ainsi aucune technologie non basée sur une source d'énergie renouvelable intermittente ne devrait être exclue de la modélisation. Finalement les aspects temporel, dynamique et spatial sont essentiels dans l'identification des technologies marginales et seulement l'aspect économique n'est pas viable. Il ressort qu'on observe des ensembles complexes de technologies marginales. Récemment, une étude réalisée par Dandres et al. [89] analysent les technologies affectées dynamiques comme étant les technologies historiques ayant répondu aux changements de la demande électrique sur le réseau. Cette modélisation en temps réel montre les variations des ensembles de technologies affectées et les erreurs liées à l'agrégation temporelle des données. Cette étude se rapproche de la notion de facteur d'émissions marginales. Siler – Evans et al. [90] et Hawkes et al. [91] ont développé ces facteurs pour les États-Unis et le Royaume – Uni en utilisant des données horaires des technologies affectées. Les facteurs d'émissions marginales sont obtenus grâce à la différence des émissions entre un instant « t » et « t + h » où « h » est l'horizon de temps considéré. De plus, les variations des technologies sont étudiées et comparées. Pour les États-Unis, le charbon et le gaz sont les technologies affectées dynamiques les plus utilisées mais leurs contributions varient grandement entre les États et au fil du temps. En fonction des systèmes, la pertinence pour certains systèmes d'utiliser des technologies affectées fixes est plus ou moins justifiée. Cette vision de l'étude en temps réel des technologies affectées par des consommations offre une vision plus réaliste des impacts environnementaux des consommations d'électricité. Ainsi, les programmes de gestion des consommations devraient être analysés à partir d'indicateurs utilisant l'approche conséquentielle dynamique de l'ACV.

2.4 Résumé de la problématique

La production d'électricité a été responsable en 2013 de 42,5 % des émissions de gaz à effet de serre provenant des combustions d'énergies fossiles. Or, l'intégration d'une production moins carbonée tournée vers l'utilisation des énergies renouvelables intermittentes telles que le solaire et l'éolien demande une amélioration technique des réseaux électriques afin d'assurer stabilité, sécurité et efficacité de la distribution. Une des solutions les plus prometteuses pour assurer cette avancée consiste à déployer des programmes de gestion des consommations. Ceux-ci reposent sur l'utilisation des technologies d'information et de communication afin d'inclure le consommateur d'électricité comme acteur du marché. Ils se basent sur des principes de réduction et de décalage des consommations. Ils permettent d'augmenter la capacité d'adaptation du réseau en allégeant les charges lorsque le niveau de production est élevé. Cependant, les programmes de gestion des consommations utilisent des indicateurs économiques pour décaler les consommations. Ainsi, les considérations environnementales ne sont pas au cœur des objectifs de ces programmes ce qui réduit leurs performances environnementales. De plus, lorsque des indicateurs environnementaux sont utilisés pour évaluer les performances environnementales des stratégies de gestion des consommations, ils ne considèrent que les impacts associés aux émissions de gaz à effet de serre des phases de production d'électricité sans considérer les importations et les exportations. Finalement, ces indicateurs possèdent une vision moyennée sur l'ensemble du réseau et ne prennent pas en compte les technologies spécifiques dynamiques qui adaptent les consommations.

L'analyse de cycle de vie (ACV) est une approche systémique qui évalue plusieurs impacts potentiels environnementaux d'un produit ou d'un service sur les différentes phases de son cycle de vie. L'ACV possède deux approches appelées attributionnelle et conséquentielle. Pour être appliquée à la gestion des consommations, l'ACV attributionnelle doit relever le défi de dissocier en temps réel les impacts de la production aux impacts des consommations pour un système possédant des importations et des exportations afin de répartir équitablement les impacts des consommateurs. De même, dans le cadre de l'étude en temps réel des conséquences environnementales des technologies affectées par des variations de consommations, l'ACV conséquentielle doit dépasser les modèles supposant la répartition économique parfaite des centrales dans les réseaux électriques. À travers ces deux approches, l'ACV permet l'analyse

holistique sur plusieurs catégories d'impacts de différentes stratégies de gestion des consommations.

CHAPITRE 3 OBJECTIFS ET MÉTHODOLOGIE

3.1 Objectifs général et secondaires

3.1.1 Objectif général

L'objectif principal est de développer des indicateurs environnementaux utilisant l'approche cycle de vie qui permettent l'optimisation des consommations énergétiques et l'évaluation environnementale des programmes de gestion des consommations.

3.1.2 Objectifs secondaires

Pour répondre à l'objectif général, deux différents modèles sont développés et comparés. Le premier modèle utilise l'approche attributionnelle de l'ACV et le deuxième modèle utilise l'approche conséquentielle de l'ACV. Puis ces indicateurs sont utilisés dans des stratégies de gestion des consommations. Ainsi, trois objectifs secondaires découlent de l'objectif principal :

- Analyser les impacts potentiels de la consommation électrique en temps réel en considérant les importations et les exportations d'un système grâce à une approche attributionnelle de l'analyse de cycle de vie ;
- Analyser les impacts potentiels en temps réel des technologies affectées par des consommations électriques prospectives à travers une approche conséquentielle de l'analyse de cycle de vie ;
- Développer des stratégies de gestion des consommations simples utilisant les approches ACV-A et ACV-C et de comparer les solutions optimales.

3.2 Méthodologie

3.2.1 Résumé de la méthodologie

La méthodologie est séparée en quatre parties. La première définit les choix géographique et temporel de l'étude. La deuxième partie répond au premier objectif secondaire qui est de développer des indicateurs environnementaux des impacts potentiels de la consommation électrique en temps réel avec une approche attributionnelle de l'ACV. L'approche attributionnelle

utilisée dans cette partie a comme limite de ne pas considérer les conséquences des consommations comme expliqué dans la revue de littérature. Ainsi une troisième partie est développée afin d'analyser les impacts potentiels des conséquences des consommations à partir de l'isolement des technologies affectées historiquement. Cette troisième partie répond aussi à l'objectif principal en ne considérant que les technologies affectées. Finalement, une dernière partie est nécessaire pour comparer les résultats des utilisations des indicateurs des deux approches à travers des programmes simples de gestion des consommations. Les différents programmes développés utilisent les indicateurs de l'approche attributionnelle et conséquentielle afin d'optimiser les consommations et des programmes basés sur des indicateurs économiques sont évalués d'un point de vue environnemental. Cette dernière partie met en place la méthodologie pour illustrer les différences des approches attributionnelle et conséquentielle utilisées dans des programmes de gestion des consommations.

3.2.2 Descriptif de l'étude de cas

Le choix géographique de l'étude de cas se porte sur la France. Tout d'abord, parce que l'Europe offre un important marché qui possède de nombreux échanges. Ainsi les importations et les exportations en France de l'électricité devraient posséder une influence sur la qualité de l'énergie consommée. De plus, depuis 2009 le réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (ENTSO-E) a comme mission de développer une plateforme de transparence de l'information. Ce qui implique que les nombreuses données nécessaires pour répondre aux objectifs de ce projet sont accessibles. Comme les données sont disponibles en téléchargement en France à partir de 2012, le cadre temporel de l'étude est de 2012 aux données les plus récentes, soit 2015.

3.2.3 Analyse des impacts des consommations électriques à chaque instant

L'objectif de cette première partie est d'analyser les impacts potentiels des consommations électriques en France avec une résolution temporelle la plus petite possible. La méthodologie normée de l'ACV (ISO 14044), comme décrite dans la revue de littérature, est utilisée ici avec une approche attributionnelle.

3.2.3.1 Définition et champ de l'étude

Cette partie vise à définir l'unité fonctionnelle du produit étudié, c'est-à-dire la quantification de la fonction analysée. Puis d'établir les hypothèses et les frontières des considérations de l'étude.

3.2.3.1.1 Unité fonctionnelle

L'unité fonctionnelle choisie pour l'étude est la suivante :

« Consommer 1 kW d'électricité en France à l'instant « t » »

Cette unité fonctionnelle permet de quantifier les impacts d'une puissance consommée à un instant donné ou d'une énergie consommée à partir d'une puissance et d'un temps. Elle permet donc plus d'utilisations qu'une unité fonctionnelle considérant seulement l'énergie.

3.2.3.1.2 Importations et exportations

La France est le pays dans lequel l'unité fonctionnelle est étudiée. Cependant, des échanges avec l'Allemagne, la Grande-Bretagne, l'Espagne, l'Italie, la Belgique et la Suisse existent. Par convention dans notre modèle, la puissance importée en France est représentée par une valeur positive dans l'équation d'équilibre du réseau électrique français et la puissance exportée en France est négative.

L'Équation 1 est l'équation d'équilibre d'un réseau électrique à l'instant « t ».

$$\sum_{i=Centrales} Production_{i,t} + \sum_{j=Pays\ exportateurs} Imports_{j,t} = \sum_{k=Consommateurs} Consommation_{k,t} + \sum_{l=Pays\ importateurs} Exports_{l,t}$$

Équation 1 : Équation d'équilibre d'un réseau électrique à l'instant « t ».

À chaque instant, les impacts des consommations électriques doivent considérer les impacts des importations et les crédits des exportations.

Pour comptabiliser les impacts de la puissance importée à chaque instant, l'hypothèse est que la puissance importée provient de l'ensemble des centrales de production d'électricité à l'instant « t » du pays exportateur. Ceci comprend une sous-hypothèse qui est que les autres importations et exportations des pays exportant à la France ne sont pas considérées. Cette hypothèse permet de

simplifier la collecte de données en évitant de considérer tous les pays échangeant avec les pays échangeant avec la France. Cette frontière des échanges est représentée avec la Figure 1.

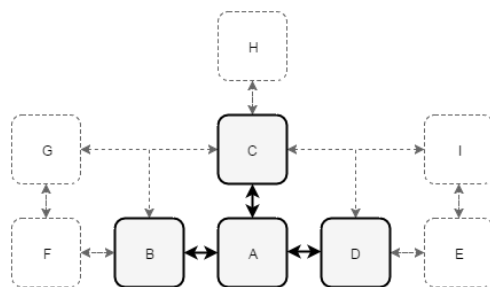


Figure 1 : Frontière des échanges

Il est à noter que la Suisse a des échanges avec la France mais possède un solde global d'échanges très importants (En 2014, 61,8 milliards de kWh produits, 37,4 milliards de kWh importés et 42,9 milliards de kWh exportés [92]). Ce qui implique qu'à chaque instant, une grosse partie de l'énergie importée de Suisse provient des importations suisses avec les autres pays. Pour cette raison et le fait que seulement 2 % des importations en France proviennent de la Suisse, il est décidé d'exclure la Suisse du cadre de l'étude.

La puissance exportée de la France vers un pays importateur n'est pas consommée par la France. Ainsi, la puissance exportée est enlevée à la puissance produite à l'instant « t » équitablement sur l'ensemble du réseau de production de la France. Nous faisons l'hypothèse que l'ensemble des exportations de la France est produit en France. Ce processus implique des impacts évités, il peut être représenté comme l'inverse du processus « Production d'électricité en France en t » mis à l'échelle à la quantité d'énergie exportée.

3.2.3.1.3 Frontières du système et allocations

Pour chaque pays inclus dans les frontières des échanges, les processus de production d'électricité sont considérés et dissociés en fonction du type de centrale. De même, les infrastructures de transport et de distribution ainsi que les pertes tout au long du réseau sont étudiées.

Dans les nombreux processus de production d'électricité, certains sont multifonctionnels et produisent, par exemple, de l'électricité et de la chaleur. Dans ces cas-là, l'allocation énergétique est sélectionnée pour la gestion des processus. Ainsi, si le processus produit 1 MWh d'électricité et 1 MWh d'énergie thermique, alors les impacts potentiels de la moitié du processus sont alloués à la production d'électricité et l'autre moitié à la production de chaleur.

3.2.3.2 Inventaire

Pour la phase d'inventaire, les données de production d'électricité des opérateurs sont couplées avec la base de données d'inventaire du cycle de vie « ecoinvent « V3.1 « cut-off ».

3.2.3.2.1 Collecte des données pour la production d'électricité

La première étape de l'inventaire est de collecter pour les six pays à l'étude (France, Allemagne, Grande-Bretagne, Italie, Belgique et Espagne) les détails de la production d'électricité entre 2012 et 2015 avec la plus petite résolution temporelle. Les différents opérateurs possèdent des niveaux différents de détails de production et certains agrègent en sources, d'autres en technologies ou d'autres en utilisant leurs propres termes. Une attention toute particulière a été portée à l'aspect temporel des données et l'heure du méridien de Greenwich (GMT + 1) a été adoptée pour pallier les erreurs des changements d'heure. La collecte des données est résumée Tableau 1.

Tableau 1 : Données de production d'électricité

Pays	Sources des données	Types des données du modèle	Résolution temporelle
France	RTE	Primaires	30 minutes
Belgique	Elia	Primaires	15 minutes
Italie	Terna	Primaires + extrapolations	30 minutes
Grande-Bretagne	BM Reports	Primaires	5 minutes
Espagne	REDD	Primaires	10 minutes
Allemagne	EEX, ENTSO-E, Tennet, 50 HZ, Amprion, Transnet BW	Primaires + modélisations	15 minutes

France

En France, le gestionnaire du réseau RTE fournit un outil nommé « éco2mix »¹ qui donne des statistiques sur l'électricité. Il permet de télécharger des données pour les années 2012 – 2013 – 2014 et 2015 de la production d'électricité par source d'énergie, du solde des échanges de chaque pays voisin avec la France et du niveau des consommations. Ces données ont une résolution temporelle de 30 minutes.

¹ <http://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix>

La production détaillée est répartie selon les sources suivantes : Fioul, charbon, gaz, nucléaire, éolien, solaire, hydraulique, pompage et énergie renouvelable thermique (EnR). À partir des années 2013, des données plus détaillées sont disponibles et prennent en compte plus de technologies. L'annexe A contient le détail de ces technologies.

Grande-Bretagne

Pour la Grande-Bretagne, le site BM Reports² recense les statistiques en temps réel et les données historiques de l'équilibre du système de production d'électricité géré par le gestionnaire du réseau National Grid. Un site nommé « gridwatch »³ offre aussi les données en téléchargement.

Ces données sont disponibles à partir de 2011. Elles possèdent une résolution temporelle de 5 minutes et contiennent les sources suivantes : Charbon, nucléaire, cycle combiné (gaz), éolien, hydraulique, fioul, turbine à combustion (OCGT), autre et pompage.

Belgique

En Belgique, c'est le gestionnaire du réseau Elia⁴ qui donne accès aux statistiques d'électricité en temps réel depuis 2005 mois par mois. La résolution temporelle est de 15 minutes et les sources sont : Charbon, fioul, gaz, nucléaire, hydraulique, éolien et autre.

Espagne

Le gestionnaire de réseau Espagnol est REDD (Red Electrica De Espana) et il fournit des graphiques et des tableaux de la production d'électricité en temps réel sur son site⁵. Cependant, ces données ne sont pas téléchargeables. Pour les obtenir, il faut utiliser un site qui recense l'ensemble des données depuis 2007⁶. Ces données ont une résolution temporelle de 10 minutes. Les sources

² <http://www.bmreports.com/bsp/additional/soapservlet.php>

³ <http://www.gridwatch.templar.co.uk/>

⁴ <http://www.elia.be/nl/grid-data/data-download>

⁵ <https://demanda.ree.es/movil/peninsula/demanda/total>

⁶ <http://mola.io/2013/08/29/unlocking-data-spain-power-generation/>

sont : Nucléaire, charbon, fioul, cycle combiné (gaz), hydraulique, solaire, éolien et autoproduction.

Italie

En Italie, le gestionnaire du réseau est Terna. Il offre sur son site internet⁷ une plateforme pour télécharger les données de production d'électricité en temps réel depuis 1996. Il faut cependant les télécharger jour par jour. La résolution temporelle est d'une heure et les sources sont : Géothermique, hydraulique, photovoltaïque, thermique, éolien et pompage. Ainsi, pour obtenir les données avec une résolution de 30 minutes, une interpolation linéaire est effectuée entre chaque heure où les données sont disponibles.

Allemagne

Le réseau est géré par quatre compagnies différentes (TenneT, Amprion, 50 HZ et Transnet BW) représentées sur la Figure 2.



Figure 2 : Réseau électrique allemand⁸

Les solutions pour obtenir des données compilées pour l'Allemagne sont soit d'utiliser le site de Agora Energiewende⁹ qui fournit un graphique horaire par source d'énergie, soit d'utiliser la

⁷ <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/transparencyreport/generation/expostdataontheactualgeneration.aspx>

⁸ By Francis McLloyd - Own work, CC BY-SA 3.0, <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=22232969>

⁹ <http://www.agora-energiwende.de/de/themen/-agothem-/Produkt/produkt/76/Agorameter/>

plateforme de l'EEX¹⁰ qui donne les mêmes informations sous forme de tableaux mais seulement de l'année passée. Dans les deux cas, les données ne sont pas téléchargeables. Sahi, un logiciel open-source d'automatisation et d'outils de tests pour les applications web, est utilisé pour récupérer les données du tableau. Les scripts utilisés sont recensés annexe G. Grâce à cet automate, les données de production d'électricité à partir du solaire et d'éolien avec une résolution temporelle de 15 minutes sont récupérées entre janvier 2012 et décembre 2015 sur l'ensemble du réseau allemand. Les données de production d'électricité détaillée pour les autres technologies ne sont disponibles dans notre cas qu'à partir de début 2015 avec une résolution temporelle d'une heure.

Un modèle de la production d'électricité en temps réel par source pour l'Allemagne est établi entre 2012 et 2014. Le processus pour établir ce modèle est le suivant :

1. Obtenir le niveau de production total, soit la somme du niveau de production de chaque gestionnaire, avec une résolution temporelle fine. Si la production par opérateur n'est pas disponible, obtenir une approximation de cette donnée par une autre donnée. Le Tableau 2 recense les liens et les approximations des données utilisées.
2. Vérifier que le niveau de production respecte les statistiques annuelles du bureau fédéral des statistiques allemandes Destatis¹¹ sinon multiplier par un facteur d'extrapolation. Le Tableau 3 recense les facteurs d'extrapolations utilisés.
3. Définir des technologies de production de base et des technologies de production de pointe visuellement à partir de Fraunhofer¹² et d'Agora Energiewende¹³. Pour les technologies de base, définir le minimum mensuel et la moyenne mensuelle. Pour les technologies de pointe, définir le minimum mensuel et le facteur de contribution de chaque technologie. L'annexe B recense les tables des estimations visuelles utilisées dans notre modèle.

¹⁰ <https://www.eex-transparency.com/homepage/power/germany>

¹¹ <https://www.destatis.de/EN/FactsFigures/EconomicSectors/Energy/Production/Tables/GrossElectricityProduction.html>

¹² <https://www.energy-charts.de/power.htm>

¹³ <http://www.agora-energiewende.de/de/themen/-agothem-/Produkt/produkt/76/Agorameter/>

4. Ajouter les moyennes de la production des technologies de base aux données de la production de solaire et d'éolien pour chaque période de temps. Si la somme de ces technologies dépasse le niveau de production extrapolé, remplacer la moyenne par le minimum mensuel pour d'abord le charbon puis le nucléaire.
5. Sur la production restante, appliquer les facteurs des technologies de pointe. Si la valeur est plus basse que le minimum mensuel alors monter le niveau de production jusqu'au minimum mensuel de chaque technologie variante.

Tableau 2 : Sources des données pour la production d'électricité en Allemagne

Gestionnaire	Lien	Donnée utilisée
50 hertz	http://www.50hertz.com/en/Grid-Data/Generation-output	« Generation output »
Amprion	http://www.amprion.net/en/generation-in-the-control-area	« Generation in the control area”
TenneT	https://www.tennetso.de/site/en/Transparency/publications/network-figures/annual-peak-load/	« Load Curve »
Transnet BW	https://www.transnetbw.com/en/key-figures/load-data/load-curve	« Load Curve »

Tableau 3 : Facteurs d'extrapolations par année par gestionnaire du réseau en Allemagne

Gestionnaire	2012	2013	2014
Amprion	1	1	1
50 hertz	1	1	1
Transnet BW	1.369	1.392	1.560
Tennet	1.369	1.392	1.560

L'ensemble des résultats se trouve en annexe B.

3.2.3.2.2 Inventaire des phases du cycle de vie

Production de l'électricité

Afin de calculer les impacts potentiels de la production d'électricité à chaque instant, la base de données « ecoinvent » V3.1 et le logiciel OpenLCA sont utilisés. Le travail est de lier chaque source de production des opérateurs avec une technologie ou un ensemble de technologies à travers des facteurs de contributions. Par exemple, en France la source nommée « Gaz » est représentée à 60 % par des centrales de cogénération, à 32 % par des centrales à cycle combinée, à 0.3 % par des centrales conventionnelles de turbines à combustion et à 7,7 % par d'autres types de centrales.

L'hypothèse faite est que les contributions des technologies par source pour chaque pays sont fixes au fil du temps.

Les facteurs de contributions sont obtenus grâce aux sources suivantes résumées Tableau 4 pour chaque pays :

1. Tout d'abord, un rapport national de l'énergie produite par technologie pour le pays à l'étude est cherché. Ce rapport indique quelle est la contribution de chaque technologie dans le pays par source d'énergie ;
2. Si le rapport précédent n'est pas trouvé, un rapport national des capacités installées des technologies par source d'énergie est cherché. L'hypothèse sous-jacente est que les contributions des technologies pour les capacités installées sont les mêmes que pour la production. Ceci est faux si plusieurs technologies produisant à partir d'une même source possèdent des facteurs de charge différents, ce qui est souvent le cas ;
3. Si ces rapports ne sont pas disponibles au niveau national, alors ils sont recherchés au niveau international (Agence internationale de l'énergie ou Agence internationale de l'énergie atomique).
4. Finalement, si aucun des rapports précédents n'a été trouvé, les facteurs de la base de données « ecoinvent » du processus « Market for electricity production, U » du pays à l'étude sont utilisés.

Tableau 4 : Sources des facteurs de contributions technologiques par pays

Pays	Sources
France	ecoInvent – RTE
Grande-Bretagne	ecoInvent – BM Reports
Italie	ecoInvent - Terna
Belgique	ecoInvent - Elia
Allemagne	ecoInvent - Fraunhofer
Espagne	ecoInvent – REDD - IAEA

Chaque technologie est ensuite reliée à un processus ou un mix de processus de la base de données « ecoinvent ». Par exemple, en France la technologie des centrales à cycle combinée de la source « Gaz » est liée au processus « Electricity production, natural gas, combined cycle power plant, cut-off, S – ROW » de la base de données « ecoinvent » V3.1.

L'annexe C donne l'ensemble des processus de la base de données « ecoinvent » utilisés ainsi que les facteurs de contributions aux sources d'énergies.

Parmi tous les processus utilisés, un changement pour le processus appelé « electricity production, pumped storage » est réalisé. En effet, dans ce processus, l'électricité du pays est un entrant, puisqu'il faut de l'électricité pour pomper l'eau. Or, dans le calcul de l'inventaire de la base de données « ecoinvent », cet entrant reste la valeur moyennée de l'électricité du pays, ce qui peut avoir une grande influence sur les impacts potentiels de ce processus. De plus, l'énergie libérée par pompage est déjà produite et comptabilisée précédemment dans le temps. Ainsi, pour éviter le double comptage de l'électricité produite, seulement l'inventaire des infrastructures est considéré pour ce processus dans l'étude. Un nouveau processus nommé « electricity production, pumped storage modified » est créé et est utilisé lors de la production par des STEP pour les différents pays.

Transport et distribution de l'électricité

Une fois que l'énergie est produite, il faut l'acheminer. Pour ça des infrastructures sont à prendre en compte ainsi que des pertes sur le réseau. Les deux processus de la base de données « ecoinvent » permettant cet inventaire sont :

- Market for transmission network, long-distance, cut-off, S – GLO
- Market for transmission network, electricity, high voltage, cut-off, S – GLO

Pour un kWh d'électricité produit, une certaine longueur de chaque type de transmission est utilisée. Nous nommerons dans la suite ces longueurs « les longueurs nominales de fonctionnement ». Les valeurs des longueurs nominales de fonctionnement sont données dans le processus « Market for electricity production, U » de la base de données « ecoinvent ». De plus, les pertes sont prises en compte en multipliant l'ensemble de l'inventaire de la production et de la transmission par le coefficient de perte, supérieur à un. L'annexe D recense les valeurs des longueurs nominales de fonctionnement des deux processus ci-dessus et les pertes pour chaque pays de l'étude.

3.2.3.3 Evaluation des impacts potentiels

3.2.3.3.1 Impacts de la production et de la distribution pour chaque pays

Pour la phase d'évaluation, la méthode d'évaluation d'impacts Impact 2002+ est utilisée [93]. Plus précisément, ce sont les catégories orientées dommages qui sont considérées, soit : la santé humaine, en DALY, la qualité des écosystèmes, en PDF.m².année, les changements climatiques,

en kg CO₂ éq. et l'utilisation des ressources en MJ primaire. Chaque processus considéré dans la phase de l'inventaire est analysé avec OpenLCA afin de récupérer les quatre facteurs d'impacts. De plus, puisque l'étude analyse les impacts à un instant donnée, nous calculons un taux d'impacts. Les taux d'impacts de la catégorie orientée dommages « I » de la production d'électricité dans un pays « i » à l'instant « t » sont représentés par l'Équation 2 :

$$I_{production,t,i,I} = \sum_{j=Source} P_{j,t} * \sum_{k=Technologie,j} F_{k,j,i} * IF_{Processus\ de\ k,I}$$

Équation 2 : Impacts de la catégorie orientée dommages « I » de la production d'électricité du pays « i » en « t »

Où :

- $I_{production,t,i,I}$ est le taux d'impacts de la catégorie orientée dommages « I » de production du pays « i » en « t » en $\frac{IMPACT}{h}$;
- $P_{j,t}$ est la puissance produite par la source « j » en « t » en kW ;
- $F_{k,j,i}$ est le facteur de contribution de la technologie « k » au sein de la source « j » du pays « i » ;
- $IF_{Processus\ de\ k,I}$ est le facteur d'impacts, de la catégorie d'impacts « I », du processus ou du mix de processus de la technologie « j » en $\frac{IMPACT}{kWh}$.

A ces taux impacts s'ajoutent les taux d'impacts des pertes et de la transmission qui sont représentés Équation 3.

$$I_{prod-dist,i,t,I} = F_{pertes,i} * (P_{production,t,i} * \sum_{j=processus\ transmission} L_{j,i} * IF_{j,I} + I_{production,t,i,I})$$

Équation 3 : Taux d'impacts de la catégorie orientée dommages « I » de la production et de la distribution d'électricité du pays « i » en « t »

Où :

- $I_{prod-dist,i,t,I}$ est le taux d'impacts de la catégorie orientée dommages « I » de production et distribution du pays « i » en « t » en $\frac{IMPACT}{h}$;

- $F_{pertes,i}$ est le facteur de pertes du pays « i » ;
- $P_{production,t,i}$ est la puissance totale produite à l'instant « t » au sein du pays « i » en kW;
- $L_{j,i}$ est la longueur nominale de fonctionnement du processus de transmission « j » du pays « i » en $\frac{km}{kWh}$;
- $IF_{j,I}$ est le facteur d'impact, de la catégorie orientée dommages « I », du processus de transmission « j » en $\frac{IMPACT}{km}$;

L'Équation 4 indique le calcul du coefficient d'impacts de production de la catégorie orientée dommages « I » du pays « i » à l'instant « t » en $\frac{IMPACT}{kWh}$.

$$C_{prod,i,t,I} = \frac{I_{prod-dist,t,i,I}}{P_{production,t,i}}$$

Équation 4 : Coefficient d'impacts de la catégorie orientée dommages « I » de production du pays « i » en « t »

Le coefficient d'impacts de production du pays « i » représente les impacts de la catégorie orientée dommages « I » de la production et de la distribution d'un kWh d'énergie associés aux technologies générant de l'électricité à l'instant « t » dans le pays « i ». Les coefficients d'impacts de production de la France, l'Allemagne, la Grande-Bretagne, l'Italie, la Belgique et l'Espagne sont développés sur les quatre catégories d'impacts considérés entre 2012 et 2015 avec les résolutions temporelles décrites dans la partie 3.2.3.2.

3.2.3.3.2 Impacts de l'importation et de l'exportation en France

À partir des coefficients d'impacts de production des pays à l'étude, il faut définir les impacts liés aux échanges du pays central à l'étude, la France.

Importations

D'après les hypothèses du champ d'étude, le taux d'impacts de la catégorie orientée dommages « I » associé aux importations en France du pays « i » à l'instant « t » est représenté Équation 5.

$$I_{imports,i,t,I} = P_{Fr-i,t} * C_{prod,i,t,I}$$

Équation 5 : Taux d'impacts de la catégorie orientée dommages « I » associés aux importations en France du pays « i » en « t ».

Où :

- $P_{Fr-i,t}$ la puissance importée (positive) en France du pays « i » à l'instant « t » en MW ;
- $C_{prod,i,t}$ le coefficient d'impacts de la catégorie orientée dommages « I » de production du pays « i » à l'instant « t » en $\frac{IMPACT}{kWh}$.

Le taux d'impacts de la catégorie orientée dommages « I » du total des importations en France à l'instant « t » est la somme sur toutes les importations en France à l'instant « t ».

$$I_{imports,t,I} = \sum_{i=Pays\ exportateur} I_{imports,i,t,I} = \sum_{i=Pays\ exportateur} P_{Fr-i,t} * C_{prod,i,t,I}$$

Équation 6 : Taux d'impacts de la catégorie orientée dommages « I » des importations en France en « t »

Exportations

D'après les hypothèses du champ de l'étude, le taux d'impacts de la catégorie orientée dommages « I » des exports est représenté par l'Équation 7.

$$I_{exports,t,I} = P_{exports,t} * C_{prod,FR,t,I}$$

Équation 7 : Taux d'impacts de la catégorie orientée dommages « I » des exports en France en « t »

Où :

- $P_{exports,t}$ est la puissance totale (négative) de l'électricité exportée de la France à l'instant « t » en MW ;
- $C_{prod,FR,t,I}$ est le coefficient d'impacts de la catégorie orientée dommages « I » de production en France à l'instant « t » en $\frac{IMPACT}{kWh}$.

3.2.3.3.3 Impacts des consommations

Le taux d'impacts de la catégorie orientée dommages « I » des consommations électriques en France à l'instant « t » est la somme du taux d'impacts de production d'électricité avec le taux d'impacts des importations et le taux d'impacts des exportations en France à l'instant « t ». Il est à noter que le taux d'impacts des exportations est un crédit et est donc négatif.

$$I_{consommation,t,I} = I_{prod\ et\ distri,t,FR,I} + I_{imports,t,I} + I_{exports,t,I}$$

Équation 8 : Taux d'impacts de la catégorie orientée dommages « I » des consommations en France en « t »

Si on note « $P_{consommation,t}$ » la puissance totale d'électricité consommée au sein de la France à l'instant « t », alors il est possible de définir un coefficient d'impacts de la catégorie orientée dommages « I » de consommation par l'Équation 9. Le coefficient d'impacts de consommation représente le taux d'impacts associé à un kW consommé à l'instant « t ».

$$C_{conso,t,I} = \frac{I_{consommation,t,I}}{P_{consommation,t}}$$

Équation 9 : Coefficient d'impacts de la catégorie orientée dommages « I » de consommation de la France en « t »

Dans le cadre de l'étude, les coefficients d'impacts de consommation en France sont développés toutes les 30 minutes entre 2012 et 2015 pour les quatre catégories orientées dommages.

3.2.4 Analyse dynamique des impacts des consommations électriques prospectives

L'objectif de cette partie est d'analyser les impacts potentiels des consommations électriques prospectives en étudiant les technologies affectées par des variations de consommations. Comme dans la partie précédente, la méthodologie ACV suivant la norme ISO 14044 est utilisée. Cependant, l'approche considérée ici est conséquentielle.

3.2.4.1 Définition du champ de l'étude

3.2.4.1.1 Variation, état initial et horizon du temps

Pour pouvoir définir l'unité fonctionnelle de l'étude, il est nécessaire de définir les termes de variation et d'horizon de temps.

La variation d'un système d'un état A à un état B correspond aux changements opérés dans ce système pour obtenir l'état B à partir de l'état A. Dans le cadre de l'électricité, cela peut être vu comme une variation de la puissance demandée sur le réseau à un instant donné ou comme une variation d'énergie demandée sur une période. Une variation de la puissance demandée correspond à un ajout ou à un retrait de puissance d'une ou plusieurs centrales à un instant précis. Le défaut de cette représentation est que comme l'équilibre du réseau électrique est presque instantané, un changement presque instantané est réalisé dans le système de production. Cependant, sur un plus long terme ce changement diffère selon si la variation se poursuit et sur combien de temps. Ainsi la variation de puissance manque d'un horizon de temps.

La variation d'énergie s'exprime par un niveau de variation de puissance sur une période de temps. Discuter de variations d'énergie dans le système de production permet de quantifier les conséquences dans le système de production en affirmant qu'elles s'arrêtent quand l'appel de puissance stoppe. C'est pourquoi nous parlerons de variations d'énergie pour définir l'unité fonctionnelle.

L'horizon de temps de l'étude doit être défini pour une ACV consécutuelle puisque les conséquences des variations sont étudiées sur cet horizon de temps. Grâce à l'aspect quasi-instantané des équilibres des réseaux électriques, nous posons l'hypothèse que les conséquences des variations ont la même durée que les variations elles-mêmes. Ainsi, l'horizon de temps définit la durée de la variation. Pour étudier la sensibilité de l'horizon de temps sur les résultats, nous décidons de faire une analyse de sensibilité en prenant deux horizons de temps différents. Dans cette étude, des horizons de temps entre 15 minutes et 1 heure sont représentatifs de variations des consommations résidentielles.

Par convention, il est décidé que la variation entre « t » et « t + h » respecte l'Équation 10.

$$\forall t, V_{C_t,h} = (C_{t+h} - C_t) * h \text{ et } V_{P_t,h} = (P_{t+h} - P_t) * h$$

Équation 10 : Variations entre « t » et « t + h » des consommations ($V_{C_t,h}$) et de la production ($V_{P_t,h}$)

Où :

- C_t est la puissance consommée à l'instant « t » en MW ;
- P_t la puissance produite à l'instant « t » en MW ;

- « h » est l'horizon de temps en heure.

3.2.4.1.2 *Unité fonctionnelle*

L'unité fonctionnelle est définie selon la formule suivante :

« Consommer uniformément 1 kWh d'électricité supplémentaire en France entre les instants « t » et « t + h » »

3.2.4.1.3 *Causes et Conséquences*

Dans cette partie, nous allons poser les hypothèses pour analyser l'ensemble des technologies affectées par des variations de consommation entre les instants « t » et « t + h ». Tout d'abord, les importations et les exportations ne sont pas considérées dans les équilibres d'adaptation. Ainsi, un pays qui fournit toute l'électricité nécessaire aux consommations sans importer ni exporter adapte ses technologies de production pour répondre aux variations des consommations qui s'opèrent entre les instants « t » et « t + h ». Comme il a été vu dans la revue de littérature, si l'horizon de temps « h » considéré est de quelques secondes, alors ce sont des réserves tournantes qui font office de technologies affectées pour équilibrer la fréquence. Dans le cadre de cette étude, l'horizon de temps est plus long. Ceci nous permet de supposer que toutes les technologies de production d'électricité contrôlables peuvent adapter, à leur échelle, les variations des consommations. Une technologie contrôlable est définie comme une technologie de production sur laquelle l'opérateur du système possède un certain contrôle d'adaptation. Nous faisons l'hypothèse que seules les technologies basées sur les sources d'énergies renouvelables intermittentes sont considérées comme des technologies non-contrôlables, toutes les autres sont considérées comme des technologies contrôlables. De plus, les variations des technologies non-contrôlables sont d'autres causes des variations des technologies contrôlables. Ainsi les technologies affectées par des variations de consommations sont un ensemble de technologies contrôlables.

Les données de production détaillées des différents opérateurs sont agrégées en sources et globalement à l'échelle du pays. Ainsi, les conséquences des variations des consommations sont étudiées globalement. C'est-à-dire que nous supposons que les variations globales des consommations sont adaptées par les variations globales des technologies contrôlables. Ceci nous indique qu'un ensemble global de technologies affectées est recherché. Dans un premier modèle, nous allons supposer que les nombreux imprévus qui interviennent lors des opérations des systèmes

de production et de distribution ne sont pas considérés. Ceci implique que l'ensemble des variations, positives ou négatives, des technologies contrôlables sont les conséquences des changements de consommations locales. Dans ce cadre, la moyenne à l'échelle globale des technologies affectées est définie comme l'ensemble des technologies contrôlables variant positivement ou négativement. La contribution de chaque technologie dans cet ensemble est la valeur absolue de la variation de cette technologie divisée par la somme des valeurs absolues des variations de toutes les technologies contrôlables.

Dans un deuxième modèle, nous allons considérer que certains imprévus arrivent sur le système de production et que donc toutes les variations des technologies contrôlables ne sont pas les conséquences des variations des consommations. Pour spécifier quelles variations sont les conséquences des consommations nous considérons que seulement les technologies contrôlables qui varient dans le même sens que les consommations globales sont des conséquences des consommations. Les technologies qui possèdent des variations inversées aux variations des consommations sont considérées comme imprévues. Dans ce cadre, la moyenne à l'échelle globale des technologies affectées prévues est définie par l'ensemble des technologies contrôlables qui varient dans le même sens que les consommations. La contribution de chaque technologie prévue dans cet ensemble est la variation de cette technologie divisée par la somme des variations des technologies contrôlables prévues.

Les deux modèles possèdent des hypothèses fortes qui permettent de définir deux types d'ensembles moyens de technologies affectées à partir de données globales à chaque instant. Dans la suite, nous nommerons le premier modèle le modèle « sans imprévus » et le deuxième le modèle « avec imprévus ». Le développement des deux modèles permet de faire une analyse de sensibilité des hypothèses réalisées pour obtenir les technologies affectées

3.2.4.2 Inventaire

3.2.4.2.1 Collecte des données primaires

L'étude de l'unité fonctionnelle est développée en France entre 2012 et 2015 avec deux horizons de temps de $h = 30$ minutes et de $h = 1$ heure. Les deux modèles pour définir les technologies affectées sont étudiées. Les variations sont réalisées pour chaque source de production à tous les

instants « t » disponibles. Par convention, la variation en « t » correspond à la variation prospective entre « t » et « t + h ».

Il est à noter qu'une attention toute particulière est apportée à ces nouvelles données. En effet, de nombreuses valeurs aberrantes se révèlent lors des soustractions appliquées pour obtenir les variations et un tri poussé est réalisé. Les origines de ces données aberrantes sont multiples. Elles peuvent être dues à des erreurs de mesures du système, des erreurs de copie ou elles peuvent représenter des coupures dans le système qui ont mené à des changements importants dans les niveaux des technologies. Pour réaliser le tri des données, le calcul des paramètres statistiques (médiane, premier quartile, troisième quartile et étendue interquartile) des variations de chaque source est réalisé. La méthode utilisée pour quantifier la pertinence des données est d'utiliser les limites inférieures et supérieures de chaque distribution. Les limites inférieures et supérieures s'obtiennent respectivement en soustrayant ou ajoutant l'écart interquartile multiplié par 3 au troisième quartile et au premier quartile. Toutes les données en dehors de ces limites sont déclarées « Non Disponibles » (« ND »). Cette procédure est similaire à celle proposée par NIST/SEMATECH¹⁴.

3.2.4.2.2 Inventaire du cycle de vie

Pour l'inventaire du cycle de vie, les mêmes sources de production, technologies, facteurs de contribution, facteurs de pertes et processus pour la France que ceux de la partie 3.2.3 sont utilisés.

3.2.4.3 Évaluation des impacts potentiels

Pour les deux modèles et les deux horizons de temps étudiés, les quatre catégories orientées dommages de la méthode d'impacts Impacts 2002+ sont utilisées pour la phase d'évaluation. L'objectif de cette phase d'évaluation est de définir les coefficients d'impacts associés aux ensembles de technologies affectées obtenus précédemment.

3.2.4.3.1 Coefficients d'impacts des technologies affectées sans imprévus

¹⁴ <http://www.itl.nist.gov/div898/handbook/eda/section3/eda35h.htm>

Le coefficient d'impacts de la catégorie orientée dommages « I » des technologies affectées par des consommations prospectives entre « t » et « t + h » du modèle sans imprévus sont décrits par l'Équation 11.

$$C_{marg-ss\ imp,t,h,I} = \left(\frac{\sum_{k=Catégorie\ contrôlable} |V_{P_{k,t,h}}| * IF_{k,I}}{\sum_{k=Catégorie\ contrôlable} |V_{P_{k,t,h}}|} \right)$$

Équation 11 : Coefficient d'impacts de la catégorie orientée dommages « I » des technologies affectées sans imprévus par les consommations prospectives entre « t » et « t + h »

Où :

- $C_{marg-ss\ imp,t,h,I}$ est le coefficient d'impacts de la catégorie orientée dommages « I » en « t » des technologies affectées par les consommations prospectives entre « t » et « t + h » avec l'hypothèse d'absence d'imprévus en $\frac{IMPACT}{kWh}$;
- $|V_{P_{k,t,h}}|$ est la valeur absolue de la variation de la technologie contrôlable « k » entre « t » et « t + h » en kWh ;
- $IF_{j,I}$ est le facteur d'impact, de la catégorie orientée dommages « I » du processus « j » en $\frac{IMPACT}{kWh}$.

3.2.4.3.2 Coefficients d'impacts des technologies affectées avec imprévus

Les coefficients d'impacts de la catégorie orientée dommages « I » des technologies affectées par des consommations prospectives entre « t » et « t + h » du modèle avec imprévus sont décrits par l'Équation 12.

$$C_{marg-imp,t,h,I} = \left(\frac{\sum_{k=Catégorie\ contrôlable\ prévues} V_{P_{k,t,h}} * IF_{k,I}}{\sum_{k=Catégorie\ contrôlable\ prévues} V_{P_{k,t,h}}} \right)$$

Équation 12 : Coefficient d'impacts de la catégorie orientée dommages « I » des technologies affectées avec imprévus par les consommations prospectives entre « t » et « t + h »

Où :

- $C_{marg-imp,t,h,I}$ est le coefficient d'impacts de la catégorie orientée dommages « I » en « t » des technologies affectées par les consommations prospectives entre « t » et « t + h » avec la considération d'imprévus en $\frac{IMPACT}{kWh}$;
- $V_{Pk,t,h}$ est la variation (positive ou négative) de la technologie contrôlable non liée à un imprévu « k » entre « t » et « t + h » en kWh ;
- $IF_{j,I}$ est le facteur d'impact, de la catégorie orientée dommages « I » du processus « j » en $\frac{IMPACT}{kWh}$.

Les coefficients d'impacts des technologies affectées des modèles avec et sans imprévus pour les quatre catégories orientées dommages sont réalisés sur deux horizons de temps différents, $h = 30$ minutes et $h = 1$ heure avec une résolution temporelle de 30 minutes entre 2012 et 2015 en France.

3.2.5 Stratégies de gestion des consommations électriques pour un bâtiment intelligent.

Dans cette partie, des stratégies de gestion des consommations sont développées à partir d'indicateurs économiques et environnementaux. Les stratégies se basant sur des indicateurs économiques sont évaluées avec les indicateurs environnementaux. Puis des stratégies se basant sur des indicateurs environnementaux sont développées et analysées avec les autres indicateurs environnementaux.

3.2.5.1 Cas d'étude de la gestion des consommations

Le cas d'étude de la gestion des consommations se place dans le cadre d'un programme de demande – réponse utilisant du contrôle direct idéal. L'objectif du cas d'étude est d'analyser les impacts économiques et environnementaux d'une consommation fictive qui possède une flexibilité absolue, c'est-à-dire ne possédant aucune contrainte de démarrage. Tous les jours entre 2012 et 2015 1 kWh d'électricité est consommé. Cette consommation est réalisée de deux manières soit par 1 kW pendant 1 heure complète soit par 2 kW pendant 30 minutes complètes. La considération de deux consommations différentes permet de faire l'analyse de sensibilité des horizons de temps des consommations. La décision des consommations se base sur un indicateur à optimiser. Ainsi l'énergie est consommée afin de minimiser tous les jours la valeur d'un indicateur. Le logiciel

Excel avec le langage VBA sont utilisés pour les algorithmes d'optimisations. Les scripts d'optimisations sont développés annexe H. Les différentes stratégies basées sur les différents indicateurs sont comparées à un cas de référence et à un scénario du pire cas pour chaque indicateur. Le cas de référence correspond à la consommation d'1 kWh tous les jours à partir de 19h. Ce choix est représentatif d'un horaire où de nombreux appareils sont allumés. Les scénarios du pire cas pour chaque indicateur représentent la consommation de l'unité d'énergie lors des maximums des indicateurs.

3.2.5.2 Indicateurs économiques et environnementaux

Différents indicateurs économiques et environnementaux sont utilisés par les stratégies de gestion des consommations développées. Tout d'abord, le prix de l'électricité achetée est l'indicateur économique. Le programme basé sur cet indicateur minimisera le coût des consommations tous les jours. Les prix d'achat de l'électricité sont tirés de la plateforme ENTSO-E¹⁵ et sont fixés une journée à l'avance par la France avec une résolution horaire. Le logiciel Sahi est utilisé pour récupérer ces prix. Le script utilisé est recensé en annexe G. Cependant, ils ne sont disponibles que pour l'année 2015. Ainsi, la stratégie reposant sur l'optimisation économique n'est appliquée que pour l'année 2015 et est réalisé par une consommation de 1 kW pendant 1 heure.

Des stratégies de gestion des consommations sont développées à partir d'indicateurs environnementaux. Dans cette étude, deux approches différentes ont été adoptées. La première se base sur les coefficients d'impacts de consommations utilisant l'approche attributionnelle et la deuxième se base sur les coefficients d'impacts des consommations prospectives utilisant l'approche conséquentielle. Dans le cas de l'approche attributionnelle, quatre coefficients d'impacts sont développés en France entre 2012 et 2015 avec une résolution temporelle de 30 minutes. Les programmes basés sur ces indicateurs vont minimiser tous les jours les impacts des consommations pour chaque catégorie d'impacts en France entre 2012 et 2015 soit par 1 kW pendant 1 heure soit par 2 kW pendant 30 minutes. Les programmes de gestion des consommations basés sur l'approche attributionnelle ont comme objectif de consommer de l'électricité lorsque l'équilibre des technologies de production, des importations et des exportations est le plus favorable

¹⁵ <https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/r2/dayAheadPrices/show>

sur le plan environnemental sur une journée. Ces solutions ne considèrent donc pas les conséquences environnementales des consommations. Dans le cas de l'approche conséquentielle, les quatre catégories orientées dommages sont étudiées en France entre 2012 et 2015 avec deux modèles définissant les technologies affectées et deux horizons de temps différents. Ainsi, les programmes basés sur ces indicateurs vont minimiser chaque jour les impacts des technologies affectées par les variations des consommations en France entre 2012 et 2015. Les deux horizons de temps permettent d'étudier soit un programme définissant les consommations par 1 kW pendant 1 heure soit par 2 kW pendant 30 minutes. Chaque stratégie développée est évaluée par les autres indicateurs d'une même approche d'ACV qui considèrent des catégories orientées dommages différentes et par les indicateurs de l'autre approche d'ACV.

3.2.5.3 Prévisions des indicateurs environnementaux

Tous les indicateurs environnementaux sont basés sur des données rétrospectives, c'est-à-dire des données réelles et révolues. Ainsi, l'application des programmes de gestion des consommations sur ces valeurs d'indicateurs entre 2012 et 2015 indique les gains optimaux que des programmes ayant la connaissance parfaite des indicateurs une journée à l'avance auraient pu avoir.

Pour mettre en place des programmes de gestion des consommations réalistes il faut considérer des prévisions des indicateurs une journée à l'avance. Ainsi des modèles de prévisions des indicateurs environnementaux sont établis. Ces modèles ont comme objectif de calculer les valeurs des indicateurs avec une résolution temporelle fine une journée à l'avance à partir de données prévisibles comme les profils des consommations et les profils de production d'énergies renouvelables intermittentes. Pour développer les modèles de prévision, le choix se porte sur des régressions linéaires avec le logiciel SPSS dont le cadre théorique est décrit annexe E. Dans le cas de l'approche attributionnelle, les taux d'impacts de production pour la catégorie d'impacts Changement Climatique de tous les pays de l'étude sont calculés une journée à l'avance grâce à des régressions multilinéaires basées sur les profils de consommation et de production d'énergies renouvelables intermittentes (ERI). Il est à noter que la variable indépendante « Consommation » n'est pas disponible pour tous les pays et a été approximée par la variable indépendante « Production ». Les prévisions des taux d'émissions sont associées aux estimations des

importations et des exportations en France un jour à l'avance tirées de la plateforme ENTSO-E¹⁶ afin d'établir les coefficients d'impacts des consommations en France une journée à l'avance avec une résolution temporelle fine. Dans le cas de l'approche conséquentielle, nos hypothèses impliquent que les émissions ne sont liées qu'aux variations des technologies contrôlables et au niveau de la consommation au début de la consommation prospective. Ainsi, nous utilisons des régressions multilinéaires pour prévoir une journée à l'avance les émissions de GES des technologies affectées en France à partir des profils de production des technologies contrôlables et des niveaux de consommations. Les deux modèles avec et sans imprévus sont étudiés sur l'horizon de temps de 30 minutes. Les prévisions des coefficients calculées sont comparées aux observations réelles grâce aux coefficients de détermination des prévisions décrits par l'Équation 13.

$$R^2 = \frac{\sum_{i=Observation} (Y_i^* - \bar{Y})^2}{\sum_{i=Observation} (Y_i - \bar{Y})^2}$$

Équation 13 : Coefficient de détermination

Où :

- Y_i^* est la valeur prédite de l'observation « i » ;
- Y_i est la valeur mesurée de l'observation « i » ;
- \bar{Y} est la moyenne des mesures.

Plus le coefficient de détermination est proche de 1, plus les prévisions sont proches, en valeurs absolues, des observations et donc plus le pouvoir prédictif est important.

Dans le cadre de ce projet, des modèles de prévision des indicateurs sont développés pour l'année 2015 à partir des variables observées des années 2012 à 2014. Puis ces indicateurs sont utilisés pour développer des stratégies de gestion des consommations. Finalement, les solutions optimales de ces stratégies de gestion des consommations sont analysées avec les indicateurs environnementaux réels de l'année 2015. Pour limiter l'ampleur du travail, on considère seulement la catégorie Changement Climatique avec les approches attributionnelle et conséquentielle.

¹⁶ <https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/physicalFlow/show>

CHAPITRE 4 ARTICLE 1: OPTIMIZATION OF ENERGY CONSUMPTION IN SMART HOMES: A LIFE-CYCLE ASSESSMENT BASED DEMAND-SIDE MANAGEMENT PROGRAM

Cette partie est dédiée à l'article soumis dans le journal Energy. Cet article est intitulé « Optimizaion of energy consumption in Smart Houses: a life-cycle assessment based demand-side management program ». Les coauteurs de l'article sont : Thomas Dandres¹⁷, Caroline Gaudreault^{17,18}, Mohamed Cheriet¹⁹ et Réjean Samson¹⁷.

L'objectif de cet article est de développer le cadre méthodologique des coefficients d'impacts des consommations puis de l'appliquer à la France et aux pays échangeant avec la France comme expliqué partie 3.2.3. De plus, ces coefficients sont utilisés pour évaluer des programmes de gestion des consommations et proposer de nouvelles solutions d'optimisations. Les résultats contenus dans cet article montrent les influences des importations et des exportations sur les coefficients d'impacts des consommations et offrent les réductions associées aux optimisations. Les annexes incluses dans la version soumise sont dans les annexes de ce mémoire.

4.1.1 Abstract

Demand-side management (DSM) is a promising way to increase the integration of renewable energy sources. However, economic optimum solutions of actual DSM programs are not necessarily optimum from the environmental perspective. In this paper, we calculated the environmental impacts of real-time electricity generation in France, Germany, Great Britain, Italy, Belgium and Spain with a life cycle approach to compute the real-time impacts of electricity consumption in France considering imports and exports. The resulting impact factors were used to assess the environmental performances of changes in consumption patterns brought about by DSM programs defined by the flexibility of 1 kWh every day in 2012–2014. Results showed that the impacts of electricity consumption for the four environmental indicators considered (climate

¹⁷ CIRAIIG – Ecole Polytechnique de Montréal

¹⁸ National Council for Air and Stream Improvement

¹⁹ Synchromedia – École de technologie supérieure (ÉTS)

change, human health, ecosystem quality and resources) were underestimated by the use of French generation impact factors. The DSM programs developed showed the widest range of mitigation: up to 38.5 % for the climate change indicator. In addition, an environmental optimization cost 1.4 € per kg CO₂ eq. for 12% mitigation of GHG emissions as compared to the economic optimization. Moreover, embedding the costs of environmental impacts in the electricity price enhance the ecological efficiency of economic DSM strategies.

4.1.2 Introduction

In 2013, worldwide electricity generation was responsible for 42% of greenhouse gas (GHG) emissions from fuel combustion [1]. These emissions are believed to play a significant role in climate change [2]. Consequently, reducing the generation of electricity from fossil fuels and increasing the use of renewables provide interesting options for future power grids.

The objective of an electrical power system is to produce, transfer and distribute electricity in a region in order to economically satisfy the demand [3]. An ideal economic dispatch minimizes the operating costs but the numerous constraints can prevent the power plants' economic merit order from being respected. Constraints can include transmission congestion, ramp rate limits, maximum and minimum generation output and load balance [4]. Moreover, certain power plants, such as wind turbines and solar panels, have high variability and a lack of control that affects the stability and economy of the system [5, 6]. Therefore, reducing the emissions of operating electricity generators through the use of renewable resources requires new solutions, such those based on information and communication technologies (ICTs) and smart systems [7, 8]. For instance, the main objectives of smart grids are to decrease the installed capacity and increase the stability, security and integration of renewable energy sources [7, 9, 10]. ICTs are at the core of smart grids since they enhance computation, control and communications and support the development of smart buildings using electricity that could provide load balance flexibility [11].

Demand-side management (DSM) is a promising way to increase the flexibility of power systems and is driven by a change of paradigm [12]. Instead of adapting the demand through generation, part of the demand adapts itself to balance the system. The main benefit is that one unit of energy saved is worth approximately 1.1 units of energy generated [13]. The different DSM programs have two complementary goals: (i) the conservation of energy through the implementation of energy efficiency strategies and (ii) the reduction of energy consumption when the supply becomes

scarce through the implementation of demand-response (DR) strategies [14]. The primary interest of DR programs is to shift the demand between peak periods and off-peak periods in order to prevent the use of costly and environmentally damaging generation. There are different means to implement DR, such as direct-load control (DLC) of domestic appliances or time-of-use rates (ToU) provided to consumers. ToU rates represent the generation costs with higher tariffs during peak periods and lower during off-peak periods [12]. DR programs are efficient in enhancing flexibility, integrating renewable energy sources and decreasing congestion, costs and transmissions losses [12-16]. However, the economic optimum of DR programs is not necessarily the optimum from the environmental perspective. Different effect on the environmental impacts will be observed based on the types of power plants that curb their generation [17]. One of the simplest ways to enhance the environmental performances of load shifting is to use optimizations based on GHG emissions factors of electricity generation [18-20].

Life cycle assessment (LCA) is a standardized methodology that aims to assess the environmental impacts of the life cycle stages of a product or a service [21]. In the case of electricity generation, LCA is particularly relevant because of the wide range of environmental impacts split across multiple power plant life cycle stages and the significant use of electricity in many processes [22]. The different environmental impacts of electricity generation include climate change caused by GHG emissions, acidification and eutrophication from NO_x, NH₃ and SO₂ emissions, changes to ecosystem quality, water consumption and resource scarcity [22]. Thus, the environmental performances of power systems cannot be evaluated using only one environmental indicator such as GHG emissions [22] or considering only direct emissions [23].

Another challenge of the environmental assessment of power systems is the steady variability of electricity generation. For instance, in Ontario, hourly emission factors can rise to 29% during a 12-hour period [24]. In Belgium, hourly emissions factors vary between 55% and 142% of the annual emissions factor [25]. Consequently, the real-time consideration of electricity generation is relevant in environmental evaluations of renewable technologies [24], electric cars [25], building operational phases [26, 27], industrial consumptions [28] and cloud computing [29].

Besides temporal variations in electricity generation, the electricity sources vary according to the location of the consumption. In the US, the use of an annual national emissions factor underestimates the annual state emissions factor for West Virginia by 40% and overestimates the

annual state emissions factor for Washington by 487% [30]. Furthermore, the example of a power plant generating electricity in a state that exports power to another state raises the question of emissions allocation between producers and users [31]. A method developed by Itten and al. [32] attribute the impacts of the imported energy to the importer and gives credits to the exporter. This idea is applied annually by Marriott and al. [30], in real-time by Roux and al. [27] without allocating the credits of exports and by Spork and al. [28]. Nevertheless, Spork and al. [28]. does not consider the temporal variations of the impacts of imported electricity. Consequently, emissions factors considering temporal and spatial variations developed for several environmental impacts would constitute a comprehensive approach to evaluate the environmental performances of demand-side management programs.

The objective of this paper was to assess the potential life cycle environmental impacts of electricity consumption in real-time in France including generation, imports and exports using four environmental indicators: climate change, human health impacts, ecosystem quality and resources. Then, the impact scores for electricity consumption for each of the environmental indicators were used to evaluate the environmental performances of simple demand-side management strategies.

4.1.3 Method

4.1.3.1 Environmental impacts of electricity consumption

The LCA method is standardized by the ISO 14040 [33] and 14044 [34] standards. To conduct an LCA, four phases are generally required. The first one is called the goal and scope definition and establishes the functional unit (in LCA, the functional unit is the quantified performance of the studied product or service used as a reference unit), the system boundaries and the study assumptions. The second phase—inventory analysis—aims to compute an inventory of product system inputs and outputs. The third phase, called life cycle impact assessment, evaluates the potential environmental impacts of the inventory. Finally, life cycle interpretation identifies, validates and evaluates the results of the inventory and the impact assessment.

4.1.3.1.1 Goal and scope

Power systems ensure a balance between electricity supply and demand at all times. Consumers and exports represent the demand side, whereas generation and imports represent the supply side. Equation 1 presents the balance between supply and demand for a country at time “t”.

$$\sum_{i=Power\ plant} Generation_{i,t} + \sum_{j=Exporting\ country} Imports_{j,t} = \sum_{k=Consumer} Demand_{k,t} + \sum_{l=Importing\ country} Exports_{l,t}$$

Equation 1

The goal of our LCA was to quantify and allocate, in real-time, the environmental impacts of electricity generated in or imported from France between French consumers and exports. The impacts of exported electricity were attributed to the importer and were credited to the exporting country. Our main assumption was that the impacts of imported electricity are the impacts of the electricity generated in the country exporting electricity without other exports or imports. The system boundaries included France and the countries that trade electricity with France (i.e., Germany, Belgium, Spain, Italy and Great Britain). It was decided to exclude Switzerland from the system boundaries because of its large exports and imports compared to local generation (i.e., in 2014, 61.8 billion of kWh generated, 37.4 billion of kWh imported and 42.9 billion of kWh exported [35] and only 2% in French imports between 2012 and 2014). The functional unit of our system was set to "to consume 1 kW of electricity in France at time “t”". Power (and not energy) was selected in light of the real-time consideration.

Our product system included the life cycle stages of the generation, transmission and distribution (i.e., raw material extraction, power plant construction, transport, end of life, etc.) of the electricity produced in the countries within the system boundaries. An energetic allocation was used for the multifunctional processes, such as generation by cogeneration plants.

4.1.3.1.2 Inventory

We built our model using past data of real-time electricity generation from system operators in the countries within the system boundaries between 2012 and 2014. The technical accuracy of the technologies and energy mixes depended on system operators. A time resolution of 30 minutes of

the French operator was used for each country. Table 1 lists the sources and quality of the data used.

Country	Sources	Data
<i>France</i>	RTE [94]	Primary
<i>Belgium</i>	Elia [95]	Primary
<i>Italy</i>	TERNA [96]	Primary + extrapolation
<i>UK</i>	BM Reports [97]	Primary
<i>Spain</i>	REDD [98]	Primary
<i>Germany</i>	EEX [99], ENTSOE [100], TENNET [101], 50 Hertz [102], Amprion [103], Transnet BW [104]	Primary + modeling

Table 1: Data sources of electricity generation in real-time for the countries included in the system boundary

In Italy, the data was available only with a 1-hour resolution. We thus used linear interpolation to reduce this to 30 minutes. In Germany, while real-time electricity generation data was available, the information was not disaggregated by source in the energy mix. We therefore applied the real-time generation model described in Appendix A. Our model was based on solar, wind and total generation in real-time by the four German operators, annual statistics for each source, a distinction between base-load generators and peaking plants and visual estimations of the minimum, maximum and mean of each source per month.

We coupled the electricity generation data of each generating technology with processes from the ecoinvent v3.1 database describing the life cycle inventory of the specific generation technology. OpenLCA v1.4.1. software was used to compute the life cycle inventory in real time [47]. Since multiple technologies were aggregated in the sources provided by system operators, we attributed a contribution factor to each technology to represent the contribution of the technology in the source supplied by operator's data. The processes and contribution factors of each technology for the different sources may be found in Appendix B.

4.1.3.1.3 Impacts assessment

We developed four impact factors (IFs) representing four environmental indicators for each production and transmission process by applying the IMPACT 2002+ life cycle impact assessment method [48] on the life cycle inventory of each process using the OpenLCA software. IMPACT 2002+ environmental damage indicators (human health, ecosystem quality, climate change and resources) were applied. The human health indicator estimates the human health effects of substances released into the environment including, for instance, carcinogenic and non-

carcinogenic effects and respiratory effects from inorganics and organics. The ecosystem quality indicator estimates the potentially disappeared fraction of vascular plants due to the substances released in the environment and land use. The climate change indicator is calculated based on GHG emissions and uses the equivalent unit of kg CO₂ eq. The GHG emissions' effects on human health and ecosystem quality are not considered in IMPACT 2002+. Finally, the resource indicator estimates the surplus of energy required to extract additional fossil fuels and minerals in the future. It is based on the assumption that additional energy is required for further resource mining in the future in light of lower resource concentrations or other unfavorable characteristics.

Equation 2 computes the rate of environmental impact associated with the generation and transmission of electricity over a one-hour period in country c at time t ($Impact_{generation,I,c,t}$) for each environmental indicator I.

$$Impact_{generation,I,c,t} = LOS_c * \left(P_{tot,c,t} * \sum_{j=Transmission} L_{j,c} * IF_{j,I} + \sum_{k=Source} P_{k,c,t} * \sum_{l=Technology\ of\ k} F_{l,k,c} * IF_{l,I} \right)$$

Equation 2

Where:

- $Impact_{generation,I,c,t}$ is the rate of environmental impact associated with the generation and transmission of electricity for environmental indicator I in the country c at time t in $\frac{IMPACTS}{h}$;
- Los_c is the loss factor depicting transmission and distribution losses ($Los_c > 1$) ;
- $P_{tot,c,t}$ is the total generation of the country c at time t in kW ;
- $L_{j,c}$ is the average length of use of transmission process j per unit of energy produced in country c in $\frac{km}{kWh}$;
- $IF_{j,I}$ is the impact factor for environmental indicator I and transmission process j in $\frac{IMPACT}{km}$;
- $IF_{l,I}$ is the impact factor for environmental indicator I and production process l in $\frac{IMPACT}{kWh}$;
- $P_{k,c,t}$ is the generation of technology k in country c at time t in kW ;

- $F_{l,k,c}$ is the contribution factor of technology l in source k .

We then divided each of the impact rates associated with generation and transmission by the total electricity generated at time t in order to obtain an impact generation factor associated with generation and transmission ($GF_{l,c,t}$) for environmental indicator I at time t in country c in IMPACT/kWh.

Equation 3 represents the rate of impacts associated with electricity trades ($Impact_{trades,I,t}$) for environmental indicator I at time t in France.

$$Impact_{trades,I,t} = \sum_{j=\text{Exporting country}} (P_{imports,j,t} * GF_{l,j,t}) + P_{exports,Fr,t} * GF_{l,Fr,t}$$

Equation 3

Where:

- $P_{imports,j,t}$ is the power imported in France from the exporting country “ j ” ($P_{imports,j,t} \geq 0$) at time “ t ” in kW;
- $GF_{l,j,t}$ is the generation factor of impacts for the environmental indicator “ I ” of the country “ j ” at time “ t ” in $\frac{IMPACT}{kWh}$ and $GF_{l,Fr,t}$ is for France;
- $P_{exports,Fr,t}$ is the power exported outside France ($P_{exports,Fr,t} \leq 0$) at time “ t ” in kW.

The rate of impacts associated with electricity consumption in France was given by the sum of the rate of impacts associated with generation and the rate of impacts associated with trades. Finally, by dividing the rate of impacts associated with consumption by the total consumption in France, defined by generation plus imports minus exports at time t , we obtained the French impact consumption factor ($CF_{l,Fr,t}$) in IMPACT/kWh. $CF_{l,Fr,t}$ represented the environmental score for environmental indicator I associated with the use of one unit of energy at time t in France.

4.1.3.2 Optimization of energy consumption

In this paper, six optimal demand-response programs were developed using six distinct indicators. The objective function of each program was to consume energy in a way that would minimize the value of a given indicator with the constraint that 1 kWh of energy, represented by 1 kW during 1 hour, was consumed each day between 2012 and 2015. The programs were implemented through direct-load control, and our main assumption was that 1 kWh of energy may be consumed anytime

during a day, defined by 30-minute periods, but must be consumed over exactly one hour. In other words, the 1 kWh could not be split and used at different periods of the day.

As mentioned before, six decisional indicators were used. Two were economic and four were environmental. The first economic indicator was the hourly price of electricity in France, available on the ENTSO-E transparency platform [49]. We developed a second economic indicator: a new hourly price of electricity in France encompassing the first economic indicator and the carbon price of the GHG emissions of consumption. In 2013, the carbon price applied by the European Commission [50] was 100€ per tonne of CO₂. The four environmental indicators were based on the consumption factors of impacts ($CF_{I, Fr,t}$) that were previously developed (one for each environmental indicator considered in the study). The application of each decisional indicator led to a unique optimum demand-response program that minimized the price or calculated score for one of the four environmental indicators.

We compared the six demand-response programs generated for each of the six indicators to a baseline scenario and worst case scenarios. In our baseline scenario, we assumed that the unit of energy was used at 7 p.m. each day, which is generally a time of peak consumption in France. In our worst case scenarios, the unit of energy was used each day at the worst moment for each indicator in order to represent the maximum impacts or consumption cost. One worst case scenario was defined for each of the indicators.

4.1.3.3 **Optimization of energy consumption a day-ahead**

The optimal solutions based on the previous decisional environmental indicators were calculated using retrospective electricity generation data. However, more realistic demand-response programs would compute the optimum use pattern a day ahead on the basis of indicator forecasts. Consequently, optimal cases based on retrospective data may not be achievable one day ahead because of the uncertainties in future electricity generation and consumption. To the extent feasible, our objective was to assess the performance of demand-response programs implemented a day ahead that would be as realistic as possible. For this reason, we undertook a sensitivity analysis in which we used forecasts of impact generation factors in France, Germany, Belgium, Spain, Italy and Great Britain to predict impact consumption factors in France. Our forecast models were based on multiple linear regressions of impacts using day-ahead demand, wind and solar generation and imports and exports in France. The optimal solutions for 2015 based on the forecasted indicators

were assessed with the actual 2015 environmental indicator to determine the efficiency of day-ahead programs. The sensitivity analysis was performed only for the climate change indicator.

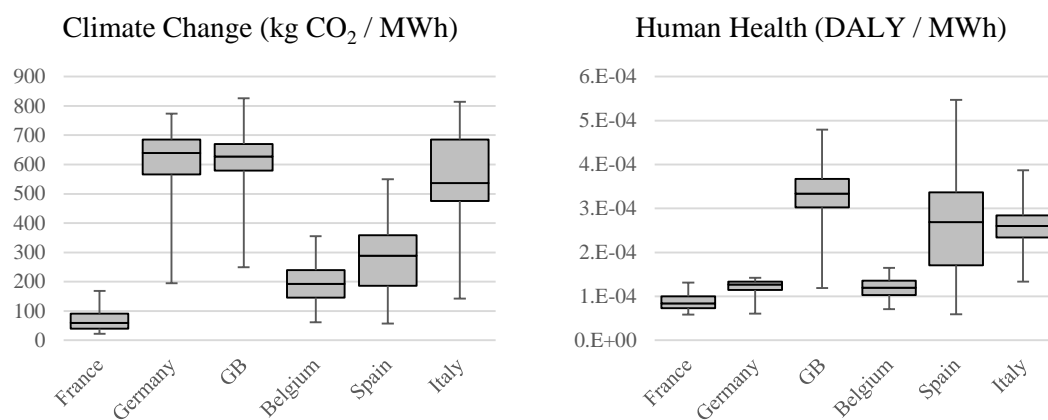
4.1.4 Results

4.1.4.1 Environmental impacts of electricity consumption

4.1.4.1.1 Impact generation factors

Between 2012 and 2014, France, Germany, Great Britain, Italy, Belgium and Spain generated 5951 TWh of electricity. France, the second most generating country with 1623 TWh, accounted for 4.6% of the total climate change impacts, whereas Germany was responsible for 44.8% with 1724 TWh generated. Belgium had the least taxing power system on each environmental indicator, contributing between 1.7 and 3.6% since it is responsible for only 3 % of the generation.

Figure 1 shows the temporal distributions of hourly generation factors for each environmental indicator and each country.



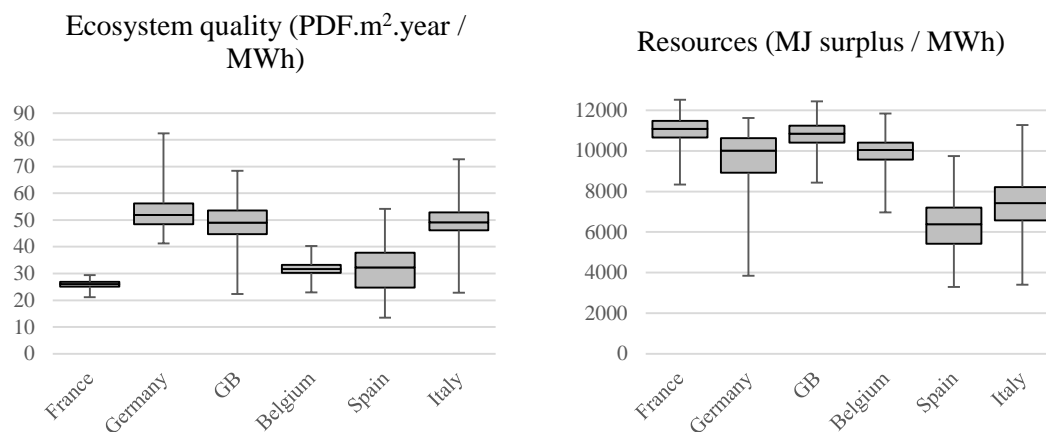


Figure 1: Temporal variability from 2012 to 2014 for each country and every environmental indicator

France had the least significant average generation factors for the climate change (CC), human health (HH) and ecosystem quality (EQ) indicators but the highest average generation factor for the resources (R) indicator because of the high contribution of nuclear.

Moreover, France had the highest temporal relative standard deviation for the CC environmental indicator (49%). Spain had the highest temporal relative standard deviations in all the environmental indicators except CC since it is responsible for the largest share of intermittent renewable sources (23% of the energy generated between 2012 and 2014). The averages of the temporal relative standard deviation for all the countries and for each environmental indicator were 27% for climate change, 20% for human health, 12% for ecosystem quality and 11% for resources. Hence, the generation factors based on the CC environmental indicator had the greatest spatial and temporal variability for the European countries studied from 2012 to 2014.

4.1.4.1.2 Impacts of trades

Between 2012 and 2014, France generated 1623 TWh, consumed 1466 TWh, exported 202 TWh and imported 45 TWh. Thus, 12.5% of the electricity generated was exported and 3% of the electricity consumed was imported. Nevertheless, the electricity imported was, on average, 8 times more impacting than the electricity generated in France on CC, 1.5 times more impacting on HH and 1.7 times more impacting on EQ but 1.3 times less impacting on the R. Consequently, imports increased CC impacts by 21%, HH and EQ impacts by 4.5% and R impacts by 2%. The credits for

exports decreased CC impacts by 11% and HH, EQ and R impacts by 12%. Finally, the net environmental impacts of imports and exports led to a 10% increase for CC, a 7.5% decrease for HH and EQ and a 10% decrease for R. Figure 2 illustrates the countries' contributions to the imports and import impacts in France.

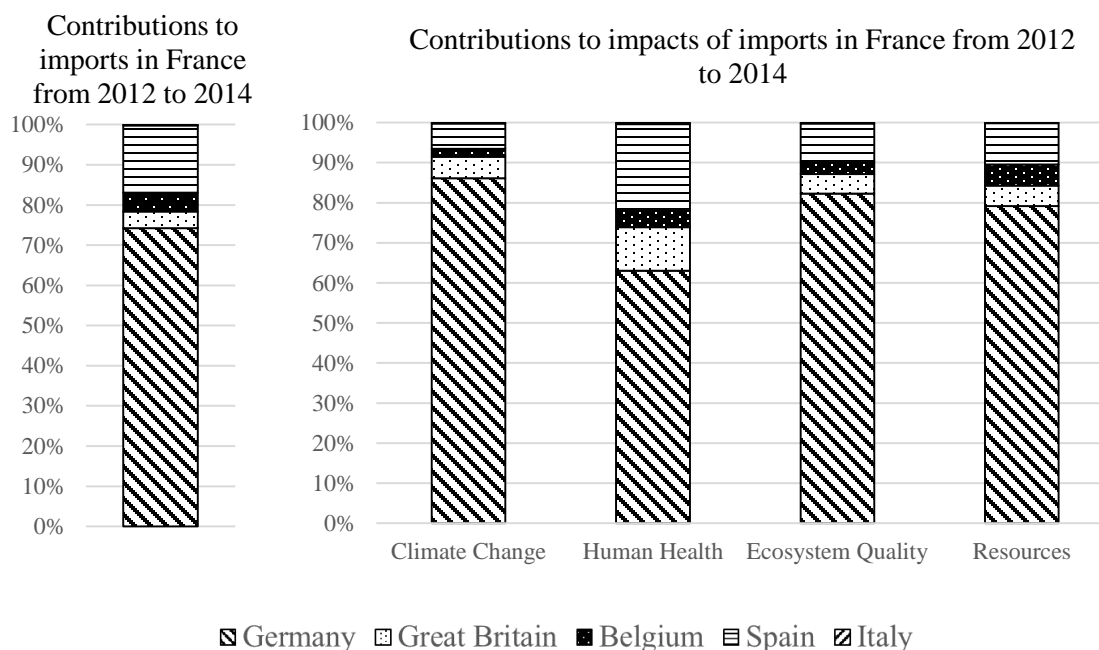


Figure 2: Countries contributions on imports and imports impacts

Germany provided 74% of French imports and accounted for 86% and 63% of the impacts of imported electricity for the climate change and human health indicators. Consequently, the origin of the imports impacted the contribution import impacts. Furthermore, Figure 3 reveals the errors brought about by using annual generation factors for countries that exported electricity to France instead of real-time generation factors.

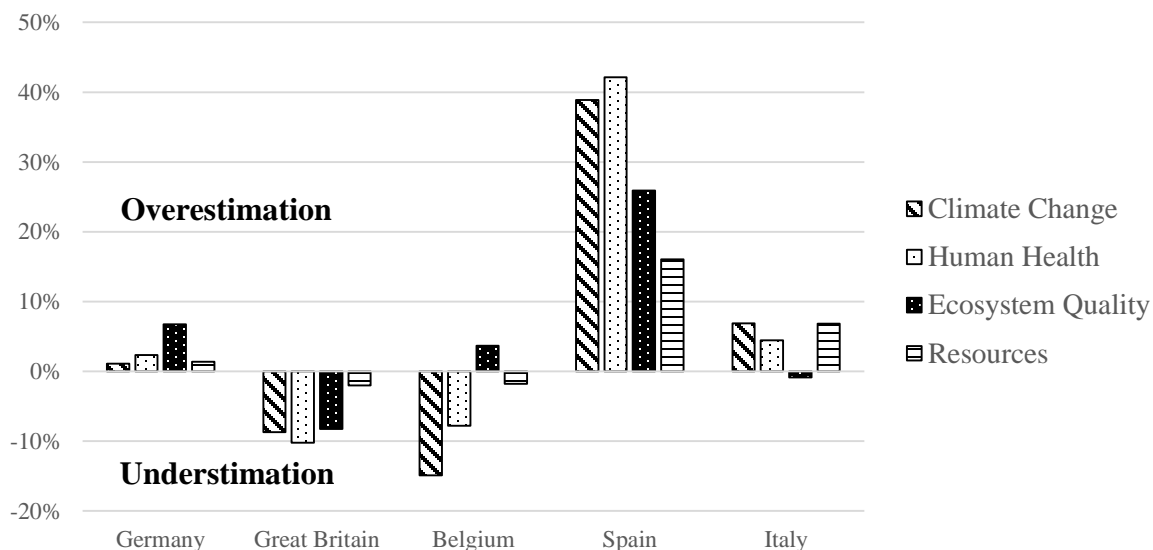


Figure 3: Errors related to the use of annual average impact generation factors

The use of annual generation factors overestimated the impacts in France of imports from Spain by 39%, 42%, 26% and 16% for the climate change, human health, ecosystem quality and resources indicators, respectively. In France, the use of annual generation factors for countries exporting to France led to overestimations of 2.7%, 9.1%, 7.7% and 2.6% of the impacts of imported electricity on the four environmental indicators.

4.1.4.1.3 Impact consumption factors

Consumption factors in France were higher than generation factors by 21.8% for the climate change indicator, 3.6% for the human health indicator, 4.3% for the ecosystem quality indicator and 1.7% for the resources indicator. Figure 4 illustrates the daily maximums and minimums of consumption–generation ratios defined by dividing the consumption factor by the generation factor for the CC indicator in France in 2014.

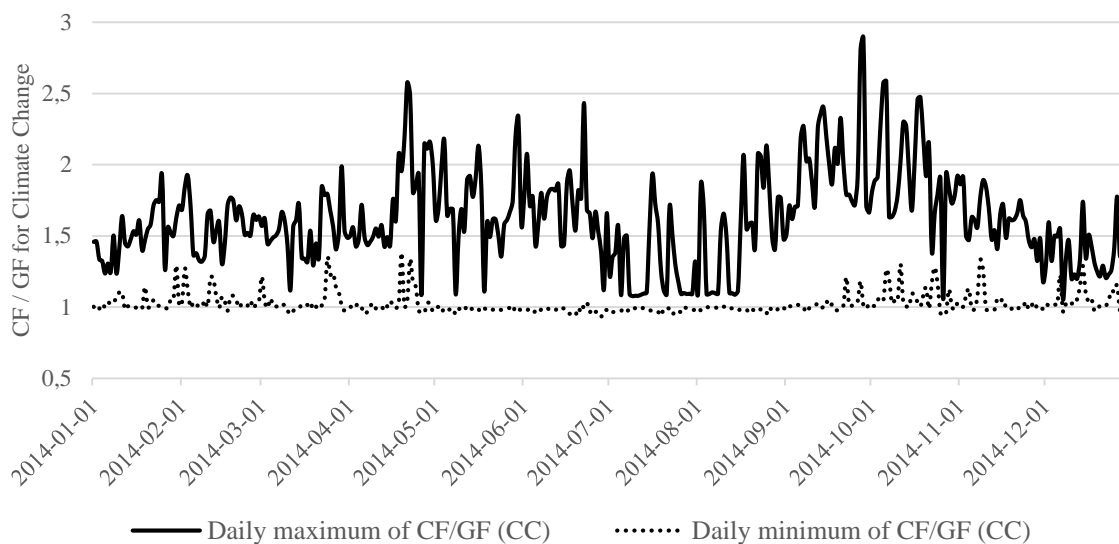


Figure 4: Daily maximum and minimum of consumption – generation ratio for Climate Change indicator in France in 2014.

Between 2014 and 2012, the consumption and generation factor ratio varied between 0.93 and 2.45 for the CC indicator. Consequently, the generation factor underestimated the impacts of the consumption of 1 kWh by up to 65% or overestimated them by up to 8% for the climate change environmental indicator. Similar results were found for the other environmental indicators, with ratio peaks of 1.12, 1.12 and 1.06 for the HH, EQ and R indicators, respectively.

4.1.4.2 Energy consumption optimizations

4.1.4.2.1 Environmental optimizations

Figure 5 shows the application of the daily consumption optimization of 1 kWh based on the four environmental indicators and the baseline scenario. Each use pattern represents a scenario. The consumption factors of the four environmental indicators are normalized with their respective daily averages. The four worst case scenarios are not displayed.

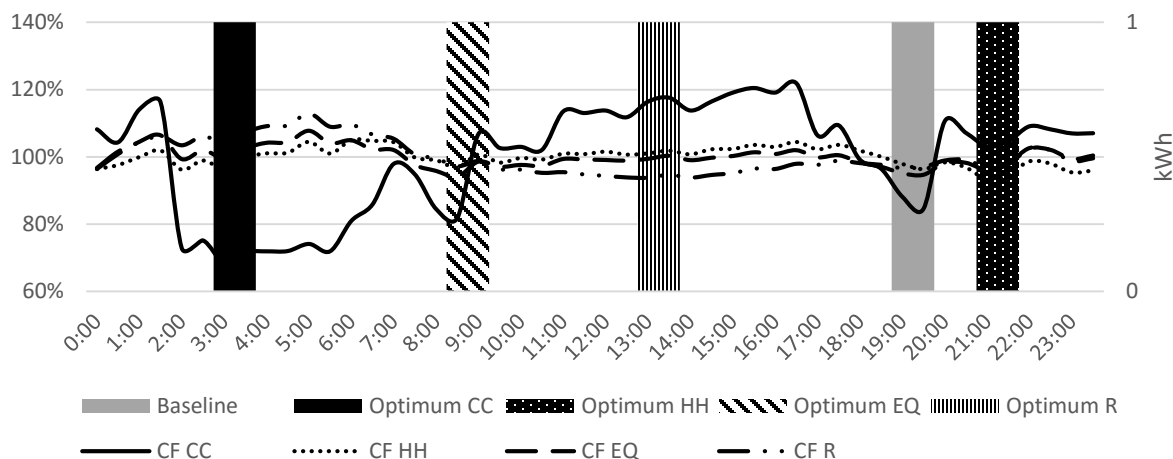


Figure 5: Optimum and baseline scenarios and relative consumption factors, 2014-09-02.

The results of the environmental optimizations using retrospective data compared to the baseline scenario and worst case scenarios between 2012 and 2014 are listed Table 2.

Environmental indicator	Baseline scenario	
	Worst case scenario of the category	Optimum scenario
Climate Change (kg CO ₂ eq)	8.87E+01	6.63E+01
	1.08E+02	Mitigation of 25.2 %
		Mitigation of 38.5 %
Human Health (DALY)	9.71E-05	8.95E-05
	1.07E-04	Mitigation of 7.8 %
		Mitigation of 16.1 %
Ecosystem Quality (PDF.m ² .year)	2.83E+01	2.75E+01
	3.23E+01	Mitigation of 2.8 %
		Mitigation of 14.8 %
Resources (MJ)	1.18E+04	1.14E+04
	1.36E+04	Mitigation of 3.2 %
		Mitigation of 15.8 %

Table 2: Evaluation of optimum and worst case scenarios on each environmental indicator.

The optimization for the climate change indicator had the widest range of mitigation compared to the worst case scenario. This is due to the high variability of the consumption factors for this environmental indicator.

The optimizations for the ecosystem quality and resources indicators yielded the same consumption solutions 46% of the time and the climate change and resources indicators had 7% solution

correlation. Besides solution correlations, Table 3 indicates the performances of each environmental optimization scenario for the four environmental indicators.

Environmental indicator	Optimum CC	Optimum HH	Optimum EQ	Optimum R
<i>Climate Change (kg CO₂ eq)</i>	6.63E+01	7.27E+01 Increase of 9.6 %	8.19E+01 Increase of 23.5 %	8.94E+01 Increase of 34.7 %
<i>Human Health (DALY)</i>	9.14E-05 Increase of 2.2 %	8.95E-05	9.31E-05 Increase of 4 %	9.49E-05 Increase of 6.1 %
<i>Ecosystem (PDF.m².year)</i>	<i>Quality</i> 2.91E+01 Increase of 5.9 %	2.83E+01 Increase of 2.9 %	2.75E+01	2.80E+01 Increase of 2 %
<i>Resources (MJ)</i>	1.24E+04 Increase of 8.7 %	1.19E+04 Increase of 4.3 %	1.16E+04 Increase of 1.1 %	1.14E+04

Table 3: Results of environmental optimizations.

If we assume that a 1% decrease in one environmental indicator is worth a 1% decrease in another environmental indicator (i.e. if we value each environmental indicator equally), then the optimizations based on the climate change and human health indicators provided the most effective solutions with an average increase of 4.2% compared to the optimum solutions for all the environmental indicators. The other optimizations had an average increase of 7.2% compared to the optimum solutions and 10.7% for the ecosystem quality and resources indicators, respectively. Hence, the different indicators possessed a high correlation of performance. However, the choice of one demand-response program over another is a moot point since it requires weighting the four environmental indicators with subjective choices, as we did. According to ISO standards [34], weighting is not recommended for comparative assertions. In order to restrict the amount of optimum solutions, only the CC indicator was considered in the comparison to the economic optimization.

4.1.4.2.2 *Economic optimization VS environmental optimization*

We carried out two economic optimizations based on the hourly price of electricity in France in 2015 and the European carbon price and compared them to an environmental optimization based on the climate change indicator. The results are listed in Table 4.

Indicator	Economic optimization	Economic optimization with carbon price	Environmental optimization
<i>Climate Change (kg CO₂ eq)</i>	21.1 Increase of 14.2 %	20.6 Increase of 11.4 %	18.5
<i>Electricity cost (€)</i>	8.69	8.71 Increase of 0.2 %	12.28 Increase of 41.4 %

Table 4: Comparison of the economic and environmental optimizations applied in 2015 in France

In 2015, the economic and environmental optimizations had the same solutions 11% of the time. The correlations of solutions were 15% between the economic optimization with carbon price and the environmental optimizations and 87.5% between the two economic optimizations. In 2015, the environmental optimization compared to the economic optimization costs 3.59 € in savings to spare 2.6 kg CO₂ eq. for 365 kWh consumed. Consequently, the environmental optimization cost 1.4 € per kg CO₂ eq. saved and the economic optimization cost 0.72 kg CO₂ eq. per € saved. Including a carbon price of 0.1€ per kg CO₂ eq. made it possible to mitigate the GHG emissions by 0.5 kg CO₂ eq. or 2.5% and increased the costs by 2 cents or 0.2% compared to an economic optimization without carbon price. Consequently, integrating the carbon price into the cost of electricity enhanced the environmental effectiveness of the economic optimization.

4.1.4.2.3 Optimizations of energy consumption a day-ahead

The variables and acquired coefficients of determination of the multiple linear regressions of generation factors in France, Germany, Great Britain, Belgium, Spain and Italy, which represent the predictive capabilities of a regression, are illustrated in Table 5.

Country	Variables	Data	R ²
<i>France</i>	Total generation, intermittent renewable energy generation, thermal installed capacity.	2012 to 2015 - Primary	0.754
<i>Germany</i>	Total generation, intermittent renewable energy generation.	2015 from May - Primary	0.960
<i>Great Britain</i>	Total generation, intermittent renewable energy generation	2011 to 2015 - Primary	0.896
<i>Belgium</i>	Total generation, intermittent renewable energy generation	2012 to 2014 - Primary	0.403
<i>Spain</i>	Consumption, intermittent renewable energy generation	2011 to 2015 - Primary	0.582
<i>Italy</i>	Total generation, intermittent renewable energy generation	2012 to 2014 - Primary	0.847

Table 5: Results of multiple linear regressions of generation factors of the Climate Change indicator.

The coefficients of regressions acquired for each multiple linear regression are also found in Appendix C. From the previous multiple linear regressions and the forecasts of trades and consumption in France, we obtained forecasted 2015 consumption factors for the CC indicator with a coefficient of determination of 0.83.

The environmental optimization based on the forecasted consumption factors had a solutions correlation of 20% with the environmental optimization based on the retrospective consumption factors. Moreover, the optimal solution based on the 2015 forecasted indicators reached an effectiveness of 71% of the optimal solution based on retrospective data, meaning that a mitigation of 1.7 kg of CO₂ eq. was achieved instead of 2.4 kg of CO₂ eq. Thus, mitigations of up to 27% for the climate change score of the daily use of 1 kWh could be achieved through the use of a simple, realistic day-ahead optimization model.

4.1.5 Discussion

4.1.5.1 Temporal and spatial variability in electricity generation and consumption

Because of the complexity of power systems, it is difficult to determine the origin of the used electrons. The spatial variability of the electricity generation depends on the system operator providing the energy rather than the country. Marriot and al. [31] illustrate this for the United States but the same effects may be found in smaller countries. For instance, Germany has four system

operators that control different areas. How relevant is it to speak about a German grid mix? In fact, France cannot physically trade electricity with two of the German system operators. However, because trades between system operators and regions are fostered within a country, France can buy electricity from a system operator that was imported from another system operator. Each region has specific geographic, economic, social and political characteristics that alter the sources used to generate electricity and the physical interconnections with neighbours. Therefore, local consumption factors of impacts including generation, imports and exports should be developed. Moreover, the temporal variability of electricity generation and imports impacts the computation of annual emissions based on average factors. Consequently, dynamic studies that include electricity consumption should consider imports, exports and the dynamic generation of exporting countries. The dynamic consumption factors developed in this study are relevant in LCAs of industrial processes or operational building phases (especially when consumption varies over time) that may be precisely located and in national emissions inventories.

4.1.5.2 Consumption factors versus generation factors

We were interested in exploring the environmental performance biases of using French generation factors instead of French consumption factors as the decisional indicator in our demand-side management programs. Between 2012 and 2014, the optimizations based on generation factors had correlations of solutions between 30 and 40% for the four environmental indicators and increased the impacts of electricity use for the climate change indicator by 10% compared to the optimizations based on consumption factors. Consequently, the use of generation factors prevented the impacts of electricity consumption from being minimized. The main interest of considering consumption factors including imports and exports is to assess consumed electricity in a more realistic way and prevent an environmentally damaging energy from being imported, despite the economic interest of system operators.

4.1.5.3 Optimization of energy consumption based on several criteria

A major issue surrounding the environmental optimizations of energy consumption is the decision based on several criteria. Since multiple environmental impacts occur, the optimization of each environmental indicator does not represent the optimal solution for the others indicators. As Miara and al. [17] suggest, optimal solutions should internalize the costs of the environmental and social impacts of electricity generation (e.g. carbon price) in order to use a single economic indicator. In

this study, optimization based on a new cost including a carbon price was achieved, and the results showed the enhancement of the environmental effectiveness of the solution. Multiple environmental indicators should be included in the costs and the economic optimization could aggregate the environmental, social and economic issues and support decision-making by providing a single indicator that will prevent energy consumption optimizations based on non-economic indicators from jeopardizing the stability, security and costs of power systems. However, environmental performances of such economic optimizations depend on the pricing of environmental and social impacts which depend on subjective choices [51, 52].

4.1.5.4 Attributional and consequential approaches in LCA of demand-side management programs

The approach used in this study was attributional. It made it possible to assess the quality of the system at a certain time and provided global and local visions. However, the attributional approach assumed that the energy to consume had the same impact factors as the global energy used. Consequently, the optimizations model developed in our study aimed to minimize the global impacts of the consumption in a specific country without considering local grid responses. It provided an overview of the correlations between the environmental and economic optimizations of demand-response programs but did not assess the real consequences on the grid of such programs. Hence, a more comprehensive model could be created to assess the local short-term dynamic consequences of located prospective consumptions and the global long-term consequences of the implementation of demand-side management programs. The consequential approach of the LCA could be used [53] to work on short- and long-term marginal technologies [54]. Moreover, such studies require a tremendous amount of data and should be carried out by or in partnership with system operators.

4.1.6 Conclusion

The aim of this paper was to conduct a life cycle assessment of electricity consumption in France for multiple environmental indicators and optimize the daily use of 1 kWh based on environmental and economic indicators. The results showed that the dynamic consideration of imports and exports is essential in order to avoid underestimating the impacts of electricity consumption in France. Moreover, the optimization based on the climate change indicator had the widest range of

mitigation and provided the most effective solutions for all the environmental indicators that were studied. The environmental optimization cost 1.4 € per kg CO₂ eq. saved for a mitigation of 12% of the GHG emissions compared to an economic optimization. If a carbon price of 100€ per tonne of CO₂ eq. were applied, the new economic optimization cost would be 0.04 € per kg CO₂ eq. saved for a mitigation of 2.5% of the GHG emissions. Hence, embedding the costs of the environmental impacts in the electricity price enhances the ecological efficiency of economic demand-side management strategies, simplifies the decision based on several criteria but depends on subjective choices. Finally, a day-ahead optimization model was developed based on forecasts of European generation factors to obtain realistic performances. Despite the uncertainties related to electricity generation and consumption, an effectiveness of 71% was reached using forecasted consumption factors.

4.1.7 Acknowledgement

The authors thank NSERC, Ericsson, and Varitron Technologies for funding the project CRDPJ 469977.

4.1.8 References

1. International Energy Agency, CO₂ emissions from fuel combustion - Highlights, in IEA Statistics. 2015, IEA.
2. IPCC, Summary for Policymakers, in Climate Change 2014: Impacts, Adaptation, and Vulnerability. Part A: Global and Sectoral Aspects. Contribution of Working Group II to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, C.B. Field, et al., Editors. 2014, Cambridge University Press: Cambridge, United Kingdom, and New York, NY, USA. p. 1-32.
3. Gan, D., D. Feng, and J. Xie, Electricity markets and power system economics. 2013: CRC Press.
4. Yamin, H.Y., Review on methods of generation scheduling in electric power systems. Electric Power Systems Research, 2004. 69(2-3): p. 227-248.
5. Chamorro, H.R., M. Ghandhari, and R. Eriksson. Wind power impact on power system frequency response. in North American Power Symposium (NAPS), 2013. 2013.
6. Hirth, L., The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price. Energy Economics, 2013. 38: p. 218-236.
7. Amin, S.M. and B.F. Wollenberg, Toward a smart grid: power delivery for the 21st century. Power and Energy Magazine, IEEE, 2005. 3(5): p. 34-41.
8. The Climate Group, Smart 2020: Enabling the low carbon economy in the information age. 2008, Global eSustainability Initiative (GeSI): London. p. 1-1.
9. Farhangi, H., The path of the smart grid. Power and Energy Magazine, IEEE, 2010. 8(1): p. 18-28.

10. Arnold, G.W., Challenges and Opportunities in Smart Grid: A Position Article. *Proceedings of the IEEE*, 2011. 99(6): p. 922-927.
11. Buckman, A.H., M. Mayfield, and S.B.M. Beck, What is a Smart Building? *Smart and Sustainable Built Environment*, 2014. 3(2): p. 92-109.
12. Strbac, G., Demand side management: Benefits and challenges. *Energy Policy*, 2008. 36(12): p. 4419-4426.
13. Saini, S., Conservation v. generation: The significance of Demand-Side Management (DSM), its tools and techniques. *Refocus*, 2004. 5(3): p. 52-54.
14. Palensky, P. and D. Dietrich, Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads. *Industrial Informatics, IEEE Transactions on*, 2011. 7(3): p. 381-388.
15. Singh, S.N. and J. Ostergaard. Use of demand response in electricity markets: An overview and key issues. in *Energy Market (EEM), 2010 7th International Conference on the European*. 2010.
16. Pina, A., C. Silva, and P. Ferrão, The impact of demand side management strategies in the penetration of renewable electricity. *Energy*, 2012. 41(1): p. 128-137.
17. Miara, A., et al., The power of efficiency: Optimizing environmental and social benefits through demand-side-management. *Energy*, 2014. 76: p. 502-512.
18. Stoll, P., et al. Scheduling residential electric loads for green house gas reductions. in *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), 2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on*. 2011.
19. Kopsakangas-Savolainen, M., et al., Hourly-based greenhouse gas emissions of electricity – cases demonstrating possibilities for households and companies to decrease their emissions. *Journal of Cleaner Production*.
20. Finn, P., M. O'Connell, and C. Fitzpatrick. Reduced usage phase impact using demand side management. in *Sustainable Systems and Technology (ISSST), 2011 IEEE International Symposium on*. 2011.
21. Jolliet, O., M. Saadé, and P. Crettaz, Analyse du cycle de vie: comprendre et réaliser un écobilan. Vol. 23. 2010: PPUR presses polytechniques.
22. Turconi, R., A. Boldrin, and T. Astrup, Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: Overview, comparability and limitations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2013. 28(0): p. 555-565.
23. Weisser, D., A guide to life-cycle greenhouse gas (GHG) emissions from electric supply technologies. *Energy*, 2007. 32(9): p. 1543-1559.
24. Gordon, C. and A. Fung, Hourly emission factors from the electricity generation sector: A tool for analyzing the impact of renewable technologies in Ontario. *Transactions of the Canadian Society for Mechanical Engineering*, 2009. 33(1): p. 105-118.
25. Messagie, M., et al., The hourly life cycle carbon footprint of electricity generation in Belgium, bringing a temporal resolution in life cycle assessment. *Applied Energy*, 2014. 134: p. 469-476.
26. Bristow, D., et al., Hour-by-Hour Analysis for Increased Accuracy of Greenhouse Gas Emissions for a Low-Energy Condominium Design. *Journal of Industrial Ecology*, 2011. 15(3): p. 381-393.
27. Roux, C., P. Schalbart, and B. Peuportier, Accounting for temporal variation of electricity production and consumption in the LCA of an energy-efficient house. *Journal of Cleaner Production*, 2016. 113: p. 532-540.

28. Spork, C.C., et al., Increasing Precision in Greenhouse Gas Accounting Using Real-Time Emission Factors. *Journal of Industrial Ecology*, 2015. 19(3): p. 380-390.
29. Maurice, E., et al. Modelling of Electricity Mix in Temporal Differentiated Life-Cycle-Assessment to Minimize Carbon Footprint of a Cloud Computing Service. in *ICT for Sustainability 2014 (ICT4S-14)*. 2014. Atlantis Press.
30. Marriott, J., H.S. Matthews, and C.T. Hendrickson, Impact of Power Generation Mix on Life Cycle Assessment and Carbon Footprint Greenhouse Gas Results. *Journal of Industrial Ecology*, 2010. 14(6): p. 919-928.
31. Marriott, J. and H.S. Matthews, Environmental Effects of Interstate Power Trading on Electricity Consumption Mixes. *Environmental Science & Technology*, 2005. 39(22): p. 8584-8590.
32. Itten, R., et al., Life cycle inventories of electricity mixes and grid. 2012.
33. International Organization for Standardization ISO 14040: Environmental management -- Life cycle assessment -- Principles and framework. 2006: ISO.
34. International Organization for Standardization ISO 14044: Environmental Management - Life Cycle Assessment - Requirements and Guidelines. 2006: ISO.
35. Office fédéral de l'énergie OFEN, Statistique suisse de l'électricité 2014. 2014, Confédération Suisse,: Bern.
36. RTE. éco2mix. 2016 [cited 2016 21/03/2016].
37. ELIA. Grid data - Data download page. 2016 [cited 2016 21/03/2016]; Available from: <http://www.elia.be/en/grid-data/data-download>.
38. TERNA. Transparency Report. 2016 [cited 2016 21/03/2016]; Available from: <http://www.terna.it/en-gb/sistemaelettrico/transparencyreport.aspx>.
39. BM Reports. Data Download. 2016 [cited 2016 21/03/2016]; Available from: <http://www.bmreports.com/bsp/additional/soapserver.php>.
40. Red Electrica De Espana. Spanish Peninsula - Electricity demand tracking in real time. 2016 [cited 2016 21/03/2016]; Available from: <https://demanda.ree.es/movil/peninsula/demanda/total>.
41. EEX. Power - Germany. 2016 [cited 2016 21/03/2016]; Available from: <https://www.eex-transparency.com/homepage/power/germany>.
42. ENTSOE. Total Load - Day Ahead / Actual. 2016 [cited 2016 21/03/2016]; Available from: <https://transparency.entsoe.eu/load-domain/r2/totalLoadR2/show>.
43. TENNET. Network figures - Overview. 2016 [cited 2016 21/03/2016].
44. 50 Hertz. Grid data. 2016 [cited 2016 21/03/2016]; Available from: <http://www.50hertz.com/en/Grid-Data>.
45. Amprion. Grid data. 2016 [cited 2016 21/03/2016]; Available from: <http://www.amprion.net/en/grid-data>.
46. Transnet BW. Key figures. 2016 [cited 2016 21/03/2016]; Available from: <https://www.transnetbw.com/en/key-figures>.
47. Jolliet, O., et al., IMPACT 2002+ : A new life cycle impact assessment methodology. *IMPACT 2002+*, 2003.
48. ENTSOE. Day-ahead Prices. 2016 [cited 2016 21/03/2016]; Available from: <https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/r2/dayAheadPrices/show>.
49. European Commission, The EU Emissions Trading System (EU ETS). 2013, European Commission,.
50. Rehl, T., J. Lansche, and J. Müller, Life cycle assessment of energy generation from biogas—Attributional vs. consequential approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2012. 16(6): p. 3766-3775.

51. Mathiesen, B.V., M. Münster, and T. Fruergaard, Uncertainties related to the identification of the marginal energy technology in consequential life cycle assessments. *Journal of Cleaner Production*, 2009. 17(15): p. 1331-1338.

CHAPITRE 5 RÉSULTATS COMPLÉMENTAIRES

Seule l'approche attributionnelle est traitée dans l'article. Ainsi, la partie suivante contient les résultats des modèles de l'approche conséquentielle développés, les régressions multilinéaires des deux approches, les optimisations associées à ces modèles et une comparaison des résultats des approches attributionnelle et conséquentielle.

5.1.1 Conséquences environnementales des consommations électriques

Les parties 5.1.1.1 et 5.1.1.2 montrent les technologies affectées par les variations des consommations avec deux horizons de temps et deux modèles différents. La partie 5.1.1.3 montre les coefficients d'impacts des technologies affectées par des consommations prospectives en France.

5.1.1.1 Technologies affectées en absence d'imprévus

La Figure 3 représente une journée moyenne avec une résolution temporelle de 30 minutes des contributions des technologies affectées par des variations de consommations de 30 minutes en absence d'imprévus ainsi que du niveau de consommation en France entre 2012 et 2014.

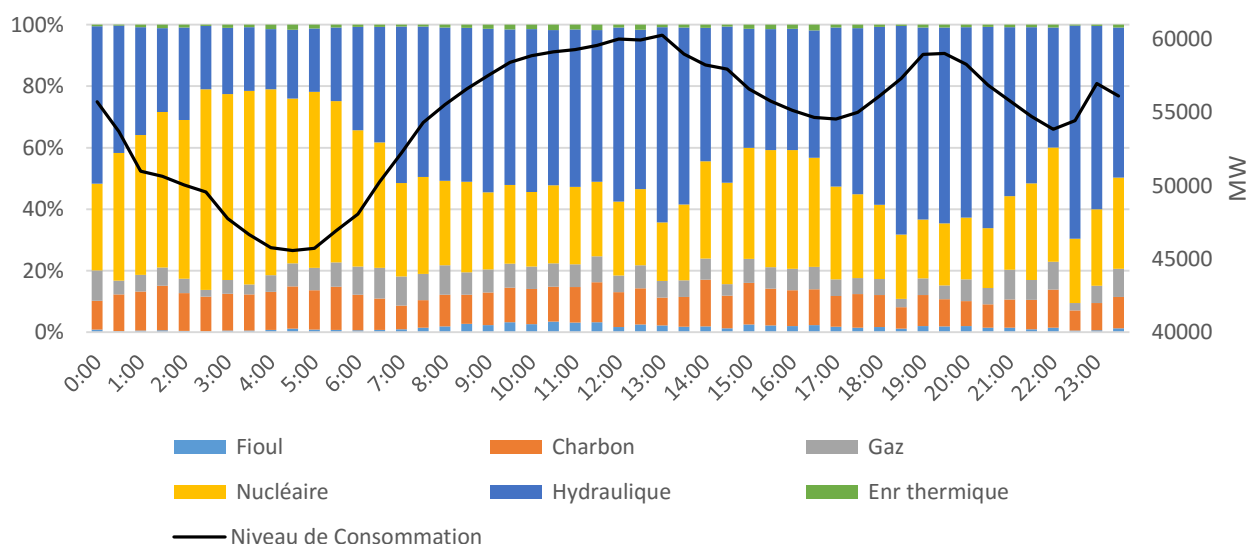


Figure 3 : Journée moyenne des technologies affectées sur 30 minutes en absence d'imprévus en France entre 2012 et 2014

On remarque que plus le niveau de consommation est faible, plus la contribution du nucléaire dans les technologies affectées est forte. De même, plus le niveau de consommation est fort, plus la contribution de l'hydraulique dans les technologies affectées est forte. Le coefficient de corrélation, qui représente la corrélation entre deux variables, de la contribution du nucléaire avec le niveau des consommations est de $-0,51$. Celui de la contribution de l'hydraulique avec le niveau des consommations est $0,29$. Ainsi, la corrélation est relativement faible pour les deux technologies même si elle est plus importante pour le nucléaire. L'explication d'une contribution plus forte du nucléaire dans les technologies affectées est que la nuit lorsque le niveau de consommation est bas, les niveaux de variations sont aussi bas et comme le nucléaire est une source de base, son niveau de production et donc sa capacité d'adaptation est la même au fil de la journée. Ainsi, le nucléaire contribue plus à des niveaux faibles de consommations et de variations de consommations durant la nuit.

Les moyennes mensuelles des contributions des technologies affectées sur un horizon de temps de 30 minutes définies par un modèle ne supposant aucun imprévu en France entre 2012 et 2014 sont représentées Figure 4.

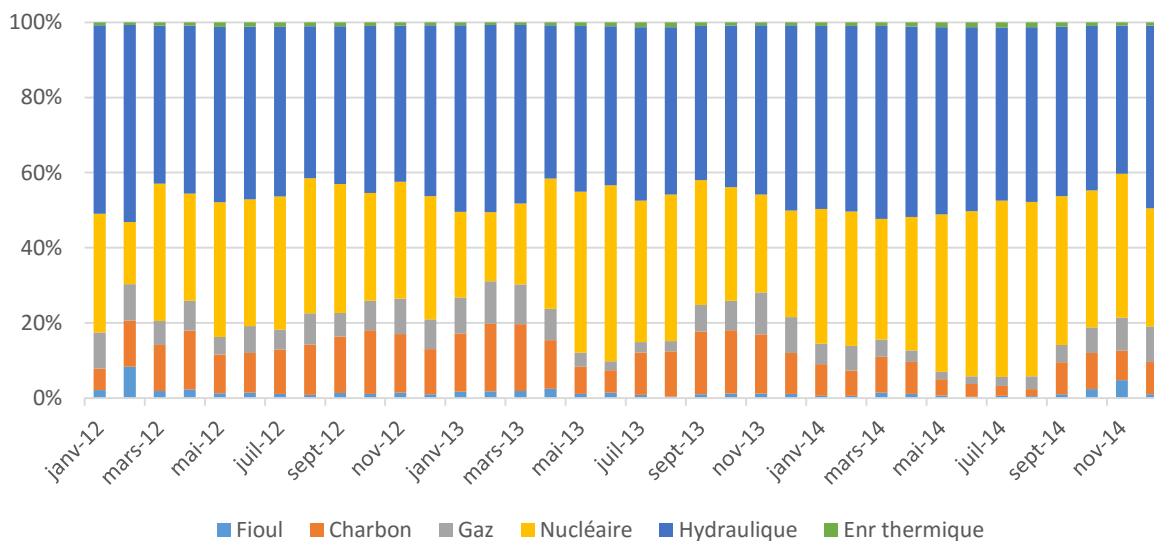


Figure 4 : Moyennes mensuelles des technologies affectées sur 30 minutes en absence d'imprévus en France entre 2012 et 2014

Selon ce modèle, entre 2012 et 2014 en France, l'hydraulique est la source de production qui a le plus adapté les variations des consommations sur 30 minutes avec 45,9 % des capacités affectées. La deuxième source est le nucléaire avec 34,1 %.

La distribution des contributions du fioul dans les technologies affectées possède l'écart type relatif le plus grand avec 364 % sans posséder la moyenne la plus basse tandis que l'hydraulique possède un écart-type relatif de 58 %. La moyenne des écarts-types relatifs des distributions des contributions des différentes technologies est de 159 %. Si on étudie les écarts-types relatifs au niveau horaire, c'est-à-dire en calculant les écarts-types relatifs des distributions agrégées au niveau horaire, on obtient une moyenne des écarts-types relatifs de 155 %. Ainsi, l'agrégation horaire n'améliore pas significativement les résultats.

La moyenne des technologies affectées sur un horizon de temps de 1 heure définies par un modèle ne supposant aucun imprévu en France entre 2012 et 2014 comparée à celle sur un horizon de temps de 30 minutes est représentée Figure 5.

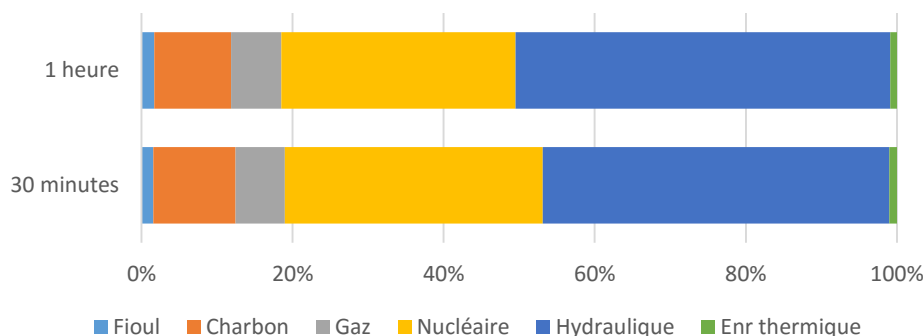


Figure 5 : Comparaison des moyennes des technologies affectées en absence d'imprévus pour 1 heure et 30 minutes entre 2012 et 2014 en France

Pour un horizon de temps d'une heure, l'hydraulique est toujours la technologie affectée la plus importante avec 50 % des capacités affectées. On remarque que les technologies affectées sont relativement semblables entre un horizon de temps de 30 minutes et un horizon de temps de 1 heure pour le modèle sans imprévus et que les distributions des contributions de ces technologies ont les mêmes étalements.

5.1.1.2 Technologies affectées avec imprévus

La Figure 6Figure 3 représente une journée moyenne avec une résolution temporelle de 30 minutes des contributions des technologies affectées par des variations de consommations de 30 minutes avec imprévus ainsi que du niveau de consommation en France entre 2012 et 2014.

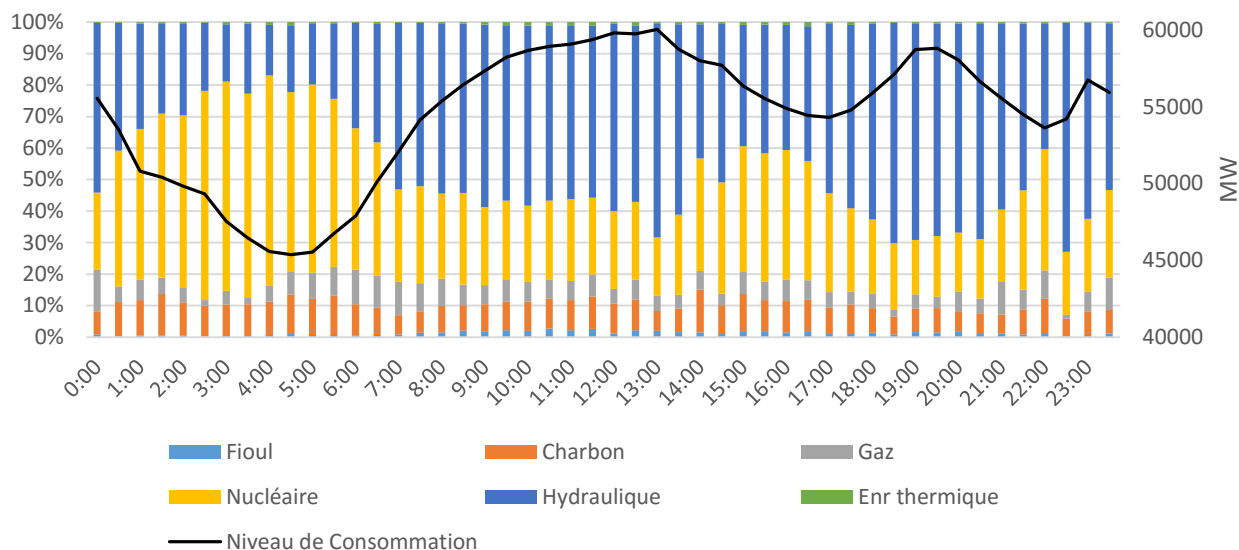


Figure 6 : Journée moyenne des technologies affectées sur 30 minutes avec imprévus en France entre 2012 et 2014

Le modèle avec imprévus offre des résultats très similaires au modèle sans imprévus. Ainsi, une journée type semble nous indiquer que plus la consommation est basse, plus la contribution du nucléaire dans les technologies affectées est forte. Une analyse de corrélation donne un coefficient de corrélation entre la contribution du nucléaire et le niveau de consommation de $-0,45$, soit du même ordre de grandeur que pour le modèle sans imprévus. Ainsi, il existe une corrélation faible entre la contribution du nucléaire dans les technologies affectées et le niveau de consommation.

Les moyennes des contributions des technologies affectées sur des horizons de temps de 30 minutes et de 1 heure définies par le modèle avec imprévus en France entre 2012 et 2014 sont représentées Figure 7. Figure 5

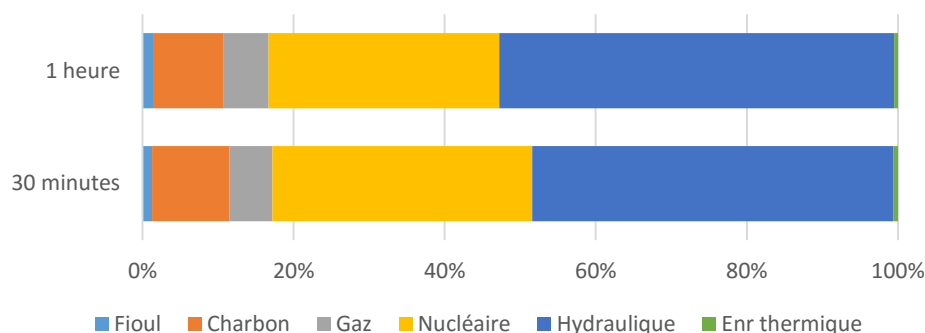


Figure 7 : Comparaison des moyennes des technologies affectées avec imprévus pour 1 heure et 30 minutes entre 2012 et 2014 en France

L'hydraulique est toujours la technologie affectée possédant la plus grande contribution avec 48 % et 52 % pour les horizons de temps de 30 minutes et de 1 heure respectivement. De plus, les moyennes des écarts-types relatifs des distributions des contributions des différentes technologies affectées sont de 223 % et 221 % pour les horizons de temps de 30 minutes et de 1 heure respectivement. Pour le modèle qui considère des imprévus dans les variations des technologies contrôlables, les horizons de temps ont peu d'influence sur les résultats. De plus, l'agrégation horaire des distributions des contributions des technologies affectées avec une résolution temporelle de 30 minutes donne une moyenne des écarts-types relatifs de 217 %. Ainsi, de même que pour le modèle sans imprévus, l'agrégation horaire des résultats ne diminue pas l'étalement des distributions.

Les différences entre le modèle sans imprévus et avec imprévus résident dans les technologies qui sont considérées comme imprévues dans le modèle avec imprévus et qui ne le sont pas dans le modèle sans imprévus. Le Tableau 5 recense les contributions des différentes sources de production d'électricité des technologies considérées comme imprévues dans le modèle avec imprévus et qui ne sont pas considérées comme imprévues dans le modèle sans imprévus pour 1 heure et 30 minutes.

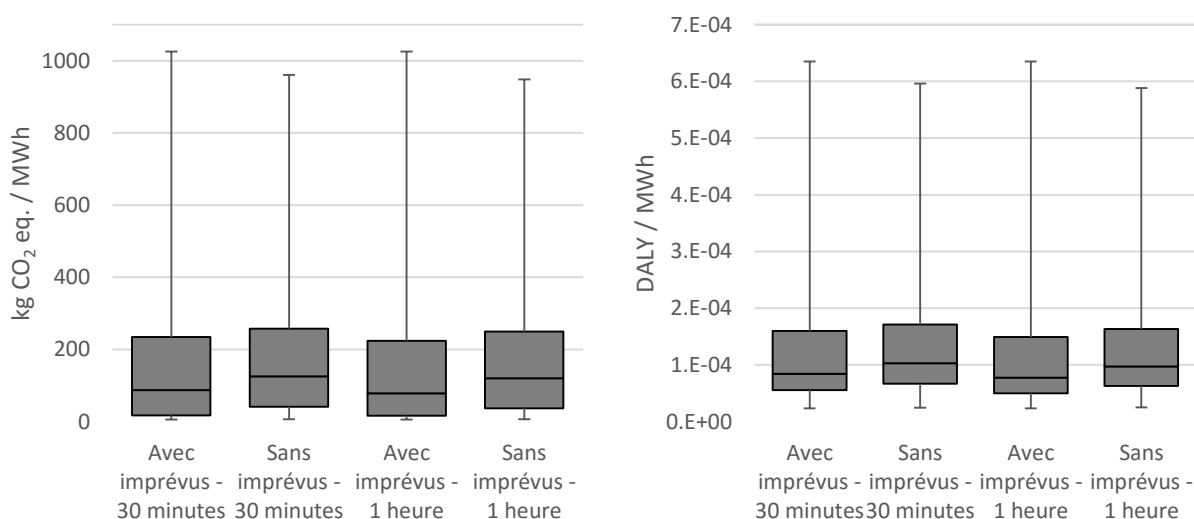
Tableau 5 : Contributions des différentes sources des technologies imprévues pour 1 heure et 30 minutes entre 2012 et 2014

Source	<i>Fioul</i>	<i>Charbon</i>	<i>Gaz</i>	<i>Nucléaire</i>	<i>Hydraulique</i>	<i>EnR thermique</i>
Contribution des technologies imprévues sur 30 minutes	5,2 %	16,5 %	16,5 %	33,4 %	24,5 %	3,9 %
Contribution des technologies imprévues sur 1 heure	5,9 %	17,8 %	15,3 %	36,8 %	20,1 %	4,1 %

Le nucléaire est la technologie principale qui est considérée comme imprévue dans le modèle avec imprévus. Les sources fossiles représentent 39 % des technologies imprévues. On remarque que les technologies considérées comme imprévues sur les deux horizons de temps sont relativement les mêmes.

5.1.1.3 Coefficients d'impacts des consommations prospectives

Une analyse statistique des coefficients d'impacts des technologies affectées en France entre 2012 et 2015 pour les quatre catégories orientées dommages, les modèles avec et sans imprévus et les deux horizons de temps d'1 heure et de 30 minutes est représentée Figure 8.



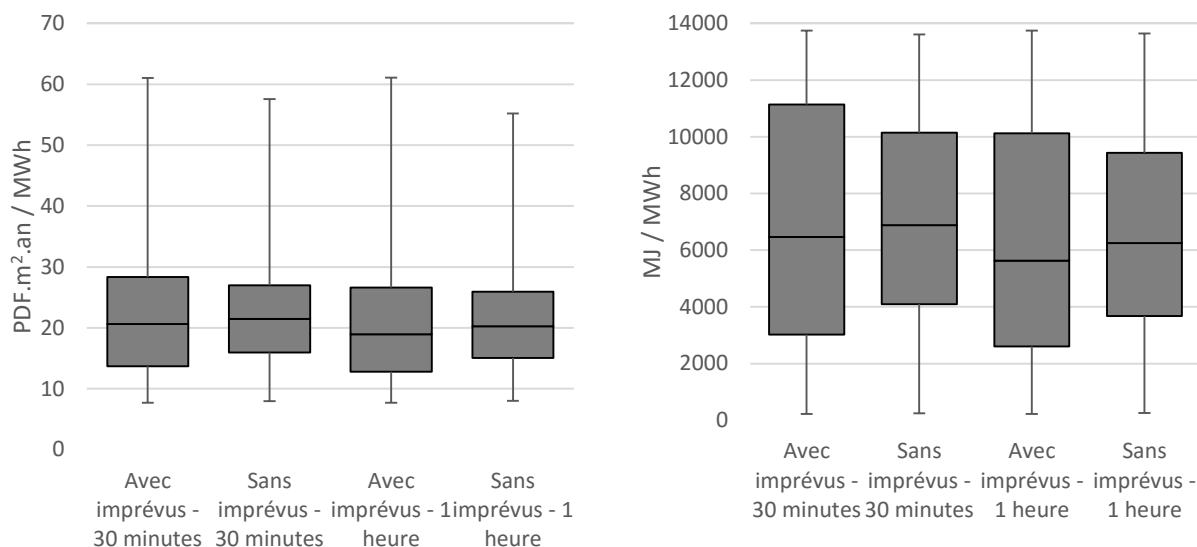


Figure 8 : Analyses statistiques des coefficients d'impacts des technologies des modèles avec et sans imprévu et sur des horizons de temps d'1 heure et de 30 minutes

Cette analyse représente les valeurs des premiers, deuxièmes et troisièmes quartiles ainsi que les maximums et minimums des coefficients d'impacts des technologies affectées. Les maximums pour les catégories orientées dommages changements climatiques et santé humaine représentent des instants où le charbon a la plus grande contribution dans les technologies affectées, de l'ordre de 90 % dans les différents modèles. Pour la catégorie orientée dommages ressources, les maximums sont atteints lorsque le charbon ou le nucléaire ont les plus grandes contributions dans les technologies affectées. De plus, les coefficients d'impacts de la catégorie orientée dommages changements climatiques possèdent les écarts-types relatifs les plus importants avec 116 % et 120 % pour des variations de 1 heure et de 92 % et 94 % pour des variations de 30 minutes pour les modèles sans imprévu et avec imprévu respectivement. Ainsi, comme pour les coefficients d'impacts de l'approche attributionnelle, la catégorie orientée dommages changements climatiques possède la plus grande variabilité temporelle à cause d'ensembles de technologies affectées très différents au fil du temps.

Les distributions des différents coefficients d'impacts des technologies affectées sont similaires entre les modèles. Comme les sources fossiles représentent près de 40 % des technologies imprévues, le modèle avec imprévu possède des coefficients d'impacts plus faibles dans toutes les catégories orientées dommages mais de l'ordre de quelques pourcents. Ainsi, les analyses de

sensibilités réalisées sur les hypothèses des technologies affectées et des horizons temps montrent que ces hypothèses ne sont pas des points sensibles de l'étude pour les coefficients d'impacts.

De plus, on remarque que les distributions des coefficients d'impacts sont plus étalées pour l'approche conséquentielle que pour l'approche attributionnelle. Ceci s'explique par des variations d'ensembles de technologies affectées plus importantes pour l'approche conséquentielle que pour l'approche attributionnelle.

5.1.2 Prévisions des coefficients des approches attributionnelle et conséquentielle

Cette partie contient les résultats des régressions linéaires utilisées pour développer les modèles de prévisions des indicateurs environnementaux des programmes de gestion des consommations énergétiques.

5.1.2.1 Régressions multilinéaires pour les coefficients d'impacts de l'approche attributionnelle

Les Tableau 6 et Tableau 7 résument les données utilisées, les nombres d'observations, les variables indépendantes utilisées ainsi que les résultats pour les régressions de chaque pays de l'approche attributionnelle. L'annexe F contient les paramètres des résultats des régressions, les graphiques nécessaires aux vérifications des hypothèses et des commentaires sur les vérifications des hypothèses.

Tableau 6 : Régressions multilinéaires des taux d'émissions de production

	France	Grande-Bretagne	Allemagne	Belgique	Italie	Espagne
Données	2012 à 2015	2012 à 2015	2015	2012 à 2014	2012 à 2014	2012 à 2015
Nombre d'observations	58416	433504	2554	10519	26293	443635
Variables indépendantes	Consommation (MW), production d'ERI (MW), capacité thermique installée (en % de la capacité totale)	Production (MW), production d'ERI (MW)	Production (MW), production d'ERI (MW)	Production (MW), production d'ERI (MW)	Production (MW), production d'ERI (MW)	Consommation (MW), production d'ERI (MW)

Tableau 7 : Résultats des régressions multilinéaires pour l'approche attributionnelle

	France	Grande-Bretagne	Allemagne	Belgique	Italie	Espagne
R ²	0,754	0,896	0,960	0,403	0,847	0,582
A ₀ (kg CO ₂ eq. / h)	-1,19E+07	-5,69E+06	-3,13E+06	-1,68E+05	-9,15E+05	3,93E+05
A _{consommation} (kg CO ₂ eq. / MWh)	1,76E+02					4,18E+02
A _{production} (kg CO ₂ eq. / MWh)		8,16E+02	9,11E+02	2,34E+02	6,42E+02	
A _{production ERI} (kg CO ₂ eq. / MWh)	-2,34E+02	-5,83E+02	-9,02E+02	-6,09E+02	-6,48E+02	-6,35E+02
A _{Capacité thermique installée mensuelle} (kg CO ₂ eq. / h)	3,14E+07					

L'Équation 14 donne un exemple de calcul des émissions de production à l'instant « t » pour la France à partir des résultats des régressions multilinéaires

Équation 14 : Régression multilinéaire des taux d'émissions de production à l'instant « t » en France

$$\begin{aligned}
 TE_{production,FR,t} &= A_0 + A_{consommation,FR} * P_{consommation,FR,t} + A_{ProductionERI,FR} * P_{ERI,FR,t} \\
 &+ A_{Cap th ins mensuelle} * Capacité_{thermique inst mens}
 \end{aligned}$$

Où :

- $TE_{production,FR,t}$ est le taux d'émissions de la production en France à l'instant « t » en kg CO₂ eq. / h ;
- A_i est le coefficient de régression de la variable indépendante « i » inscrit dans le Tableau 7 ;
- $P_{consommation,FR,t}$ est l'estimation de la puissance de la consommation en France à l'instant « t » en MW;
- $P_{ERI,FR,t}$ est l'estimation de la puissance des sources renouvelables intermittentes en France à l'instant « t » en MW;
- $Capacité_{thermique\ inst\ mens}$ est la capacité thermique installée mensuelle du mois en cours en % de la capacité totale installée.

À cause du manque de données primaires, seulement 2554 observations sont disponibles en Allemagne pour 6 mois de l'année 2015. Ceci peut expliquer le coefficient de détermination de 0,960 puisque la période d'étude est beaucoup plus courte que les autres régressions. La régression en Belgique possède le coefficient de détermination le plus bas avec 0,403. Les coefficients des variables indépendantes « Production » et « Production ERI » sont, en valeurs absolues, proches pour l'Allemagne et l'Italie, de l'ordre de 1 % de différence. Ceci indique que ces deux variables ont des poids similaires dans la régression. Or la production totale moins la production d'énergies renouvelables intermittentes équivaut à la production des technologies contrôlables. Ainsi, pour l'Allemagne et l'Italie, les coefficients d'émissions de production sont presque linéairement dépendants du niveau de la production contrôlable. En effet, les régressions linéaires du taux d'émissions en fonction du niveau de production des technologies contrôlables donnent des coefficients de détermination de 0,951 et 0,840 pour l'Allemagne et l'Italie. Ceci indique que quel que soit le niveau de production des technologies contrôlables, la composition du mix technologique est relativement constante. La raison de cette constance est explicable en Italie par l'agrégation des nombreuses technologies en une catégorie « Thermique ».

À partir des prévisions des taux d'émissions de production, des profils de consommations une journée à l'avance de la France, la Grande-Bretagne, l'Allemagne, la Belgique, l'Italie et l'Espagne et des estimations une journée à l'avance des importations et des exportations en France, les coefficients d'émissions de consommation en France sont développés une journée à l'avance. Ces

prévisions sont calculées et comparées aux coefficients d'émissions rétrospectifs de 2015. Le calcul du coefficient de détermination pour l'année 2015 du modèle de prévisions des coefficients d'émissions de consommation en France est de 0,831. On remarque que le coefficient de détermination des prévisions des coefficients de consommation est plus élevé que celui des prévisions des taux d'émissions de production en France.

5.1.2.2 Régressions multilinéaires pour les coefficients d'émissions de l'approche conséquentielle

Les résultats des régressions multilinéaires des émissions des technologies affectées en France entre 2012 et 2014 selon les différents modèles pour un horizon de temps de 30 minutes sont inscrits aux Tableau 8 et Tableau 9. L'annexe F contient les paramètres des résultats des régressions et les graphiques nécessaires aux vérifications des hypothèses.

Tableau 8 : Régressions multilinéaires des émissions des technologies affectées

	Sans imprévus – 30 minutes	Avec imprévus – 30 minutes
Données	2012 à 2015	2012 à 2015
Nombre d'observations	70096	70096
Variables indépendantes	Sommes des valeurs absolues des variations des technologies contrôlables, niveau de consommation en « t »	Sommes des variations des technologies contrôlables prévues, niveau de consommation en « t »

Tableau 9 : Résultats des régressions multilinéaires pour l'approche conséquentielle

	Sans imprévus – 30 minutes	Avec imprévus – 30 minutes
Coefficient de détermination (R^2)	0,296	0,501
A_0 (kg CO ₂ eq.)	-72989,238	8039,545
$A_{\text{consommation}}$ (kg CO ₂ eq. / MW)	1,684	-0,155
$A_{\text{var tot production cont}}$ (kg CO ₂ eq. / MWh)	107,853	
$A_{\text{var production cont prev}}$ (kg CO ₂ eq. / MWh)		130,356

Les régressions linéaires des émissions des technologies affectées en France par rapport aux variations des technologies contrôlables ont des pouvoirs prédictifs faibles. Le modèle avec imprévus possède une régression avec un pouvoir prédictif plus élevé. Ceci peut être expliqué par

la considération en valeur absolue des variations dans le modèle sans imprévus qui peut lisser les tendances des technologies contrôlables.

A partir des régressions linéaires des émissions des technologies affectées précédentes et des prévisions une journée à l'avance des profils de production, nous obtenons des coefficients de détermination pour les coefficients d'émissions des différents modèles très proches de 0, entre 1,3E-05 et 1,7E-02. Ainsi les pouvoirs prédictifs des régressions linéaires pour les coefficients d'émissions des technologies affectées sont très faibles.

5.1.3 Optimisation des consommations énergétiques

5.1.3.1 Optimisation des consommations énergétiques avec une approche conséquentielle

Les solutions optimales de gestion des consommations entre 2012 et 2014 basées sur les coefficients d'impacts de la catégorie orientée dommages changements climatiques des technologies affectées des deux modèles pour les deux horizons de temps sont comparées au scénario de référence et aux scénarii des pire cas Tableau 10.

Tableau 10 : Optimisation des consommations énergétiques pour la catégorie changements climatiques utilisant l'approche conséquentielle

Horizon de temps	Scénario	Émissions des consommations (kg CO ₂ eq.)	
		Modèle sans imprévus	Modèle avec imprévus
30 minutes	Scénario de référence	173	143
	Scénario optimal	25,6	7,77
	Scenarion du pire cas	588	706
1 heure	Scénario de référence	167	144
	Scénario optimal	24,2	7,53
	Scenarion du pire cas	573	691

Les réductions associées aux solutions optimales des deux modèles pour chaque horizon de temps sont entre 95 % et 98 % par rapport aux scénarii du pire cas et entre 85 % et 95 % par rapport au scénario de référence. Les solutions optimales des deux modèles pour chaque horizon de temps possèdent une correspondance de solutions de 6,6 % et 6,9 %. De plus, si on mesure les impacts des solutions optimales du modèle avec imprévus avec les coefficients d'émissions du modèle sans imprévus, on obtient des émissions de l'ordre de 130 kg CO₂ eq. soit des réductions de l'ordre de 26 % par rapport au scénario de référence. De même, les solutions optimales du modèle sans

imprévus mesurées avec les indicateurs du modèle avec imprévus donnent des émissions de l'ordre de 19 kg CO₂ eq. soit des réductions de l'ordre de 92 % par rapport au scénario de référence. Ainsi, les coefficients d'émissions du modèle sans imprévus concordent avec les optimisations du modèle avec imprévus. À l'inverse, les solutions basées sur le modèle avec imprévus offrent des optimisations limitées sur le modèle sans imprévus. Cela s'explique par le fait que dans le modèle avec imprévus, 40 % que des technologies imprévues proviennent de sources fossiles comme montré Tableau 5. Ainsi, les coefficients d'émissions du modèle avec imprévus durant ces instants sont plus bas que les coefficients d'émissions du modèle sans imprévus qui prend en compte les technologies polluantes. Finalement, on remarque dans les deux cas que les réductions des émissions sont similaires pour les deux horizons de temps. Ainsi des consommations de 30 minutes ou de 1 heure offrent les mêmes résultats.

Les réductions des solutions optimales comparées au scénario de référence et aux scénarii du pire cas de toutes les catégories orientées dommages sont inscrites Tableau 11 pour le modèle sans imprévus et Tableau 12 pour le modèle avec imprévus pour un horizon de temps de 30 minutes.

Tableau 11 : Résultats des scénarii optimaux comparés au scénario de référence et aux scénarii du pire cas pour le modèle sans imprévus avec un horizon de temps de 30 minutes

Catégorie orientée dommages	Réduction du scénario optimal par rapport au scénario de référence	Réduction du scénario optimal par rapport au scénario du pire cas
Changements climatiques	85,21 %	95,65 %
Santé humaine	66,52 %	88,48 %
Qualité des écosystèmes	45,70 %	73,31 %
Ressources	77,12 %	91,38 %

Tableau 12 : Résultats des scénarii optimaux comparés au scénario de référence et aux scénarii du pire cas pour le modèle avec imprévus avec un horizon de temps de 30 minutes

Catégorie orientée dommages	Réduction du scénario optimal par rapport au scénario de référence	Réduction du scénario optimal par rapport au scénario du pire cas
Changements climatiques	94,56 %	98,90 %
Santé humaine	74,60 %	93,66 %
Qualité des écosystèmes	51,70 %	80,37 %
Ressources	93,12 %	97,87 %

Ainsi, la catégorie orientée dommages changements climatiques possède les solutions optimales avec les réductions les plus importantes. Ceci s'explique par des coefficients d'émissions qui possèdent la plus grande variabilité temporelle comme montré dans la partie précédente.

La correspondance d'une solution optimale d'un programme de gestion des consommations basé sur une catégorie orientée dommages avec la solution optimale d'un second programme basé sur une autre catégorie représente, en pourcentage, les instants où les consommations coïncident. Ainsi, si deux indicateurs environnementaux ont une correspondance des solutions optimales de 50 %, cela indique que 50 % des consommations optimisées selon un premier indicateur sont aux mêmes instants que les consommations optimisées selon le deuxième indicateur. Nous analysons les correspondances des solutions optimales basées sur les différentes catégories orientées dommages pour des consommations de 30 minutes pour le modèle sans imprévus Tableau 13 et pour le modèle avec imprévus Tableau 14. Des résultats équivalents sont obtenus pour un horizon de temps de 1 heure.

Tableau 13 : Correspondances des solutions optimales des différentes catégories orientées dommages pour le modèle sans imprévus avec un horizon de temps de 30 minutes

<i>Changements climatiques</i>	100%			
<i>Santé humaine</i>	55,8%	100%		
<i>Qualité des écosystèmes</i>	32,9%	60,6%	100%	
<i>Ressources</i>	29,1%	52,0%	82,4%	100%
Catégorie problème	<i>Changements climatiques</i>	<i>Santé humaine</i>	<i>Qualité des écosystèmes</i>	<i>Ressources</i>

Tableau 14 : Correspondances des solutions optimales des différentes catégories orientées dommages pour le modèle avec imprévus avec un horizon de temps de 30 minutes

<i>Changements climatiques</i>	100%			
<i>Santé humaine</i>	78,9%	100%		
<i>Qualité des écosystèmes</i>	67,5%	85,3%	100%	
<i>Ressources</i>	74,4%	85,8%	83,1%	100%
Catégorie problème	<i>Changements climatiques</i>	<i>Santé humaine</i>	<i>Qualité des écosystèmes</i>	<i>Ressources</i>

Les correspondances des solutions optimales sont une première indication de la corrélation des solutions proposées par les différents indicateurs environnementaux. Cependant, cette indication

n'est pas suffisante puisque elle ne montre pas que les consommations optimisées selon un premier indicateur réduisent les impacts calculés selon un second indicateur. Ainsi, le Tableau 15 et le Tableau 16 présentent les résultats des solutions optimales sur chaque catégorie orientée dommages analysées avec les indicateurs des autres catégories orientées dommages pour les modèles avec et sans imprévus avec un horizon de temps de 30 minutes. L'horizon de temps d'1 heure offre des résultats équivalents.

Tableau 15 : Comparaison des différents scénarii optimaux en fonction de tous les indicateurs environnementaux de l'approche conséquentielle pour le modèle sans imprévus pour un horizon de temps de 30 minutes

		Impacts des consommations selon l'indicateur			
		C_{CC} (kg CO ₂ eq)	C_{SH} (DALY)	C_{QE} (PDF.m ² .an)	C_R (MJ)
Scénario	CC	25,57	4,73E-05 +12,2 %	14,64 +34,8 %	3750,54 +204,7 %
	SH	29,84 +16,7 %	4,21E-05	11,51 +6 %	1769,07 +43,7 %
	QE	41,39 +61,9 %	4,58E-05 +8,7 %	10,86	1274,91 +3,6 %
	R	44,26 +73,1 %	4,79E-05 +13,8 %	10,95 +0,9 %	1230,73

Tableau 16 : Comparaison des différents scénarii optimaux en fonction de tous les indicateurs environnementaux de l'approche conséquentielle pour le modèle avec imprévus pour un horizon de temps de 30 minutes

		Impacts des consommations selon l'indicateur			
		C_{CC} (kg CO ₂ eq)	C_{SH} (DALY)	C_{QE} (PDF.m ² .an)	C_R (MJ)
Scénario	CC	7,77	2,87E-05 +4,2 %	9,52 +8,5 %	777,59 +145,3 %
	SH	8,59 +10,7 %	2,75E-05	8,86 +1 %	374,30 +18,1 %
	QE	10,33 +33 %	2,79E-05 +1,5 %	8,78	332,36 +4,9 %
	R	9,95 +28,1 %	2,81E-05 +2 %	8,83 +0,6 %	316,93

Les correspondances des solutions sont plus importantes dans le modèle avec imprévus. De même, les solutions optimales de tous les indicateurs possèdent de meilleures performances sur les différentes catégories orientées dommages pour le modèle avec imprévus. L'une des explications

provient du nucléaire qui représente entre 33 % et 37 % des technologies imprévues. En effet, la production d'électricité à partir du nucléaire possède l'un des facteurs d'impacts le plus faible comparé aux autres technologies contrôlables sur la catégorie changements climatiques avec 15 kg CO₂ eq. / MWh mais l'un des facteurs le plus élevé sur la catégorie ressources avec 13208 MJ / MWh. Ainsi, lorsque le nucléaire est une technologie affectée importante, les coefficients d'impacts sur la catégorie changements climatiques sont faibles et ceux sur la catégorie ressources sont élevés. Considérer le nucléaire comme une technologie imprévue dans le modèle avec imprévus permet de diminuer la contribution de cette technologie dans les ensembles des technologies affectées. Ainsi, le modèle avec imprévus diminue l'influence des facteurs d'impacts très différents pour le nucléaire sur les évaluations environnementales des solutions optimales. Le nucléaire est aussi la raison pour laquelle les solutions optimales basées sur la catégorie changements climatiques possèdent des impacts élevés lorsque mesurées par les coefficients de la catégorie ressources.

Les stratégies de gestion des consommations basées sur les prévisions des coefficients d'émissions des technologies affectées de l'approche conséquentielle en 2015 possèdent des correspondances de solutions entre 2 % et 4 % avec les stratégies basées sur les données réelles. De plus, les solutions optimales prévues une journée à l'avance ne permettent pas de réductions significatives par rapport au cas de référence avec des émissions supérieures ou inférieures en fonction du modèle et de l'horizon de temps. Ainsi les modèles de prévisions des coefficients d'émissions des technologies affectées possèdent des faibles pouvoirs prédictifs pour les coefficients et pour les solutions optimales.

5.1.3.2 Comparaison de l'approche attributionnelle avec l'approche conséquentielle

L'objectif de cette partie est de comparer les solutions optimales obtenues avec l'approche attributionnelle avec ceux obtenues avec l'approche conséquentielle pour les modèles avec et sans imprévus. La comparaison est réalisée en analysant les impacts des solutions optimales de chaque approche en fonction des indicateurs de l'autre approche pour chaque catégorie d'impacts. Les horizons de temps de 1 heure et de 30 minutes sont comparés sur la catégorie changements climatiques avec le Tableau 17 et le Tableau 18. Pour les autres catégories, seulement l'horizon de temps de 1 heure est considéré dans le Tableau 19, le Tableau 20 et le Tableau 21.

Tableau 17 : Impacts des différents scénarii optimaux de la catégorie changements climatiques des deux approches d'ACV pour des consommations de 30 minutes mesurée par les deux approches

		Impacts des consommations selon l'indicateur (kg CO₂ eq)		
		$C_{marg,ss\ imp,1h}$	$C_{marg,imp,1h}$	$C_{conso,CC}$
Solution optimale	ACV-C, sans imprévus	25,6	19,3	84,2
	ACV-C, avec imprévus	128	7,77	89,4
	ACV-A, CC	160	149	66,3

Tableau 18 : Résultats des différents scénarii optimaux de la catégorie changements climatiques pour les deux approches d'ACV pour des consommations de 1 heure

		Impacts des consommations selon l'indicateur (kg CO₂ eq)		
		$C_{marg,ss\ imp,1h}$	$C_{marg,imp,1h}$	$C_{conso,CC}$
Solution optimale	ACV-C, sans imprévus	24,2	18,7	84,2
	ACV-C, avec imprévus	130,5	7,5	88,8
	ACV-A, CC	145,4	124,6	67,2

Tableau 19 : Résultats des différents scénarii optimaux de la catégorie santé humaine pour les deux approches d'ACV pour des consommations de 1 heure

		Impacts des consommations selon l'indicateur (DALY)		
		$C_{marg,ss\ imp,1h}$	$C_{marg,imp,1h}$	$C_{conso,SH}$
Solution optimale	ACV-C, sans imprévus	4,14E-05	3,67E-05	9,70E-05
	ACV-C, avec imprévus	9,28E-05	2,74E-05	9,78E-05
	ACV-A, CC	1,12E-04	1,04E-04	9,02E-05

Tableau 20 : Résultats des différents scénarii optimaux de la catégorie qualité des écosystèmes pour les deux approches d'ACV pour des consommations de 1 heure

		Impacts des consommations selon l'indicateur (PDF.m².an)		
		$C_{marg,ss\ imp,1h}$	$C_{marg,imp,1h}$	$C_{conso,SH}$
Solution optimale	ACV-C, sans imprévus	10,83	10,09	28,97
	ACV-C, avec imprévus	16,75	8,79	29,36
	ACV-A, CC	19,74	18,47	27,69

Tableau 21 : Résultats des différents scénarii optimaux de la catégorie ressources pour les deux approches d'ACV pour des consommations de 1 heure

		Impacts des consommations selon l'indicateur (MJ)		
		$C_{marg,ss\ imp,1h}$	$C_{marg,imp,1h}$	$C_{conso,SH}$
Solution optimale	ACV-C, sans imprévus	1223,8	901,8	12035,0
	ACV-C, avec imprévus	3941,2	326,2	12151,7
	ACV-A, CC	5316,1	4674,6	11508,4

Les solutions des programmes de gestion des consommations de 1 heure basées sur les indicateurs utilisant l'approche conséquentielle du modèle sans imprévus possèdent des impacts élevés pour chaque indicateur utilisant l'approche attributionnelle en augmentant les impacts de 25 %, 7,5 %, 4,6 % et 4,6 % par rapport aux résultats optimaux des catégories changement climatique, santé humaine, qualité des écosystèmes et ressources respectivement. Des résultats équivalents sont obtenus pour le modèle avec imprévus avec des augmentations de 32 %, 8,4 %, 6 % et 5,6 % sur les mêmes catégories d'impacts respectivement. Les correspondances des solutions entre les scénarii optimaux basés sur les indicateurs utilisant l'approche conséquentielle et ceux utilisant l'approche attributionnelle sont entre 1 % et 8 % pour des consommations de 30 minutes et de 1 heure. Ainsi les consommations programmées durant les minimums journaliers des coefficients d'impacts de consommation de l'approche attributionnelle affectent des ensembles de technologies relativement polluantes. De même, les consommations programmées durant les ensembles de technologies affectées les plus favorables écologiquement interviennent durant des coefficients d'impacts de consommation non minimaux. Les deux approches offrent des solutions différentes qui sont discutées dans la partie 6.2.

De plus, les impacts des solutions optimales basées sur l'approche attributionnelle sont plus faibles pour des consommations de 30 minutes comparés aux consommations de 1 heure. Ceci est dû à la résolution temporelle de 30 minutes des indicateurs. En effet, le minimum journalier des coefficients d'émissions est atteint une fois par jour, ainsi comme les impacts des consommations sur 1 heure considèrent deux coefficients qui se suivent, l'optimisation pour des consommations de 30 minutes est plus efficace selon notre modèle. Les solutions optimales pour les consommations sur 30 minutes ou sur 1 heure possèdent entre 60 % et 70 % les mêmes instants de début de consommation.

CHAPITRE 6 DISCUSSION GÉNÉRALE

Pour faire suite aux discussions contenues dans l'article de la partie Chapitre 4, le Chapitre 6 mène des discussions sur les résultats des approches attributionnelle et conséquentielle, les modèles de prévisions développés, la place des deux approches dans les optimisations énergétiques et des recommandations pour des évaluations plus performantes.

6.1 Technologies affectées

6.1.1 Importations et exportations

La première hypothèse faite pour définir les technologies affectées dans l'approche conséquentielle est que les variations des consommations sont répondues par des variations de production. Or entre 2012 et 2015, les variations des échanges entre la France et ses pays voisins ont représenté 25 % des variations des consommations. Les variations des échanges sont soit une augmentation ou une réduction des importations soit une augmentation ou une réduction des exportations. Ainsi les échanges ne devraient pas être négligés dans les conséquences des variations des consommations.

Cependant, la réelle difficulté de la considération des échanges dans les technologies affectées se trouve dans le lien de cause à effet qui existe entre variations des consommations et variations des échanges. En effet, les échanges d'électricité dépendent de plusieurs paramètres externes et peuvent avoir un intérêt économique pour les opérateurs des réseaux électriques. Si un pays voisin est prêt à acheter l'énergie à un prix élevé, l'opérateur sera plus enclin à la lui livrer même si son niveau de consommation est élevé. De même si un opérateur est prêt à payer pour exporter son énergie, ce qui arrive en Allemagne avec des prix négatifs à cause d'une trop forte intégration d'énergies renouvelables intermittentes [105], alors les opérateurs voisins importeront de l'énergie même si leur niveau de consommation est bas. Ainsi, les raisons motivant les échanges ne sont pas systématiquement liées aux variations des consommations. Il faudrait connaître les stratégies des opérateurs des réseaux électriques et des opérateurs voisins pour connaître les conséquences des variations des consommations ainsi que les technologies affectées qui y répondront dans le pays exportateur. Ces considérations peuvent changer les ensembles des technologies affectées obtenus dans nos modèles.

6.1.2 Technologies contrôlables et non contrôlables

Cette problématique de cause à effet est le cœur de l'approche conséquentielle. Dans cette étude, il est supposé que les conséquences des variations des consommations sont des variations de technologies contrôlables. Or certaines sources des technologies de production possèdent une variabilité naturelle, comme l'hydraulique au fil de l'eau, qui limite leur contrôle. De plus, des solutions techniques existent pour rendre les sources d'énergies renouvelables intermittentes flexibles en cas de surproduction. En pivotant les pales des éoliennes ou en changeant la surface ensoleillée des panneaux solaires [12], les technologies basées sur les ERI peuvent être contrôlées. Ainsi les conséquences des consommations sont délicates à obtenir et toutes les technologies de production pourraient être considérées.

Dans notre étude, nous avons considéré deux modèles pour discuter des imprévus. Le premier considère que tous les imprévus de production qui interviennent sur les réseaux électriques sont négligés. Ces imprévus peuvent être des coupures de lignes de transmissions, des activités de maintenance ou des problèmes techniques sur une ou plusieurs centrales. Ils impliquent que les variations des technologies contrôlables ne sont pas dues aux variations des consommations ainsi le modèle sans imprévus surévalue les contributions des technologies contrôlables dans les ensembles des technologies affectées. Un deuxième modèle considère les imprévus en supposant que toutes les variations des technologies inversées aux consommations globales sont des imprévus. Or ce modèle est basé sur les variations globales des consommations et paraît négliger les variations locales des consommations. Ainsi, les deux modèles présentent des simplifications fortes des opérations du réseau électrique mais il paraît difficile d'isoler précisément les technologies affectées par des variations de consommations sans connaître avec précision l'ensemble du réseau. L'analyse de sensibilité réalisée sur les technologies affectées par ces deux modèles montre que malgré des hypothèses fortes, des moyennes de contributions stables des technologies affectées sont obtenues. Cependant, les différences entre les deux modèles sont importantes lorsqu'il s'agit de l'optimisation des consommations. Ainsi les imprévus des technologies de production sont un point sensible d'une étude en temps-réel et l'acquisition des imprévus qui interviennent sur le réseau est un point essentiel si l'on veut limiter la sensibilité des modèles.

6.1.3 Agrégations technologique et spatiale

Pour l'approche conséquentielle, la principale limite de cette étude réside dans l'agrégation des données. Cette agrégation se trouve sous les formes technologique et spatiale. L'agrégation technologique consiste à fusionner certaines technologies en des catégories qui perdent les détails des productions au niveau des centrales. Lorsque les différentes technologies de production possèdent des coefficients d'impacts relativement similaires, cela peut ne pas être dommageable sur les résultats, comme en France. Mais lorsque cette agrégation comprend des technologies très différentes sur le plan environnemental, comme en Italie où les sources « biomasse » et « charbon » sont dans la même catégorie, les différences sont notables. L'agrégation des centrales par type de technologie fait en sorte que les variations de chaque centrale sont négligées. La précision de l'ensemble des variations de chaque centrale peut changer les contributions des technologies affectées dans les deux modèles développés.

L'agrégation spatiale des données par opérateur implique que des variations de consommations dans le sud de la France auront les mêmes conséquences que des variations de consommations dans le nord. Or la spatialisation a son importance dans les conséquences des variations des consommations et de production. Par exemple, si une résidence d'une zone A fait un appel d'énergie électrique entre les instants « t » et « t + h » répondu par une technologie A et qu'une résidence d'une zone B fait un appel d'énergie entre les instants « t » et « t + h » répondu par une technologie B, alors au niveau global, l'appel d'énergie total est répondu par les technologies A et B sans distinction spatiale. Cet exemple pratique devient réaliste si l'on considère des millions de résidences et des centaines de centrales. Ainsi, il ne paraît pas pertinent de considérer au niveau global des technologies affectées lorsque les consommations sont localisées. Cet aspect est le point central qui explique l'imprédictibilité au niveau global des technologies affectées et des coefficients d'émissions.

En analogie avec le prix nodal décrit dans la revue de littérature, une solution pour définir les conséquences des variations des consommations des bâtiments localement est de développer les impacts marginaux nodaux. Les impacts marginaux nodaux donneraient les conséquences d'un incrément d'une certaine quantité d'énergie à chaque point du réseau à chaque instant. Cependant, une grande quantité de données est requise pour développer les impacts marginaux nodaux à

différents points du réseau ainsi que la connaissance des stratégies des opérateurs. Ce travail devrait se faire en collaboration avec les opérateurs des réseaux électriques.

6.1.4 Amélioration de l'identification des technologies affectées en ACV

La Figure 9 montre les moyennes des contributions des technologies affectées par des variations de consommations sur 1 heure définies selon le modèle sans imprévus pour la France, la Grande – Bretagne, l'Allemagne, la Belgique, l'Italie et l'Espagne entre 2012 et 2015.

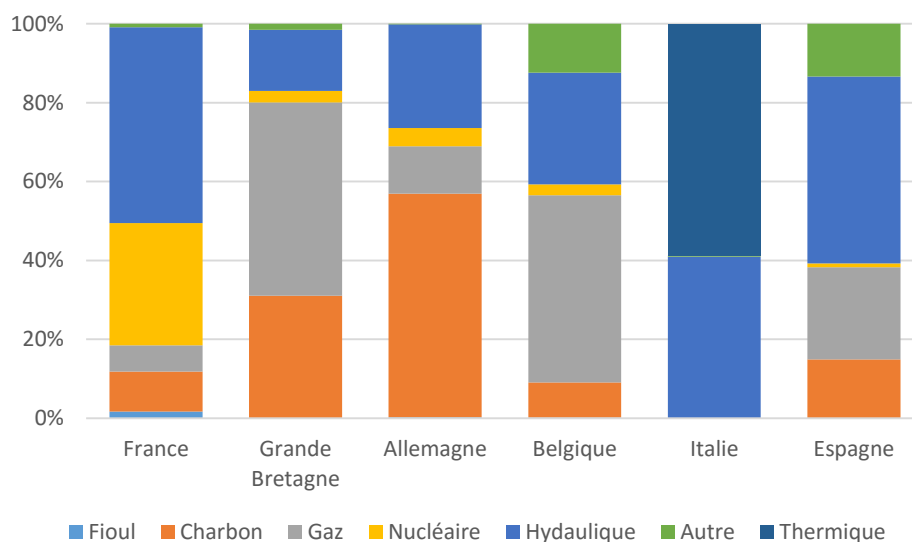


Figure 9 : Moyennes des contributions des technologies affectées en Europe avec le modèle sans imprévus sur 1 heure entre 2012 et 2015

La source nommée « Thermique » pour l'Italie est l'agrégation de plusieurs sources d'énergies comme le charbon, gaz ou fioul. La production de cette catégorie est composée en moyenne de 57 % de production basée sur du gaz naturel entre 2012 et 2014. Cependant il est impossible de connaître la composition des technologies de la catégorie « Thermique » lors des variations. Sur un horizon de temps d'1 heure en Europe, l'hydraulique est la source d'énergie qui contribue le plus aux adaptations des consommations avec une moyenne de 35 % des capacités affectées suivie par le gaz et le charbon.

Malgré toutes les limites décrites dans les parties précédentes, nous avons montré que l'hydraulique est une technologie affectée à court terme importante dans plusieurs pays. Or cette technologie est rarement citée dans les études qui se contentent de discuter du gaz, du fioul ou du charbon [88].

L'hypothèse importante qui justifie ces choix est que l'ordre de mérite économique des centrales est respecté, ainsi les technologies adaptent les consommations en fonction de leur coût. Notre étude a démontré que ces technologies ne sont pas nécessairement celles qui répondent le plus aux variations de la demande, ce qui démontre que l'ordre de mérite économique n'est pas respecté. Ceci s'explique par une grande complexité d'opérations des réseaux électriques. Une étude des variations des technologies affectées telle que développée dans ce mémoire devrait être réalisée en amont des analyses de cycle de vie qui utilisent une approche conséquentielle dynamique pour la production d'électricité.

6.2 Optimisation des consommations énergétiques : Intérêts et défis des approches

Cette étude permet de montrer la place des différentes approches d'ACV dans l'optimisation des consommations énergétiques. L'approche attributionnelle permet l'évaluation des impacts des équilibres à des instants donnés du réseau. Cette évaluation peut-être globale, en considérant tous les moyens de production de tous les consommateurs à des échelles internationales, ou locale, en considérant la production et les échanges des consommateurs d'une zone isolée. Quelle que soit l'échelle spatiale sélectionnée, l'approche attributionnelle répartit équitablement les impacts sur l'ensemble des consommateurs présents dans cette zone. Ainsi, les programmes de gestion des consommations utilisant cette approche cherchent à optimiser les équilibres à l'échelle sélectionnée en considérant toutes les consommations, les importations et les exportations et en considérant chaque consommateur équivalent. Ces aspects sont nécessaires afin de ne pas décaler les consommations lors d'importations basées sur de la génération carbonée et permet une optimisation locale qui ne va pas à l'encontre d'une optimisation globale. Cependant, plusieurs limites de l'approche attributionnelle de cette étude ne permettent pas d'affirmer que cette approche est la plus efficace pour l'optimisation des consommations énergétiques. Tout d'abord, elle manque de considération pour les conséquences des consommations en temps réel. En effet, la décision des consommations se fait sur la base de l'indication de la qualité de l'électricité avant la consommation et de la prévision de la qualité pour le reste de la journée. Ainsi la stratégie basée sur ces indicateurs ne s'intéresse pas aux technologies qui vont s'adapter pour répondre aux consommations. De même, la qualité considérée des importations est la moyenne des technologies de production du pays exportateur, or ce pays peut justement exporter une production spécifique plutôt que d'autres.

De plus, la résolution temporelle des indicateurs a une influence directe sur les décisions des optimisations en fonction des durées des consommations. Dans notre étude, la résolution de 30 minutes offre les meilleurs résultats pour des consommations de 30 minutes puisque les minimums sont atteints sur une période de 30 minutes. Une résolution plus fine de l'ordre de la minute aurait permis d'annihiler les différences entre les consommations de 30 minutes et de 1 heure. Finalement, pour être réellement efficace, l'approche attributionnelle doit connaître l'ensemble des consommations à venir, incluant les autres optimisations des consommations énergétiques, avec une résolution très fine de l'ordre de la minute afin d'établir une optimisation qui évite le déplacement des pics de charges.

D'un autre côté, l'approche conséquentielle à court terme de cette étude reste à une échelle globale en considérant que l'ensemble des technologies affectées sont dues à l'ensemble des consommateurs. Cette démarche permet d'étudier globalement les technologies affectées par des consommations dans un pays mais peut se révéler inefficace pour améliorer le fonctionnement du réseau électrique à travers les optimisations des consommations. En effet, chaque point de consommation est relié à une localité qui possède son propre équilibre et ses propres technologies affectées. Ainsi, il paraît plus réaliste de proposer des optimisations locales pour réaliser une optimisation globale sur les réseaux. Mais les conséquences directes des variations des consommations sont très complexes et requièrent les données et les stratégies des opérateurs de réseau.

Les approches attributionnelle et conséquentielle développées dans ce mémoire considèrent des technologies responsables des consommations différentes et sont donc difficilement comparables. Notre travail a permis de montrer que les solutions optimales obtenues par les deux approches sont en effet bien différentes. Cependant, malgré leurs considérations différentes, les deux approches ont une portée équivalente en considérant que chaque consommateur a une responsabilité équivalente des impacts et des conséquences. Cette équité est incluse dans l'approche attributionnelle mais paraît non optimale dans l'approche conséquentielle comme expliqué précédemment. Ainsi, aucune des deux approches développées ne paraît être optimale pour les programmes de gestion des consommations qui demandent une localisation précise. Cependant, si l'on recherche un indicateur rapide à mettre en place globalement, il nous paraît plus cohérent d'utiliser les indicateurs de l'approche attributionnelle plutôt que ceux de l'approche conséquentielle globale. En effet, ils ne souffrent pas du manque de données que possède

l'approche conséquentielle globale de notre étude, représentent des équilibres réels établis contrairement aux ensemble de technologies affectées qui dépendant de paramètres sensibles et considèrent les importations et les exportations de l'énergie. De plus, l'hypothèse, que moins la production est problématique environnementalement à un instant donné moins les consommations prospectives seront problématiques, est cohérente.

L'approche attributionnelle se rapporte plus à une information instantanée, tel le coût d'un bien, que le consommateur peut obtenir facilement et l'approche conséquentielle localisée à une information plus complexe et complète, comme le coût marginal de production, que seuls les opérateurs des réseaux peuvent développer et utiliser pour optimiser leur gestion de la production et des consommations.

6.3 ACV conséquentielle à court et long terme

L'approche conséquentielle développée dans cette étude s'intéresse aux conséquences environnementales à court terme des programmes de gestion des consommations. L'objectif des programmes que nous avons développés est de minimiser les conséquences environnementales des technologies affectées par des consommations. Or, cette vision à court terme manque d'une vision à long terme pour évaluer les performances des programmes de gestion des consommations. En effet, le réel objectif de ces programmes est de limiter la production carbonée en augmentant l'intégration des énergies renouvelables intermittentes. Notre travail ne permet pas de quantifier sur le long terme l'efficacité de nos solutions optimisées à court terme. Ainsi, nous ne pouvons pas définir quelle approche d'optimisation à court terme entre attributionnelle et conséquentielle offre de meilleure performance à long terme. Une ACV conséquentielle à long terme doit être développée pour les programmes de gestion des consommations afin de conclure sur leur performance environnementale. Cette ACV conséquentielle aurait comme objectif d'étudier les technologies affectées par les programmes de gestion des consommations. Pour être efficace, elle devra considérer l'optimisation dynamique des consommations afin d'analyser les indicateurs qui offrent les meilleures solutions. Ainsi, les approches attributionnelle et conséquentielle peuvent se compléter en proposant des indicateurs dynamiques d'optimisation basés sur l'approche attributionnelle évaluer par une ACV conséquentielle à long terme. Il faudra aussi considérer l'effet rebond des consommateurs associé aux réductions des prix de l'électricité consommée. En effet,

une partie des gains sera annihilée par des consommations supplémentaires des consommateurs. Les technologies qui répondront à ces nouvelles consommations devront être étudiées.

6.4 Incertitudes de l'évaluation environnementale

La méthode d'évaluation des impacts choisie dans cette étude est la méthode Impacts 2002+. Plus particulièrement, ce sont les quatre catégories d'impacts orientées dommages qui sont sélectionnées. Comme cela est recommandé par les normes ISO, d'autres méthodes d'évaluation des impacts, telles que ReCiPe [106] ou des méthodes régionalisées telle que Impact World+ [107], pourraient être utilisées pour confirmer les résultats. Des méthodes temporalisées à partir d'inventaires dynamiques des émissions permettraient d'aboutir à une véritable ACV dynamique [108].

La base de données d'inventaire « ecoinvent » V3.1 est utilisée dans cette étude. Les processus régionalisés ont toujours été favorisés mais quand ils n'étaient pas disponibles, des processus globaux ont été utilisés. De plus, les données obtenues des différents opérateurs des réseaux et les facteurs de contributions des technologies dans les sources possèdent certaines marges d'incertitudes dépendamment des sources. Comme il est difficile d'estimer ces marges, il pourrait être pertinent d'appliquer des simulations de Monte Carlo sur les différents paramètres d'inventaires. Finalement, l'accès aux données de production détaillée en Allemagne permettrait de limiter les estimations réalisées.

6.5 Approche attributionnelle des consommations électriques

L'une des principales limites de l'approche attributionnelle développée dans notre étude réside dans les frontières des échanges sélectionnées. En effet, nous avons considéré les importations et les exportations directes de la France avec ses voisins mais nous n'avons pas considéré les importations et les exportations des pays voisins à la France. Or ces échanges peuvent, comme démontré dans notre étude avec la France, influencer la qualité de l'énergie consommée et exportée. Cette considération permettrait d'inclure la Suisse dans les frontières des échanges malgré son solde d'échanges très élevé. Ainsi, il serait pertinent de développer une approche itérative pour comptabiliser les impacts des imports dans les exports. Une solution pourrait être de développer pour chaque pays les coefficients d'impacts des consommations en prenant comme première hypothèse que les impacts des importations correspondent aux impacts de la production du pays

exportateur. Puis de remplacer les coefficients d'impacts de production de chaque pays exportateur avec les coefficients d'impacts de consommation respectifs. Ceci nous donnerait de nouveaux coefficients d'impacts de consommation que l'on pourrait remplacer à nouveau dans les équations précédentes. Il faudrait ensuite faire converger les suites développées et étudier l'influence de l'hypothèse initiale sur les résultats finaux. Une telle méthodologie nécessite un accès à une large base de données en temps réel de la production d'électricité dans de nombreux pays.

6.6 Limites des modèles de prévisions

Les régressions multilinéaires utilisées dans cette étude ont donné des résultats très différents en fonction des pays. Ainsi, dans l'approche attributionnelle, les coefficients de détermination sont compris entre 0,403 et 0,960 pour un coefficient de détermination des coefficients d'émissions des consommations de 0,831 et dans l'approche conséquentielle les coefficients de détermination sont proches de 0 pour les coefficients d'émissions des technologies affectées. De nombreuses solutions ont été recherchées pour tenter d'améliorer ces régressions. Des tests consistant à séparer les observations en fonction du temps, par exemple en saison, en mois ou en créneau horaire ou en fonction du niveau des consommations ou de production, par exemple haut, moyen et bas ont été réalisés afin d'améliorer les régressions sur les groupements obtenus. Aucune solution n'a amélioré les résultats des régressions. De plus, on a pu remarquer que bien souvent quand les variables indépendantes possédaient des coefficients inversés très proches en valeurs absolues, des régressions linéaires avec la variable indépendante qui correspond à la soustraction des deux variables précédemment étudiées donnaient des résultats très similaires. Les limites du pouvoir prédictif des solutions mathématiques utilisées proviennent sans doute de la complexité des réseaux. Comme chaque observation dépend des observations précédentes, des méthodes comme les réseaux de neurones artificiels, l'analyse des séries temporelles ou l'apprentissage machine (« Machine learning ») pourraient obtenir des pouvoirs prédictifs supérieurs. Dans le cadre de l'approche conséquentielle, la première amélioration reste la désagrégation spatiale des données primaires.

6.7 Temps de retour environnemental des TIC

Les programmes de gestion des consommations nécessitent de nouvelles infrastructures basées sur les TIC. Or ces infrastructures possèdent des impacts qui peuvent ne pas être négligeables comparés

aux gains des programmes de gestion des consommations. Il serait ainsi pertinent d'évaluer les impacts associés à ces infrastructures et de les comparer aux gains offerts par les programmes de gestion des consommations à long terme. Comme plusieurs solutions technologiques existent, cette évaluation permettrait d'implémenter les technologies qui possèdent le temps de retour environnemental le plus faible. C'est-à-dire la technologie qui serait écologiquement rentabilisée la plus rapidement. Cette étude demande une définition précise des infrastructures à installer ainsi qu'un large accès aux données, points problématiques dans l'évaluation environnementale des TIC. Néanmoins, elle paraît nécessaire pour évaluer les véritables performances des programmes de gestion des consommations et pour savoir si de telles solutions sont recommandables d'un point de vue environnemental à grande échelle.

CHAPITRE 7 CONTRIBUTIONS ET CONCLUSIONS

7.1 Contributions

Les contributions de cette étude sont multiples. Tout d'abord, nous avons montré l'influence de la considération dynamique des échanges dans les impacts environnementaux des consommations électriques avec l'approche attributionnelle. Cet aspect est important au sein de différents services et produits puisque de nombreuses phases consomment de l'électricité. De plus, nous avons montré que la considération des échanges est nécessaire lors d'optimisations de consommations électriques en temps réel. En effet, un décalage des consommations lors d'importations d'énergie polluante ne permet pas de réduire à une échelle globale les impacts des consommations.

D'autres contributions concernent l'approche conséquentielle de l'ACV. En effet, lors d'ACV-C dynamique à court terme, rares sont les études qui considèrent l'hydraulique comme une source qui adapte les variations des consommations. Or cette source représente une grande part des capacités affectées en France, en Grande – Bretagne, en Allemagne, en Belgique, en Italie et en Espagne, soit dans tous les pays étudiés. De plus, nous avons proposé une solution pour évaluer les technologies affectées dynamiquement par les consommations sans faire l'hypothèse d'un ordre économique respecté au sein des différents systèmes. Malgré les limites de notre modèle, si des données localisées et complètes sont fournies, notre méthodologie est applicable à de nombreux systèmes qui cherchent à minimiser les impacts des consommations telles que les voitures électriques, ou qui cherchent à maximiser les intérêts environnementaux de l'injection d'énergies renouvelables ou de moyens de stockage.

7.2 Conclusions

Des indicateurs environnementaux pour analyser les performances de programmes de gestion des consommations sont développés en France entre 2012 et 2015. Deux approches d'analyse de cycle de vie des consommations électriques sont analysées dans cette étude. La première approche, appelée attributionnelle, étudie à chaque instant les équilibres des réseaux en considérant les importations et les exportations afin d'établir des coefficients d'impacts révélateurs de la qualité de l'énergie consommée. Les impacts de la production d'électricité des pays exportant en France, soit la Grande – Bretagne, l'Allemagne, la Belgique, l'Italie et l'Espagne, sont considérés avec une

résolution temporelle de 30 minutes. Ainsi entre 2012 et 2014, la qualité moyenne de l'énergie consommée en France a été 21,8 % plus émettrice de GES que la qualité moyenne de l'énergie produite. Ces augmentations sont respectivement de l'ordre de 3,6 %, 4,3 % et 1,7 % pour les catégories d'impacts de la santé humaine, la qualité des écosystèmes ou l'utilisation des ressources. Les indicateurs utilisant l'approche attributionnelle permettent à des stratégies de gestion des consommations de réduire l'empreinte carbone des consommations flexibles de 38,5 %. De plus, chaque indicateur possède un certain pouvoir d'optimisation sur les autres indicateurs, même si les indicateurs basés sur les émissions de GES et les impacts sur la santé humaine offrent les meilleurs compromis. Cependant cette minimisation des impacts est peu corrélée à une minimisation du coût de l'électricité consommée. Ainsi les solutions optimales pour l'environnement vont à l'encontre d'un fonctionnement technique et économique optimal. L'une des solutions pour lier les différents aspects des fonctionnements des réseaux électriques est d'internaliser les coûts des impacts environnementaux au sein d'un indicateur économique holistique. En réalisant ce travail avec un prix du carbone des émissions de GES, notre optimisation économique s'est révélée plus efficace sur l'environnement.

La deuxième approche d'analyse de cycle de vie appelée conséquentielle étudie dynamiquement les technologies affectées par des variations de consommations. Deux modèles sont développés à partir de données globales. Le premier considère que l'ensemble des technologies contrôlables sont les conséquences des variations des consommations. Le deuxième modèle suppose que certaines technologies sont des imprévus et ne peuvent être considérées comme des technologies affectées. Entre 2012 et 2014, en France, en Italie et en Espagne l'hydroélectricité est la technologie qui a le plus adapté les variations des consommations. Les programmes de gestion des consommations utilisant les indicateurs de l'approche conséquentielle permettent des réductions d'émissions de GES de 98 % sur les technologies affectées par les consommations. Cependant, les deux modèles offrent des solutions différentes et l'utilisation de l'approche conséquentielle à court terme au niveau global souffre d'un manque de détails technologiques. Pour devenir performantes écologiquement, les stratégies de gestion des consommations devraient être développées en collaboration avec les opérateurs des réseaux et intégrer leurs conséquences économiques et environnementales sur le long terme.

Ce travail met en exergue les rôles différents des approches conséquentielle et attributionnelle dans l'analyse de cycle de vie. Une approche couplant les conséquences à long terme de

l'implémentation d'un programme utilisant des données dynamiques moyennées serait révélatrice des performances environnementales des programmes de gestion des consommations.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] D. Gan, D. Feng, and J. Xie, *Electricity markets and power system economics*: CRC Press, 2013.
- [2] T. P. Hughes, *Networks of power: electrification in Western society, 1880-1930*: JHU Press, 1993.
- [3] International Energy Agency, "Key World Energy Statistics 2015," IEA2015.
- [4] International Energy Agency (IEA), "CO2 emissions from fuel combustion - Highlights," IEA2015.
- [5] C. Harris, *Electricity markets: pricing, structures and economics* vol. 565: John Wiley & Sons, 2011.
- [6] H. Y. Yamin, "Review on methods of generation scheduling in electric power systems," *Electric Power Systems Research*, vol. 69, pp. 227-248, 5// 2004.
- [7] P. Finn, C. Fitzpatrick, D. Connolly, M. Leahy, and L. Relihan, "Facilitation of renewable electricity using price based appliance control in Ireland's electricity market," *Energy*, vol. 36, pp. 2952-2960, 5// 2011.
- [8] D. P. Kaundinya, P. Balachandra, and N. H. Ravindranath, "Grid-connected versus stand-alone energy systems for decentralized power—A review of literature," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, pp. 2041-2050, 10// 2009.
- [9] F. Bouffard and D. S. Kirschen, "Centralised and distributed electricity systems," *Energy Policy*, vol. 36, pp. 4504-4508, 12// 2008.
- [10] W. El-Khattam and M. M. A. Salama, "Distributed generation technologies, definitions and benefits," *Electric Power Systems Research*, vol. 71, pp. 119-128, 10// 2004.
- [11] H. Khatib, "A review of the IEA/NEA Projected Costs of Electricity – 2015 edition," *Energy Policy*, vol. 88, pp. 229-233, 1// 2016.
- [12] J. C. Smith, M. R. Milligan, E. A. DeMeo, and B. Parsons, "Utility Wind Integration and Operating Impact State of the Art," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 22, pp. 900-908, 2007.
- [13] M. H. Bollen and F. Hassan, *Integration of distributed generation in the power system* vol. 80: John wiley & sons, 2011.
- [14] J. P. Catalão, *Electric power systems: advanced forecasting techniques and optimal generation scheduling*: CRC Press, 2012.
- [15] H. R. Chamorro, M. Ghandhari, and R. Eriksson, "Wind power impact on power system frequency response," in *North American Power Symposium (NAPS), 2013*, 2013, pp. 1-6.
- [16] H. Holttinen, M. Omalley, J. Dillon, D. Flynn, A. Keane, H. Abildgaard, *et al.*, "Steps for a Complete Wind Integration Study," in *System Sciences (HICSS), 2013 46th Hawaii International Conference on*, 2013, pp. 2261-2270.
- [17] J. B. Bömer, Karsten ; Nabe, Christian ; Pöller, Markus, "All island TSO facilitation of renewables studies " Ecofys ; DIgSILENT2010.
- [18] L. Hirth, "The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price," *Energy Economics*, vol. 38, pp. 218-236, 7// 2013.
- [19] D. J. Swider, "Compressed Air Energy Storage in an Electricity System With Significant Wind Power Generation," *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 22, pp. 95-102, 2007.
- [20] H. Fathabadi, "Utilization of electric vehicles and renewable energy sources used as distributed generators for improving characteristics of electric power distribution systems," *Energy*, 2015.

- [21] I. M. L. Azevedo, M. G. Morgan, and L. Lave, "Residential and Regional Electricity Consumption in the U.S. and EU: How Much Will Higher Prices Reduce CO2 Emissions?," *The Electricity Journal*, vol. 24, pp. 21-29, 1// 2011.
- [22] M. Kopsakangas-Savolainen, "The welfare effects of different pricing schemes for electricity distribution in Finland," *Energy Policy*, vol. 32, pp. 1429-1435, 8// 2004.
- [23] EPEXSPOT. (2016). *EPEXSPOT European Power Exchange*. Available: <https://www.epexspot.com/fr/>
- [24] EEX. (2016). *European Energy Exchange*. Available: <https://www.eex.com/en/>
- [25] E. Billette de Villemeur and P.-O. Pineau, "Environmentally damaging electricity trade," *Energy Policy*, vol. 38, pp. 1548-1558, 3// 2010.
- [26] E. Billette de Villemeur and P.-O. Pineau, "Regulation and electricity market integration: When trade introduces inefficiencies," *Energy Economics*, vol. 34, pp. 529-535, 3// 2012.
- [27] M. B. Amor, P.-O. Pineau, C. Gaudreault, and R. Samson, "Electricity trade and GHG emissions: Assessment of Quebec's hydropower in the Northeastern American market (2006–2008)," *Energy Policy*, vol. 39, pp. 1711-1721, 3// 2011.
- [28] J. Malmodin, Å. Moberg, D. Lundén, G. Finnveden, and N. Lövehagen, "Greenhouse Gas Emissions and Operational Electricity Use in the ICT and Entertainment & Media Sectors," *Journal of Industrial Ecology*, vol. 14, pp. 770-790, 2010.
- [29] Global eSustainability Initiative, *SMART 2020: Enabling the low carbon economy in the information age*: Climate Group, 2008.
- [30] S. Lanzisera, B. Nordman, and R. Brown, "Data network equipment energy use and savings potential in buildings," *Energy Efficiency*, vol. 5, pp. 149-162, 2012/05/01 2012.
- [31] S. Mingay, "Green IT: the new industry shock wave," *Gartner RAS Research Note G*, vol. 153703, p. 2007, 2007.
- [32] M. Buttazoni, "Potential global CO2 emission reductions from ICT use: Identifying and assessing the opportunities to reduce the first billion tonnes of CO2 emissions," *World Wildlife Fund Sweden, Solna*, 2008.
- [33] J. G. Koomey, H. S. Matthews, and E. Williams, "Smart Everything: Will Intelligent Systems Reduce Resource Use?," *Annual Review of Environment and Resources*, vol. 38, pp. 311-343, 2013.
- [34] J. G. Koomey, S. Berard, M. Sanchez, and H. Wong, "Implications of Historical Trends in the Electrical Efficiency of Computing," *Annals of the History of Computing, IEEE*, vol. 33, pp. 46-54, 2011.
- [35] J. Suckling and J. Lee, "Redefining scope: the true environmental impact of smartphones?," *The International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 20, pp. 1181-1196, 2015/08/01 2015.
- [36] D. Owen, *The conundrum*: Penguin, 2012.
- [37] B. Bowerman, J. Braverman, J. Taylor, H. Todosow, and U. Von Wimmersperg, "The vision of a smart city," in *2nd International Life Extension Technology Workshop, Paris*, 2000.
- [38] R. G. Hollands, "Will the real smart city please stand up?," *City*, vol. 12, pp. 303-320, 2008/12/01 2008.
- [39] A. H. Buckman, M. Mayfield, and S. B. M. Beck, "What is a Smart Building?," *Smart and Sustainable Built Environment*, vol. 3, pp. 92-109, 2014.
- [40] Y. Kwak and J.-H. Huh, "Development of a method of real-time building energy simulation for efficient predictive control," *Energy Conversion and Management*, vol. 113, pp. 220-229, 4/1/ 2016.

- [41] D. Snoonian, "Smart buildings," *Spectrum, IEEE*, vol. 40, pp. 18-23, 2003.
- [42] A. Saad al-sumaiti, M. H. Ahmed, and M. M. A. Salama, "Smart Home Activities: A Literature Review," *Electric Power Components and Systems*, vol. 42, pp. 294-305, 2014.
- [43] H. Farhangi, "The path of the smart grid," *Power and Energy Magazine, IEEE*, vol. 8, pp. 18-28, 2010.
- [44] G. W. Arnold, "Challenges and Opportunities in Smart Grid: A Position Article," *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, pp. 922-927, 2011.
- [45] S. M. Amin and B. F. Wollenberg, "Toward a smart grid: power delivery for the 21st century," *Power and Energy Magazine, IEEE*, vol. 3, pp. 34-41, 2005.
- [46] P. D. Lund, J. Mikkola, and J. Ypyä, "Smart energy system design for large clean power schemes in urban areas," *Journal of Cleaner Production*, vol. 103, pp. 437-445, 9/15/ 2015.
- [47] G. Molina, x, A., F. Bouffard, and D. S. Kirschen, "Decentralized Demand-Side Contribution to Primary Frequency Control," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 26, pp. 411-419, 2011.
- [48] S. Saini, "Conservation v. generation: The significance of Demand-Side Management (DSM), its tools and techniques," *Refocus*, vol. 5, pp. 52-54, 2004.
- [49] P. Palensky and D. Dietrich, "Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads," *Industrial Informatics, IEEE Transactions on*, vol. 7, pp. 381-388, 2011.
- [50] M. H. Albadi and E. F. El-Saadany, "A summary of demand response in electricity markets," *Electric Power Systems Research*, vol. 78, pp. 1989-1996, 11// 2008.
- [51] S. N. Singh and J. Ostergaard, "Use of demand response in electricity markets: An overview and key issues," in *Energy Market (EEM), 2010 7th International Conference on the European*, 2010, pp. 1-6.
- [52] G. Strbac, "Demand side management: Benefits and challenges," *Energy Policy*, vol. 36, pp. 4419-4426, 2008.
- [53] R. Barzin, J. J. J. Chen, B. R. Young, and M. M. Farid, "Peak load shifting with energy storage and price-based control system," *Energy*, 2015.
- [54] P. Finn, C. Fitzpatrick, and D. Connolly, "Demand side management of electric car charging: Benefits for consumer and grid," *Energy*, vol. 42, pp. 358-363, 6// 2012.
- [55] S. Gottwalt, W. Ketter, C. Block, J. Collins, and C. Weinhardt, "Demand side management—A simulation of household behavior under variable prices," *Energy Policy*, vol. 39, pp. 8163-8174, 12// 2011.
- [56] A. Pina, C. Silva, and P. Ferrão, "The impact of demand side management strategies in the penetration of renewable electricity," *Energy*, vol. 41, pp. 128-137, 5// 2012.
- [57] E. Karangelos and F. Bouffard, "Towards Full Integration of Demand-Side Resources in Joint Forward Energy/Reserve Electricity Markets," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 27, pp. 280-289, 2012.
- [58] G. Papagiannis, A. Dagoumas, N. Lettas, and P. Dokopoulos, "Economic and environmental impacts from the implementation of an intelligent demand side management system at the European level," *Energy Policy*, vol. 36, pp. 163-180, 1// 2008.
- [59] A. Miara, C. Tarr, R. Spellman, C. J. Vörösmarty, and J. E. Macknick, "The power of efficiency: Optimizing environmental and social benefits through demand-side-management," *Energy*, vol. 76, pp. 502-512, 11/1/ 2014.
- [60] P. Stoll, G. Bag, J. E. Y. Rossebo, L. Rizvanovic, and M. Akerholm, "Scheduling residential electric loads for green house gas reductions," in *Innovative Smart Grid Technologies*

- (ISGT Europe), 2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on, 2011, pp. 1-8.
- [61] M. Kopsakangas-Savolainen, M. K. Mattinen, K. Manninen, and A. Nissinen, "Hourly-based greenhouse gas emissions of electricity – cases demonstrating possibilities for households and companies to decrease their emissions," *Journal of Cleaner Production*, 2015.
- [62] P. Finn, M. O'Connell, and C. Fitzpatrick, "Reduced usage phase impact using demand side management," in *Sustainable Systems and Technology (ISSST), 2011 IEEE International Symposium on*, 2011, pp. 1-6.
- [63] International Organization for Standardization (ISO), *ISO 14040: Environmental management -- Life cycle assessment -- Principles and framework*: ISO, 2006.
- [64] International Organization for Standardization (ISO), *ISO 14044: Environmental Management - Life Cycle Assessment - Requirements and Guidelines*: ISO, 2006.
- [65] O. Jolliet, M. Saadé, and P. Crettaz, *Analyse du cycle de vie: comprendre et réaliser un écobilan* vol. 23: PPUR presses polytechniques, 2010.
- [66] T. Rehl, J. Lansche, and J. Müller, "Life cycle assessment of energy generation from biogas—Attributional vs. consequential approach," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, pp. 3766-3775, 2012.
- [67] J. M. Earles and A. Halog, "Consequential life cycle assessment: a review," *The International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 16, pp. 445-453, 2011.
- [68] A. Kätelhön, N. von der Assen, S. Suh, J. Jung, and A. Bardow, "Industry-Cost-Curve Approach for Modeling the Environmental Impact of Introducing New Technologies in Life Cycle Assessment," *Environmental Science & Technology*, vol. 49, pp. 7543-7551, 2015/07/07 2015.
- [69] B. P. Weidema, N. Frees, and A.-M. Nielsen, "Marginal production technologies for life cycle inventories," *The International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 4, pp. 48-56, 1999.
- [70] T. Dandres, C. Gaudreault, P. Tirado-Seco, and R. Samson, "Assessing non-marginal variations with consequential LCA: Application to European energy sector," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, pp. 3121-3132, 8// 2011.
- [71] R. Turconi, A. Boldrin, and T. Astrup, "Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: Overview, comparability and limitations," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 28, pp. 555-565, 12// 2013.
- [72] V. Fthenakis and H. C. Kim, "Land use and electricity generation: A life-cycle analysis," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, pp. 1465-1474, 8// 2009.
- [73] D. Weisser, "A guide to life-cycle greenhouse gas (GHG) emissions from electric supply technologies," *Energy*, vol. 32, pp. 1543-1559, 9// 2007.
- [74] A. Ewertowska, A. Galán-Martín, G. Guillén-Gosálbez, J. Gavaldá, and L. Jiménez, "Assessment of the environmental efficiency of the electricity mix of the top European economies via data envelopment analysis," *Journal of Cleaner Production*, vol. 116, pp. 13-22, 3/10/ 2016.
- [75] Greenhouse Gas Protocol, "A Corporate Accounting and Reporting Standard," 2013.
- [76] C. C. Spork, A. Chavez, X. Gabarrell Durany, M. K. Patel, and G. Villalba Méndez, "Increasing Precision in Greenhouse Gas Accounting Using Real-Time Emission Factors," *Journal of Industrial Ecology*, vol. 19, pp. 380-390, 2015.

- [77] C. Gordon and A. Fung, "Hourly emission factors from the electricity generation sector: A tool for analyzing the impact of renewable technologies in Ontario," *Transactions of the Canadian Society for Mechanical Engineering*, vol. 33, pp. 105-118, 2009.
- [78] M. Messagie, J. Mertens, L. Oliveira, S. Rangaraju, J. Sanfelix, T. Coosemans, *et al.*, "The hourly life cycle carbon footprint of electricity generation in Belgium, bringing a temporal resolution in life cycle assessment," *Applied Energy*, vol. 134, pp. 469-476, 12/1/ 2014.
- [79] C. Roux, P. Schalbart, and B. Peuportier, "Accounting for temporal variation of electricity production and consumption in the LCA of an energy-efficient house," *Journal of Cleaner Production*, vol. 113, pp. 532-540, 2/1/ 2016.
- [80] D. Bristow, R. Richman, A. Kirsh, C. A. Kennedy, and K. D. Pressnail, "Hour-by-Hour Analysis for Increased Accuracy of Greenhouse Gas Emissions for a Low-Energy Condominium Design," *Journal of Industrial Ecology*, vol. 15, pp. 381-393, 2011.
- [81] E. Maurice, T. Dandres, R. Farrahi Moghaddam, K. Nguyen, Y. Lemieux, M. Cherriet, *et al.*, "Modelling of Electricity Mix in Temporal Differentiated Life-Cycle-Assessment to Minimize Carbon Footprint of a Cloud Computing Service," in *ICT for Sustainability 2014 (ICT4S-14)*, 2014.
- [82] J. Marriott, H. S. Matthews, and C. T. Hendrickson, "Impact of Power Generation Mix on Life Cycle Assessment and Carbon Footprint Greenhouse Gas Results," *Journal of Industrial Ecology*, vol. 14, pp. 919-928, 2010.
- [83] J. Marriott and H. S. Matthews, "Environmental Effects of Interstate Power Trading on Electricity Consumption Mixes," *Environmental Science & Technology*, vol. 39, pp. 8584-8590, 2005/11/01 2005.
- [84] R. Itten, R. Frischknecht, M. Stucki, P. Scherrer, and I. Psi, "Life cycle inventories of electricity mixes and grid," ed, 2012.
- [85] M. Pehnt, M. Oeser, and D. J. Swider, "Consequential environmental system analysis of expected offshore wind electricity production in Germany," *Energy*, vol. 33, pp. 747-759, 5// 2008.
- [86] R. Harmsen and W. Graus, "How much CO2 emissions do we reduce by saving electricity? A focus on methods," *Energy Policy*, vol. 60, pp. 803-812, 9// 2013.
- [87] M. B. Amor, P. Lesage, P.-O. Pineau, and R. Samson, "Can distributed generation offer substantial benefits in a Northeastern American context? A case study of small-scale renewable technologies using a life cycle methodology," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, pp. 2885-2895, 12// 2010.
- [88] B. V. Mathiesen, M. Münster, and T. Fruergaard, "Uncertainties related to the identification of the marginal energy technology in consequential life cycle assessments," *Journal of Cleaner Production*, vol. 17, pp. 1331-1338, 10// 2009.
- [89] T. Dandres, R. Farrahi Moghaddam, K. Khoa Nguyen, Y. Lemieux, M. Cheriet, and R. Samson, "Consideration of marginal electricity in real-time minimization of telco cloud emissions," *Journal of Industrial Ecology*.
- [90] K. Siler-Evans, I. s. L. Azevedo, and M. G. Morgan, "Marginal emissions factors for the US electricity system," *Environmental science & technology*, vol. 46, pp. 4742-4748, 2012.
- [91] A. D. Hawkes, "Long-run marginal CO2 emissions factors in national electricity systems," *Applied Energy*, vol. 125, pp. 197-205, 7/15/ 2014.
- [92] Office fédéral de l'énergie (OFEN), "Statistique suisse de l'électricité 2014," Confédération Suisse,, Bern2014.
- [93] O. Jolliet, M. Margni, R. Charles, S. Humbert, J. Payet, G. Rebitzer, *et al.*, "IMPACT 2002+ : A new life cycle impact assessment methodology," *IMPACT 2002+*, 2003.

- [94] RTE. (2016, 21/03/2016). *éco2mix*.
- [95] ELIA. (2016, 21/03/2016). *Grid data - Data download page*. Available: <http://www.elia.be/en/grid-data/data-download>
- [96] TERNA. (2016, 21/03/2016). *Transparency Report*. Available: <http://www.terna.it/en-gb/sistemaelettrico/transparencyreport.aspx>
- [97] BM Reports. (2016, 21/03/2016). *Data Download*. Available: <http://www.bmreports.com/bsp/additional/soapserver.php>
- [98] Red Electrica De Espana. (2016, 21/03/2016). *Spanish Peninsula - Electricity demand tracking in real time*. Available: <https://demanda.ree.es/movil/peninsula/demanda/total>
- [99] EEX. (2016, 21/03/2016). *Power - Germany*. Available: <https://www.eex-transparency.com/homepage/power/germany>
- [100] ENTSOE. (2016, 21/03/2016). *Total Load - Day Ahead / Actual*. Available: <https://transparency.entsoe.eu/load-domain/r2/totalLoadR2/show>
- [101] TENNET. (2016, 21/03/2016). *Network figures - Overview*.
- [102] 50 Hertz. (2016, 21/03/2016). *Grid data*. Available: <http://www.50hertz.com/en/Grid-Data>
- [103] Amprion. (2016, 21/03/2016). *Grid data*. Available: <http://www.amprion.net/en/grid-data>
- [104] Transnet BW. (2016, 21/03/2016). *Key figures*. Available: <https://www.transnetbw.com/en/key-figures>
- [105] ENTSOE. (2016, 21/03/2016). *Day-ahead Prices*. Available: <https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/r2/dayAheadPrices/show>
- [106] M. Goedkoop, R. Heijungs, M. Huijbregts, A. De Schryver, J. Struijs, and R. van Zelm, "ReCiPe 2008," *A life cycle impact assessment method which comprises harmonised category indicators at the midpoint and the endpoint level*, vol. 1, 2009.
- [107] C. Bulle, M. Margni, S. Humbert, R. Rosenbaum, and O. Jolliet, "Impact World+," ed, 2014.
- [108] A. Levasseur, P. Lesage, M. Margni, L. Deschenes, and R. j. Samson, "Considering time in LCA: dynamic LCA and its application to global warming impact assessments," *Environmental science & technology*, vol. 44, pp. 3169-3174, 2010.

ANNEXES

ANNEXE A – TECHNOLOGIES DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

Tableau 22 : Détails des technologies de production d'électricité par source d'énergie en France

Source d'énergie	Technologie
Fioul	Turbine à combustion (TAC)
	Cogénérations
	Autres
Gaz	Turbine à combustion (TAC)
	Cogénérations
	Cycle combiné (CCG)
	Autres
Hydraulique	File de l'eau et éclusée
	Lacs
	STEP turbinage
EnR thermique	Déchets
	Biomasse
	Biogaz

ANNEXE B – MODÈLE DE PRODUCTION DÉTAILLÉE D'ÉLECTRICITÉ EN ALLEMAGNE

Tableau 23 : Moyennes et minimums des technologies de production de base entre janvier 2012 et décembre 2014 en Allemagne

Date	Moyenne Biomasse (GW)	Minimum Nucléaire (GW)	Moyenne Nucléaire (GW)	Moyenne Hydraulique (GW)	Minimum charbon (GW)	Moyenne Charbon (GW)
janv-12	4.5	8	12	2	10	15
févr-12	4.5	11	12	2	14	17
mars-12	4.5	8	12	2	8	16
avr-12	4.5	6	8	2	10	15
mai-12	4.5	7	9	3	11	14
juin-12	4.5	6	9	3	12	15
juil-12	4.5	5	9	3	12	15
août-12	4.5	10	12	3	11	14
sept-12	4.5	10	12	2	12	15
oct-12	4.5	5	12	2	13	15
nov-12	4.5	6	12	2	13	16
déc-12	4.5	8	10.5	2	8	15
janv-13	5	8	12	1.8	9	16
févr-13	5	9	12	1.8	12	17
mars-13	5	10	12	1.8	12	17
avr-13	5	8	10	1.8	12	16
mai-13	5	7	9	1.8	9	14
juin-13	5	6	9	1.8	9	15
juil-13	5	8	9	1.8	10	15
août-13	5	9	9	1.8	9	15
sept-13	5	4	10	1.8	10	15
oct-13	5	7.5	11	1.8	10	15
nov-13	5	9	11	1.8	12	16
déc-13	5	8	12	1.8	6	16
janv-14	5	9	12	1.5	10	16
févr-14	5	8	12	1.5	10	16
mars-14	5	8	12	1.5	8	16
avr-14	5	8	10	1.5	9	15
mai-14	5	7	8	1.5	7	15
juin-14	5	7	9	4	10	15
juil-14	5	7	8	4	7	14
août-14	5	8	9	4	6	14

sept-14	5	7	10	3	11	16
oct-14	5	9	12	2	8	17
nov-14	5	9	12	2	13	18
déc-14	5	8	12	2	6	15

Tableau 24 : Minimums et contributions des technologies de pointes en Allemagne entre janvier 2012 et décembre 2014

Date	Minimum Gaz (GW)	Gaz	Minimum Charbon (GW)	Charbon
janv-12	7	30%	3	70%
févr-12	7	30%	3	70%
mars-12	7	30%	3	70%
avr-12	6	30%	3	70%
mai-12	4	30%	3	70%
juin-12	4	30%	3	70%
juil-12	3	30%	3	70%
août-12	3	30%	3	70%
sept-12	6	30%	3	70%
oct-12	6	30%	3	70%
nov-12	7	30%	3	70%
déc-12	7	30%	3	70%
janv-13	7	30%	3	70%
févr-13	7	30%	3	70%
mars-13	7	30%	3	70%
avr-13	6	20%	3	80%
mai-13	4	20%	3	80%
juin-13	4	20%	3	80%
juil-13	3	20%	3	80%
août-13	3	20%	3	80%
sept-13	6	20%	3	80%
oct-13	6	20%	3	80%
nov-13	7	20%	3	80%
déc-13	7	20%	3	80%
janv-14	7	30%	3	70%
févr-14	7	30%	3	70%
mars-14	7	30%	3	70%
avr-14	6	30%	3	70%
mai-14	4	30%	3	70%
juin-14	4	30%	3	70%
juil-14	3	30%	3	70%

août-14	3	30%	3	70%
sept-14	6	30%	3	70%
oct-14	6	30%	3	70%
nov-14	7	30%	3	70%
déc-14	7	30%	3	70%

Tableau 25 : Résultats de la production d'électricité du modèle de 2012 à 2014

Année	Production totale (TWh)	Éolien (TWh)	Solaire (TWh)	Nucléaire (TWh)	Lignite (TWh)	Charbon (TWh)	Gaz (TWh)
2012	580	45	27	92	151	126	71
2013	570	45	29	89	150	120	68
2014	571	50	32	94	144	116	67

Tableau 26 : Statistiques réelles de la production d'électricité par source en Allemagne²⁰

Année	Production totale (TWh)	Éolien (TWh)	Solaire (TWh)	Nucléaire (TWh)	Lignite (TWh)	Charbon (TWh)	Gaz (TWh)
2012	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
2013	639	52	31	97	161	127	68
2014	628	57	36	97	156	119	61

²⁰<https://www.destatis.de/EN/FactsFigures/EconomicSectors/Energy/Production/Tables/GrossElectricityProduction.html>

ANNEXE C – PROCESSUS ET FACTEURS DE CONTRIBUTION

Tableau 27 : Facteurs de contribution pour les technologies des données primaires françaises

Technologie	Facteur	Processus (ecoInvent “Cut-off”)
Fioul - TAC	1	electricity production, oil, cut-off, S - FR
Fioul - Cogén.	1	heat and power co-generation, diesel, 200kW electrical, SCR-NOx reduction, cut-off, S
Fioul - Autres	1	electricity production, oil, cut-off, S - FR
Gaz - TAC	1	electricity production, natural gas, at conventional power plant, cut-off, S - FR
Gaz - Cogén.	1	heat and power co-generation, natural gas, conventional power plant, 100MW electrical, cut-off, S - GLO
Gaz - CCG	1	electricity production, natural gas, combined cycle power plant, cut-off, S - ROW
Gaz - Autres	0.25	treatment of coal gas, in power plant, cut-off, S - FR
	0.75	treatment of blast furnace gas, in power plant, cut-off, S - FR
Hydraulique - Fil de l'eau + éclusée	1	electricity production, hydro, run-of-river, cut-off, S - FR
Hydraulique - Lacs	1	electricity production, hydro, reservoir, alpine region, cut-off, S - FR
Hydraulique - STEP turbinage	1	electricity production, pumped storage modified, cut-off, S - GLO
EnR thermique - Déchets	1	electricity, from municipal waste incineration to generic market for electricity, medium voltage, cut-off, S - GLO
EnR thermique - Biomasse	1	heat and power co-generation, wood chips, 6667 kW, state-of-the-art 2014, cut-off, S - FR
EnR thermique - Biogaz	1	heat and power co-generation, biogas, gas engine, cut-off, S - FR
Charbon	1	electricity production, hard coal, cut-off, S - FR
Nucléaire	1	electricity production, nuclear, pressure water reactor, cut-off, S - FR
Éolien	0.08	electricity production, wind, <1MW turbine, onshore, cut-off, S - FR
	0.9	electricity production, wind, 1-3MW turbine, onshore, cut-off, S - FR
	0.02	electricity production, wind, >3MW turbine, onshore, cut-off, S - FR
Solaire	0.071	electricity production, photovoltaic, 3kWp facade installation, multi-Si, laminated, integrated, cut-off, S
	0.071	electricity production, photovoltaic, 3kWp facade installation, multi-Si, panel, mounted, cut-off, S

	0.071	electricity production, photovoltaic, 3kWp facade installation, single-Si, laminated, integrated, cut-off, S
	0.071	electricity production, photovoltaic, 3kWp facade installation, single-Si, panel, mounted, cut-off, S
	0.071	electricity production, photovoltaic, 3kWp flat-roof installation, multi-Si, cut-off, S
	0.071	electricity production, photovoltaic, 3kWp flat-roof installation, single-Si, cut-off, S
	0.071	electricity production, photovoltaic, 3kWp slanted-roof installation, a-Si, laminated, integrated, cut-off, S
	0.071	electricity production, photovoltaic, 3kWp slanted-roof installation, a-Si, panel, mounted, cut-off, S
	0.071	electricity production, photovoltaic, 3kWp slanted-roof installation, CdTe, laminated, integrated, cut-off, S
	0.071	electricity production, photovoltaic, 3kWp slanted-roof installation, CIS, panel, mounted, cut-off, S
	0.071	electricity production, photovoltaic, 3kWp slanted-roof installation, multi-Si, laminated, integrated, cut-off, S
	0.071	electricity production, photovoltaic, 3kWp slanted-roof installation, multi-Si, panel, mounted, cut-off, S
	0.071	electricity production, photovoltaic, 3kWp slanted-roof installation, single-Si, panel, mounted, cut-off, S
	0.071	electricity production, photovoltaic, 570kWp open ground installation, multi-Si, cut-off, S

Tableau 28 : Facteurs de contribution des technologies aux sources d'énergie en France

Source d'énergie	Facteur	Technologie
Fioul	0.07	Fioul - TAC
	0.70	Fioul - Cogén.
	0.23	Fioul - Autres
Gaz	0.003	Gaz - TAC
	0.60	Gaz - Cogén.
	0.32	Gaz - CCG
	0.077	Gaz - Autres
Hydraulique	0.678	Hydraulique - Fil de l'eau + éclusée
	0.244	Hydraulique - Lacs
	0.078	Hydraulique - STEP turbinage
EnR thermique	0.566	EnR thermique - Déchets
	0.214	EnR thermique - Biomasse

	0.220	EnR thermique - Biogaz
Charbon	1	Charbon
Nucléaire	1	Nucléaire
Eolien	1	Eolien
Solaire	1	Solaire

Tableau 29 : Facteurs de contribution des technologies et des processus aux types de production en Grande-Bretagne

Type de production	Facteur	Processus « ecoinvent » («Cut-off»)
Charbon	1	electricity production, hard coal, cut-off, S - GB
Nucléaire	1	electricity production, nuclear, pressure water reactor, cut-off, S - GB
Cycle Combiné	0.992	electricity production, natural gas, at conventional power plant, cut-off, S - GB
	0.006	treatment of blast furnace gas, in power plant, cut-off, S - GB
	0.002	treatment of coal gas, in power plant, cut-off, S - GB
Éolien	0.09	electricity production, wind, <1MW turbine, onshore, cut-off, S - GB
	0.182	electricity production, wind, >3MW turbine, onshore, cut-off, S - GB
	0.25	electricity production, wind, 1-3MW turbine, offshore, cut-off, S - GB
	0.478	electricity production, wind, 1-3MW turbine, onshore, cut-off, S - GB
Hydraulique	1	electricity production, hydro, run-of-river, cut-off, S - GB
Fioul	1	electricity production, oil, cut-off, S - GB
Turbine à combustion	0.992	electricity production, natural gas, at conventional power plant, cut-off, S - GB
	0.006	treatment of blast furnace gas, in power plant, cut-off, S - GB
	0.002	treatment of coal gas, in power plant, cut-off, S - GB
Autre	0.65	heat and power co-generation, biogas, gas engine, cut-off, S - GB
	0.35	heat and power co-generation, wood chips, 6667 kW, state-of-the-art 2014, cut-off, S - GB
Pompage	1	electricity production, pumped storage modified, cut-off, S

Tableau 30 : Facteurs de contribution des technologies et des processus aux sources d'énergie en Italie

Source d'énergie	Facteur	Technologie	Processus (« ecoinvent « V3.1 « Cut-off » »)
Géothermie	1		electricity production, geothermal, cut-off, S - IT
Hydraulique	0.245	Réservoir	electricity production, hydro, reservoir, alpine region, cut-off, S - IT
	0.302	STEP	electricity production, pumped storage modified, cut-off, S
	0.453	File de l'eau	electricity production, hydro, run-of-river, cut-off, S - IT
Solaire	1	Photovoltaïque	electricity production, photovoltaic, 570kWp open ground installation, multi-Si, cut-off, S
Éolien	0.343		electricity production, wind, <1MW turbine, onshore, cut-off, S - IT
	0.594		electricity production, wind, 1-3MW turbine, onshore, cut-off, S - IT
	0.063		electricity production, wind, >3MW turbine, onshore, cut-off, S - IT
Thermique	0.20	Charbon	electricity production, hard coal, cut-off, S - IT
	0.5725	Gaz naturel, TAC	electricity production, natural gas, at conventional power plant, cut-off, S - IT
	0.0215	Gaz dérivé	treatment of blast furnace gas, in power plant, cut-off, S - IT
	0.0292	Fioul	electricity production, oil, cut-off, S - IT
	0.0959	Autre (solide)	electricity production, hard coal, cut-off, S - IT
	0.0199	Autre (gaz)	treatment of blast furnace gas, in power plant, cut-off, S - IT
	0.0099	Déchets solides	electricity, from municipal waste incineration to generic market for electricity, medium voltage, cut-off, U
	0.0118	Biomasse	heat and power co-generation, wood chips, 6667 kW, state-of-the-art 2014, cut-off, S - IT
	0.0211	Biogaz	heat and power co-generation, biogas, gas engine, cut-off, S - IT
0.0142	Bio liquide	heat and power co-generation, biogas, gas engine, cut-off, S - IT	

Tableau 31 : Facteurs de contribution des technologies et des processus aux sources d'énergie en Belgique

Source d'énergie	Facteur	Technologie	Processus («ecoinvent «Cut-off»)
Fioul	0.0968	Diesel (D)	electricity production, oil, cut-off, S - BE
	0.9032	Turbine à combustion	electricity production, oil, cut-off, S - BE
Charbon	0.0165	Gaz pulvérisé - Cogénération	treatment of blast furnace gas, in power plant, cut-off, S - BE
	0.7464	Classique	electricity production, hard coal, cut-off, S - BE
	0.2371	Jet turbo	treatment of coal gas, in power plant, cut-off, S - BE
Gaz	0.0466	Gaz de haut fourneau - Classique	treatment of blast furnace gas, in power plant, cut-off, S - BE
	0.7274	Cycle combiné	electricity production, natural gas, combined cycle power plant, cut-off, S - ROW
	0.0593	Classique	electricity production, natural gas, at conventional power plant, cut-off, S - BE
	0.0454	Turbine à combustion	electricity production, natural gas, at conventional power plant, cut-off, S - BE
	0.1213	Cogénération	heat and power co-generation, natural gas, combined cycle power plant, 400MW electrical, cut-off, S
Nucléaire	1		electricity production, nuclear, pressure water reactor, cut-off, S - BE
Hydraulique	1		electricity production, hydro, run-of-river, cut-off, S - BE
Éolien	0.0991		electricity production, wind, >3MW turbine, onshore, cut-off, S - BE
	0.0300		electricity production, wind, <1MW turbine, onshore, cut-off, S - BE
	0.0290		electricity production, wind, 1-3MW turbine, offshore, cut-off, S - BE
	0.8418		electricity production, wind, 1-3MW turbine, onshore, cut-off, S - BE
Autre	0.5464	Biomasse	heat and power co-generation, wood chips, 6667 kW, state-of-the-art 2014, cut-off, S - BE
	0.0292	Biogaz - Cycle combiné	electricity production, natural gas, combined cycle power plant, cut-off, S - ROW

	0.3221	Déchets	electricity, from municipal waste incineration to generic market for electricity, medium voltage, cut-off, U
	0.1022	Cogénération	heat and power co-generation, biogas, gas engine, cut-off, S - BE

Tableau 32 : Facteurs de contribution des technologies et des processus aux sources d'énergie en Espagne

Source d'énergie	Facteur	Technologie	Processus («ecoinvent «Cut-off»»)
Nucléaire	0.85	Eau pressurisée	electricity production, nuclear, pressure water reactor, cut-off, S - ES
	0.15	Eau bouillante	electricity production, nuclear, boiling water reactor, cut-off, S - ES
Charbon	0.975	Classique	electricity production, hard coal, cut-off, S - ES
	0.019	Gaz pulvérisé	treatment of blast furnace gas, in power plant, cut-off, S - ES
	0.006	Gaz de haut fourneau	treatment of coal gas, in power plant, cut-off, S - ES
Fioul	1	Turbine à combustion	electricity production, oil, cut-off, S - ES
Gaz	1	Cycle combiné	electricity production, natural gas, combined cycle power plant, cut-off, S - ROW
Hydraulique	0.60	File de l'eau	electricity production, hydro, run-of-river, cut-off, S - ES
	0.30	Réservoir	electricity production, hydro, reservoir, non-alpine region, cut-off, S - ES
	0.10	STEP	electricity production, pumped storage modified, cut-off, S
Solaire	1	Photovoltaïque	electricity production, photovoltaic, 570kWp open ground installation, multi-Si, cut-off, S
Éolien	0.015		electricity production, wind, >3MW turbine, onshore, cut-off, S - ES
	0.3774		electricity production, wind, <1MW turbine, onshore, cut-off, S - ES
	0.6076		electricity production, wind, 1-3MW turbine, onshore, cut-off, S - ES
Auto production	0.018	Biogaz	heat and power co-generation, biogas, gas engine, cut-off, S - ES
	0.070	Biomasse	heat and power co-generation, wood chips, 6667 kW, state-of-the-art 2014, cut-off, S - ES

	0.030	Déchets	electricity, from municipal waste incineration to generic market for electricity, medium voltage, cut-off, U
	0.800	Cogénération	heat and power co-generation, natural gas, combined cycle power plant, 400MW electrical, cut-off, S

Tableau 33 : Facteurs de contribution des technologies et des processus aux sources d'énergie en Allemagne

Source d'énergie	Technologie	Facteur	Processus («ecoinvent «Cut-off»»)
Base	Biomasse	0.426	heat and power co-generation, wood chips, 6667 kW, state-of-the-art 2014, cut-off, S - DE
	Hydraulique – File de l'eau	0.161	electricity production, hydro, run-of-river, cut-off, S - DE
	Hydraulique - Réservoir	0.032	electricity production, hydro, reservoir, non-alpine region, cut-off, S - DE
	Fioul	0.056	electricity production, oil, cut-off, S - DE
	Déchets	0.060	heat and power co-generation, biogas, gas engine, cut-off, S - DE
	Autre	0.265	electricity production, geothermal, cut-off, S - DE
Éolien		0.087	electricity production, wind, >3MW turbine, onshore, cut-off, S - DE
		0.162	electricity production, wind, <1MW turbine, onshore, cut-off, S - DE
		0.748	electricity production, wind, 1-3MW turbine, onshore, cut-off, S - DE
		0.002	electricity production, wind, 1-3MW turbine, offshore, cut-off, S - DE
Solaire	Photovoltaïque	1	Voir processus solaire France
Nucléaire	Eau bouillante	0.213	electricity production, nuclear, boiling water reactor, cut-off, S - DE
	Eau pressurisée	0.787	electricity production, nuclear, pressure water reactor, cut-off, S - DE
Lignite	Classique	1	electricity production, lignite, cut-off, S - DE
Gaz	Turbine à combustion	1	electricity production, natural gas, at conventional power plant, cut-off, S - DE
Charbon	Classique	1	electricity production, hard coal, cut-off, S - DE

ANNEXE D – PERTES ET FACTEURS DES PROCESSUS DE TRANSMISSION

Tableau 34 : Facteurs de transmission et de pertes pour les pays à l'étude

Pays	Market for transmission network, electricity, high voltage (km/kWh)	Market for transmission network, long-distance (km/kWh)	Facteur perte
France	6.58E-09	3.17E-10	1.02574
Grande-Bretagne	6.58E-09	3.17E-10	1.02886
Italie	6.58E-09	3.17E-10	1.0234
Espagne	6.58E-09	3.17E-10	1.02028
Belgique	6.58E-09	3.17E-10	1.01872
Allemagne	6.58E-09	3.17E-10	1.02067

ANNEXE E – CADRE THÉORIQUE DES RÉGRESSIONS MULTILINÉAIRES

Définition et utilité

Les régressions multilinéaires servent à prédire la valeur d'une variable à partir d'observations de plusieurs variables. La variable dépendante est la variable que l'on veut prédire et les variables indépendantes sont les variables d'entrées du modèle. La forme de la régression est représentée par l'Équation 15.

$$Y = \underbrace{a_0 + a_1 * X_1 + \dots + a_n * X_n}_{Y^*} + \epsilon$$

Équation 15 : Régression multilinéaire à « n » variables indépendantes.

Où :

- Y est le vecteur contenant les mesures de la variable dépendante observée ;
- Y^* est le vecteur contenant les prédictions de la variable dépendante ;
- a_i est un scalaire constant, coefficient linéaire du vecteur de la variable indépendante observée X_i ;
- ϵ est le vecteur contenant les erreurs résiduelles de la régression.

Les régressions multilinéaires sont réalisées à partir des observations des variables Y et X_i afin d'obtenir les coefficients a_i . Le logiciel SPSS est utilisé pour réaliser ces régressions.

Hypothèses du cadre théorique²¹

Lorsqu'une régression multilinéaire est conduite, les résultats doivent vérifier plusieurs hypothèses afin d'être jugés pertinents.

- Tout d'abord, une relation linéaire entre la variable dépendante et chaque variable indépendante doit être visuellement obtenue. Pour cela il suffit de tracer un graphique de la variable dépendante en fonction de la variable indépendante.

²¹Tirées de : <https://statistics.laerd.com/spss-tutorials/linear-regression-using-spss-statistics.php>

- Les données prédites ne doivent pas contenir de valeurs aberrantes, c'est-à-dire qu'aucune valeur observée ne doit différer trop significativement de la valeur calculée par la régression linéaire. Cette hypothèse est vérifiée si les erreurs Studentisées (Studentized Deleted Residuals SDR) sont inférieures en valeur absolue à 3.
- Les erreurs doivent avoir une distribution qui suit la loi Normale. Cette hypothèse est vérifiée en traçant l'histogramme des erreurs normalisées.
- Il doit y avoir indépendance des observations, c'est-à-dire que les observations ne s'influencent pas les unes avec les autres. Cette hypothèse est vérifiée si le coefficient de Durbin-Watson est compris entre 1,5 et 2,5.
- La variance des erreurs de la régression doit être la même pour chaque observation, autrement dit il doit y avoir homoscedasticité. Cette hypothèse est vérifiée si le graphique des résidus de Student avec les valeurs prédites non-normalisées est homogène des deux côtés de la ligne du zéro.
- Aucun point ne doit être trop influent. Cette propriété est vérifiée si les coefficients de l'effet levier (leverage value LV) sont inférieurs à 0,5 et si les distance de Cook (Cook's distance CD) sont inférieures à 1.

ANNEXE F – RÉSULTATS DES RÉGRESSIONS MULTILINÉAIRES

Résultats des coefficients de génération utilisant l'approche attributionnelle

Tableau 35 : Résultats des paramètres des régressions multilinéaires pour l'approche attributionnelle

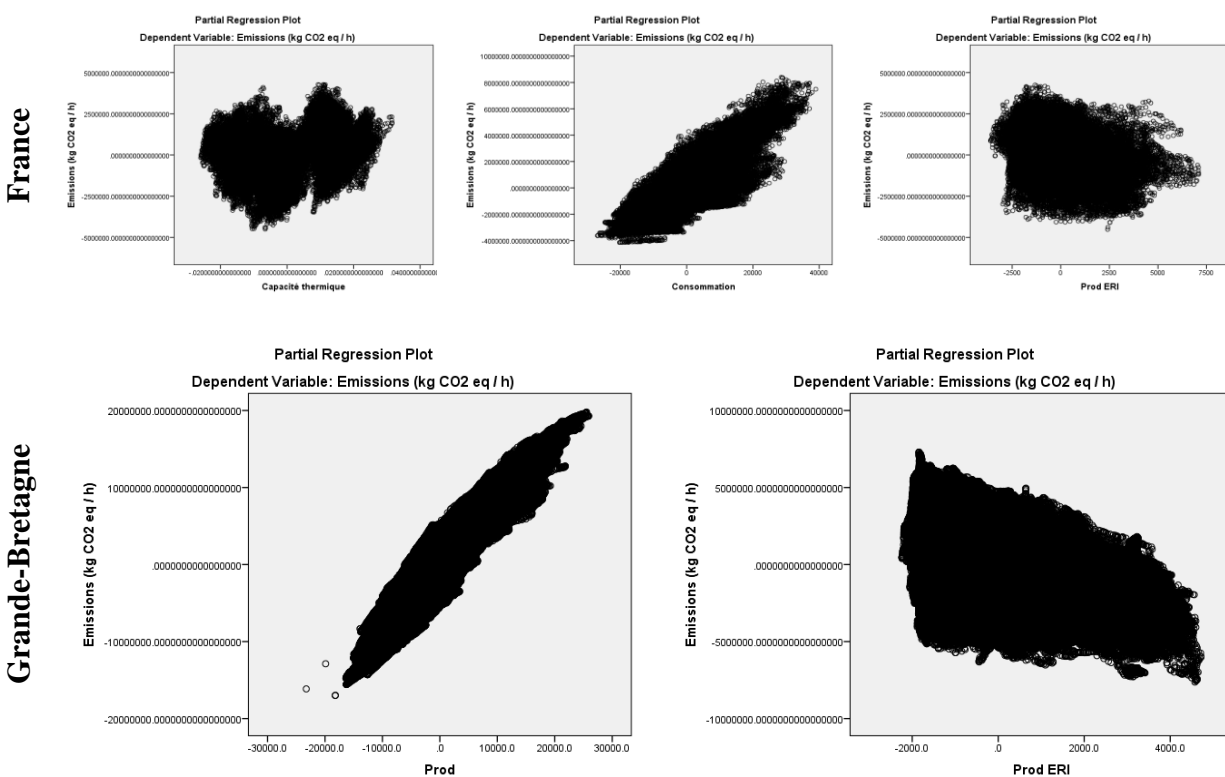
	France	Grande-Bretagne	Allemagne	Belgique	Italie	Espagne
Durbin-Watson	0,027	0,186	0,169	0,004	0,001	0,003
Max abs(SDR)	3,534	3,234	3,817	2,746	3,403	4,126
Max LV et CD	0 ; 0,001	0 ; 0	0,006 ; 0,013	0 ; 0	0,001 ; 0,002	0 ; 0

Commentaires sur la vérification des hypothèses :

- Une relation linéaire visuelle existe entre les taux d'émissions de GES et le niveau de la production / consommation pour tous les pays sur la Figure 10. Cette estimation visuelle est moins claire entre les taux d'émissions de GES et le niveau de production d'ERI sauf pour l'Allemagne et l'Italie.
- Les erreurs Studentisées (Studentized Deleted Residuals SDR) sont en général supérieures en valeur absolue à 3 sauf pour la Belgique. Ce qui indique que des erreurs importantes existent entre les prévisions et les observations.
- La Figure 11 montre les distributions des erreurs des régressions. Ces distributions peuvent être approximées par la loi Normale.
- Le coefficient de Durbin-Watson est toujours inférieur à 1 pour toutes les régressions. Ainsi, les observations ne sont pas indépendantes. Ceci est normal puisque la valeur d'un taux d'émissions à un instant donné dépend du taux d'émissions précédent. Les technologies de production ne possèdent généralement pas de grandes variations entre plusieurs instants qui se suivent. La régression multilinéaire ne considère pas l'ordre chronologique sauf à travers ces variables indépendantes. C'est une première limite aux régressions.

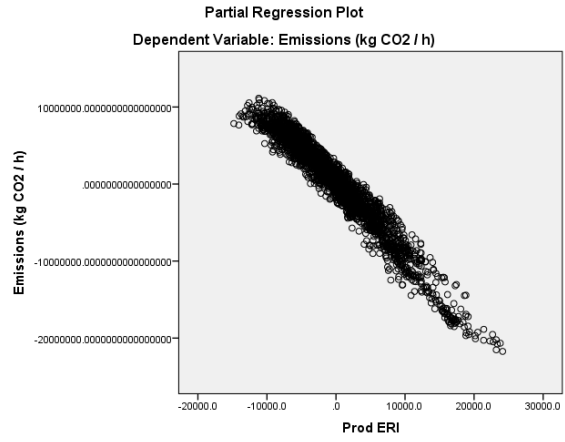
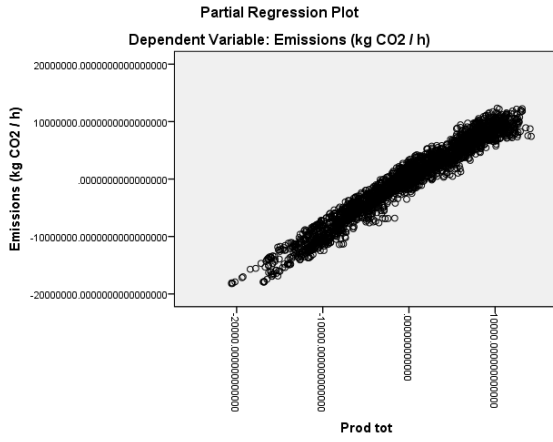
- L'homoscédasticité²² représentée Figure 12 n'est pas complètement vérifiée pour les différentes régressions. Les graphiques pour la France et l'Espagne montrent des faiblesses d'homogénéité pour les valeurs prédites les plus faibles. On remarque que les erreurs pour ces valeurs prédites sont plutôt positives ce qui indique que plus les taux d'émissions calculés sont bas, plus ils ont tendance à surévaluer les observations.
- Pour toutes les régressions, aucun point n'a trop d'influence sur la régression parce que les valeurs des effets levier (leverage value LV) et des distance de Cook (Cook's distance CD) sont inférieures à 0,5 et 1.

Figure 10 : Graphiques des variables dépendantes en fonction des variables indépendantes des régressions multilinéaires pour l'approche attributionnelle

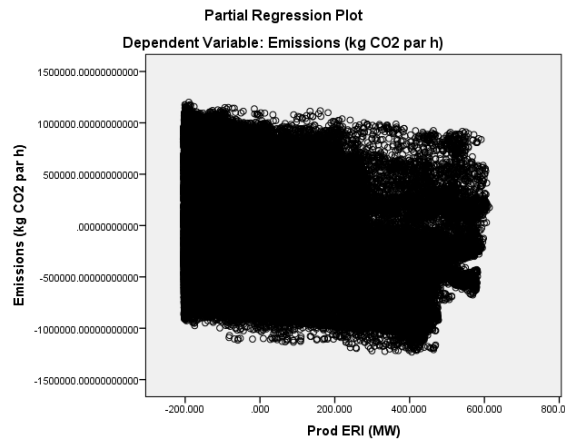
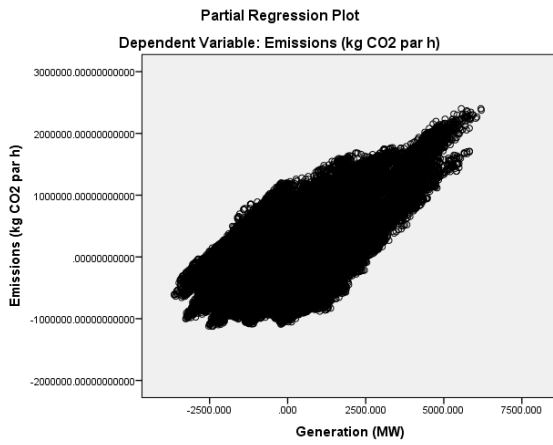


²² Explication tirée de : <https://www.statisticssolutions.com/homoscedasticity/>

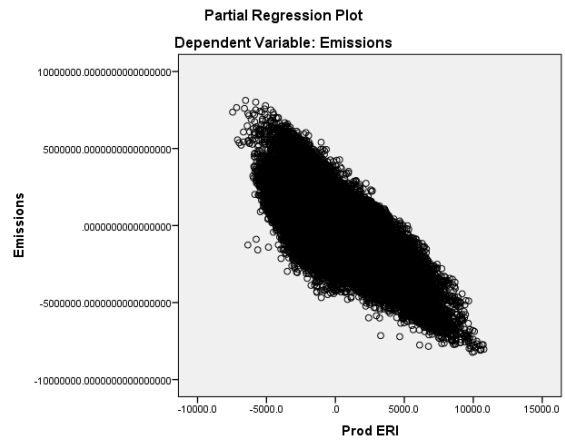
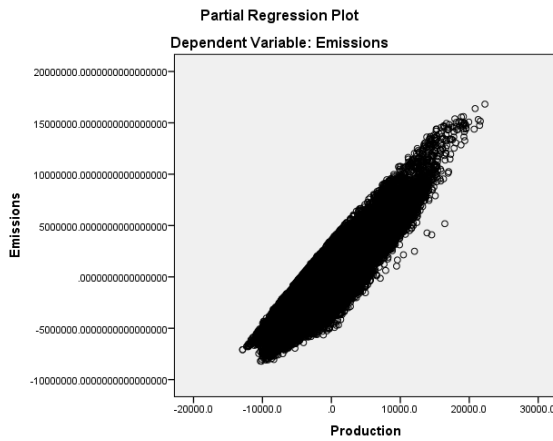
Allemagne



Belgique



Italie



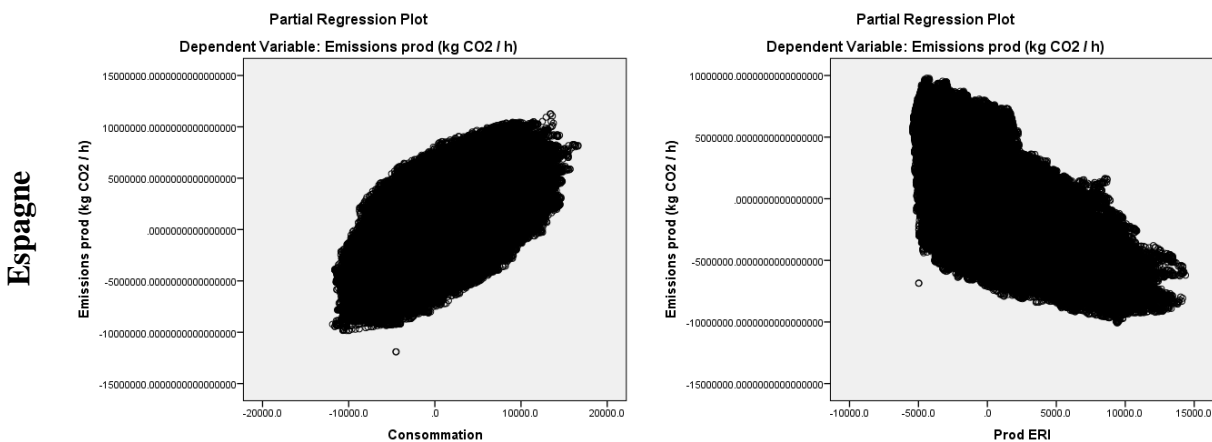
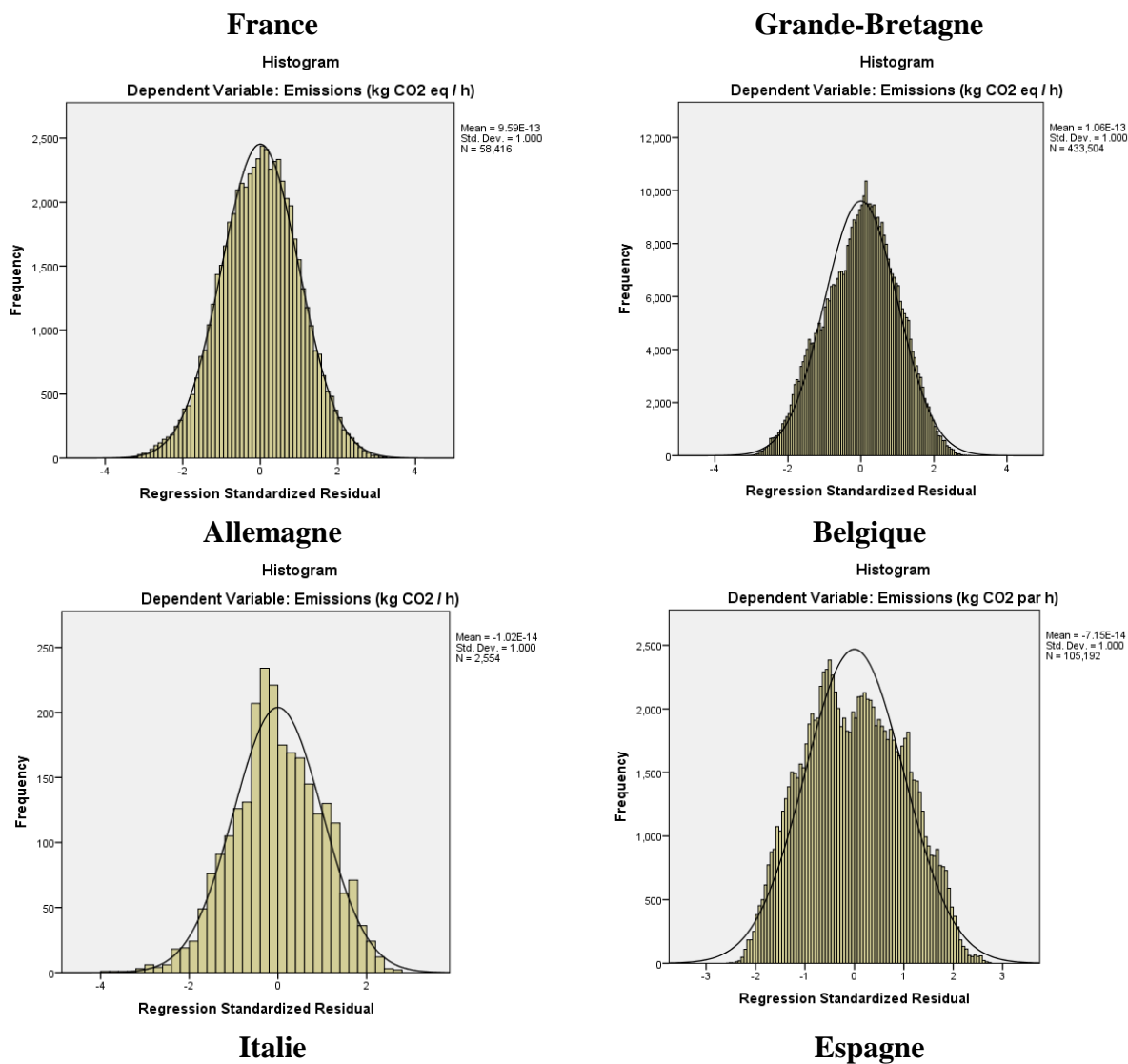


Figure 11 : Distributions des erreurs des régressions multilinéaires pour l'approche attributionnelle



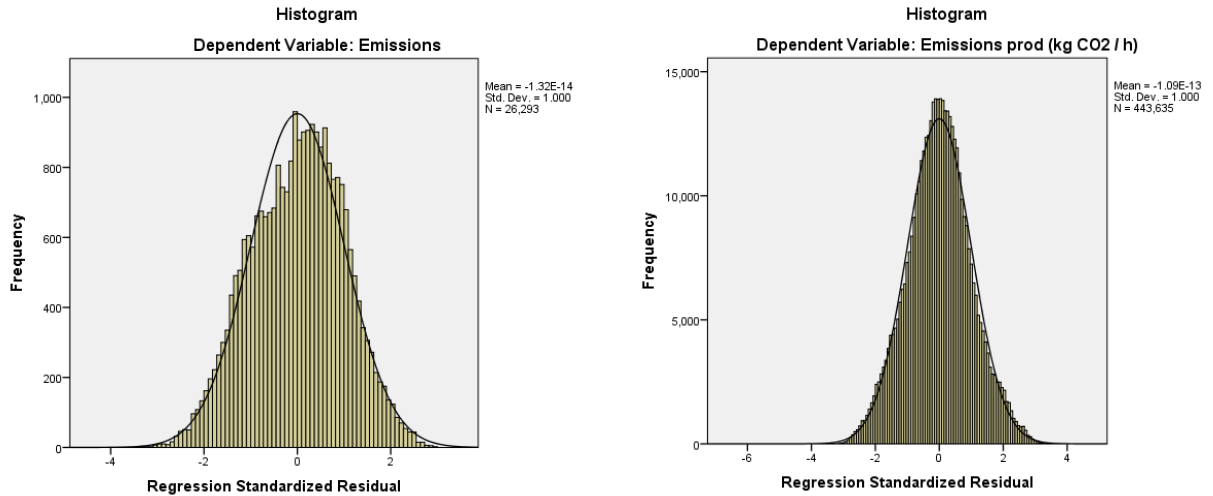
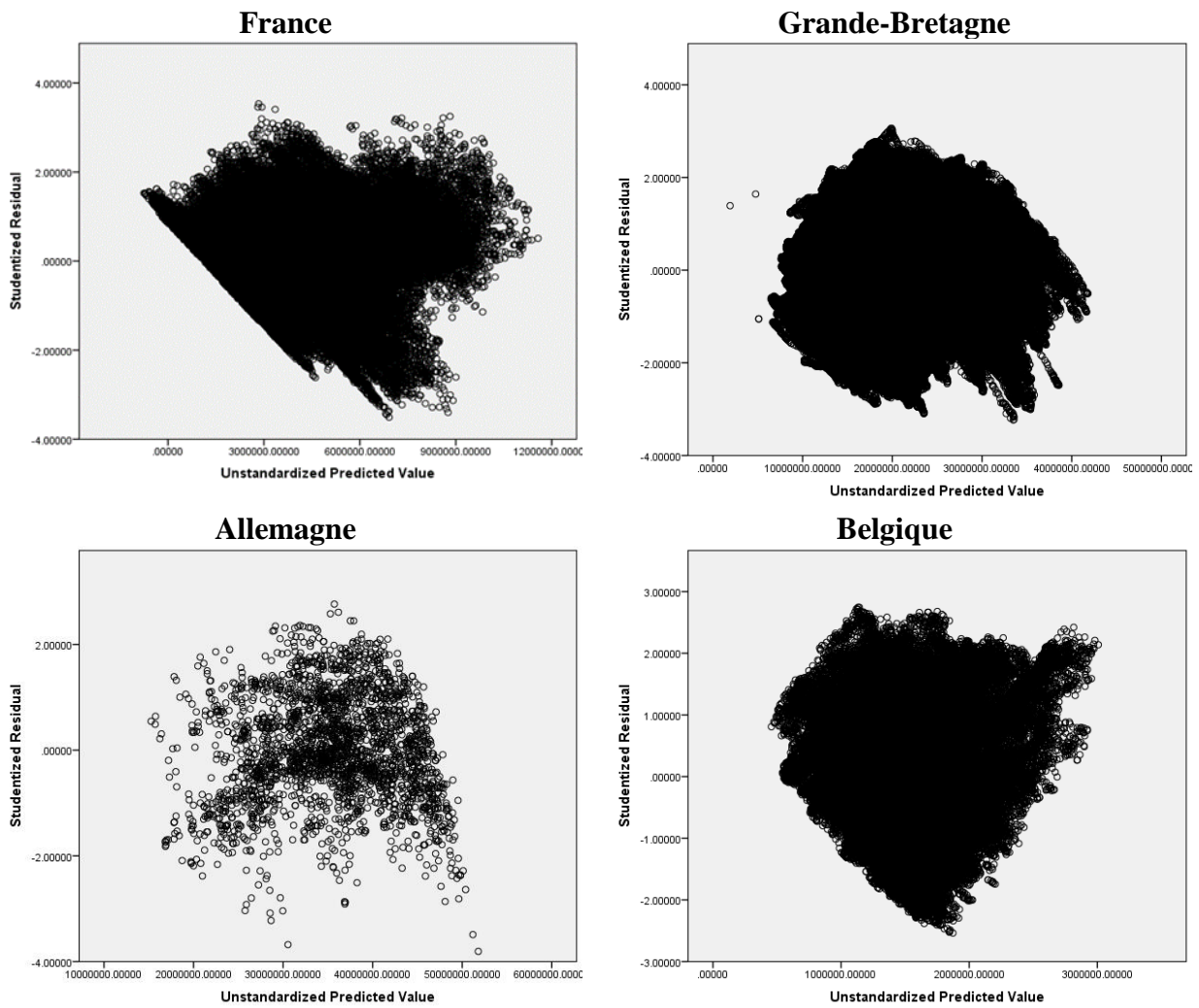
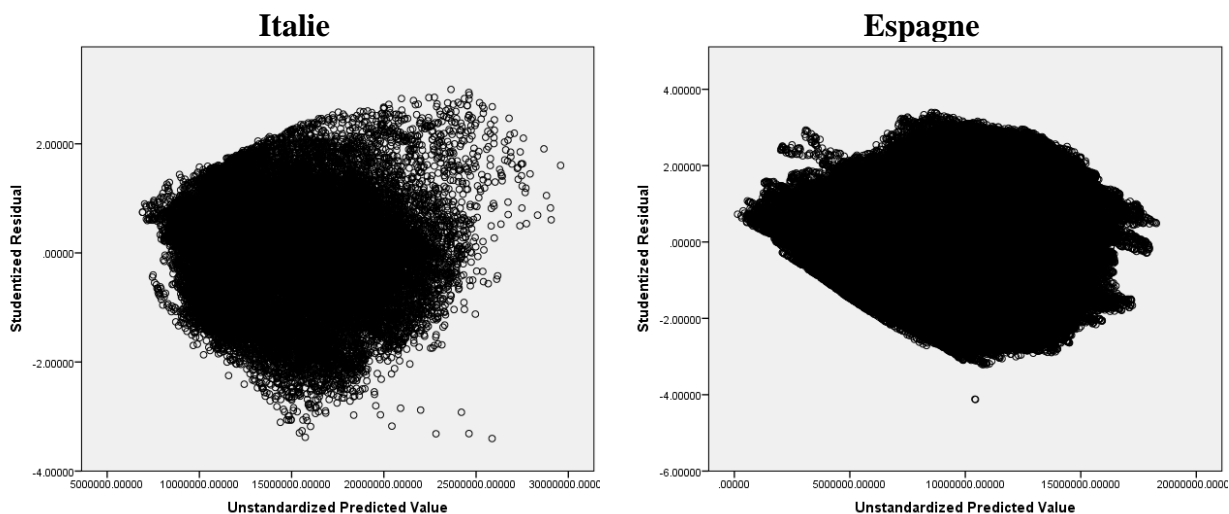


Figure 12 : Graphiques des résidus de Student en fonction des valeurs prédites non-normalisées des régressions multilinéaires pour l’approche attributionnelle



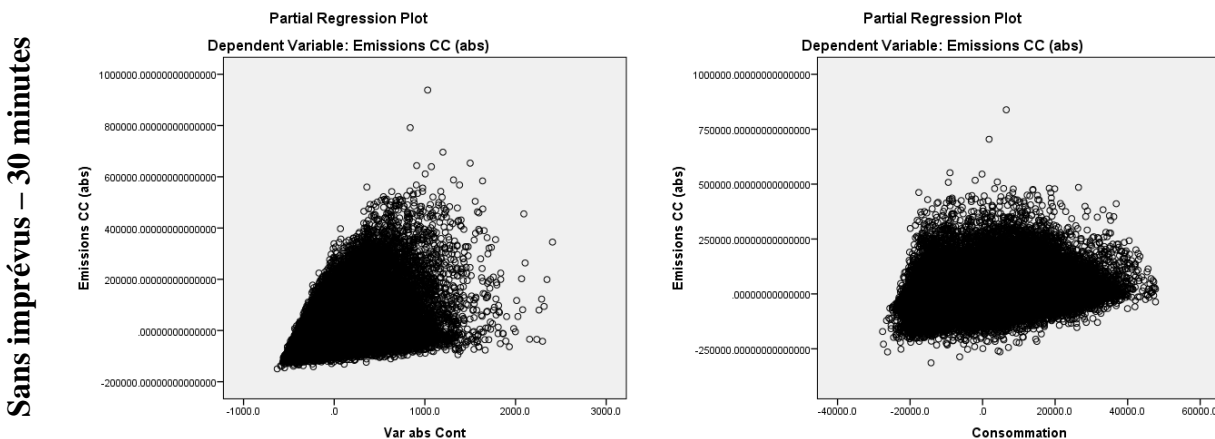


Résultats des coefficients de génération utilisant l’approche attributionnelle

Tableau 36 : Résultats des paramètres des régressions multilinéaires pour l’approche conséquentielle

	Sans imprévus – 30 minutes	Avec imprévus – 30 minutes
Durbin-Watson	1,047	1,505
Max abs(SDR)	12,3	10,1
Max LV et CD	0,001 ; 0,009	0,004 ; 0,001

Figure 13 : Graphiques des variables dépendantes en fonction des variables indépendantes des régressions multilinéaires pour l’approche attributionnelle



Sans imprévus – 30 minutes

Avec imprévis – 30 minutes

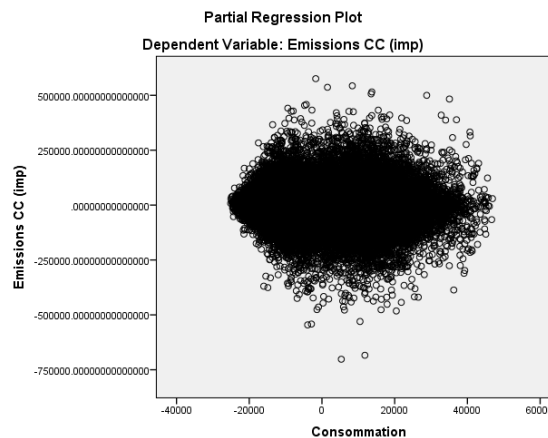
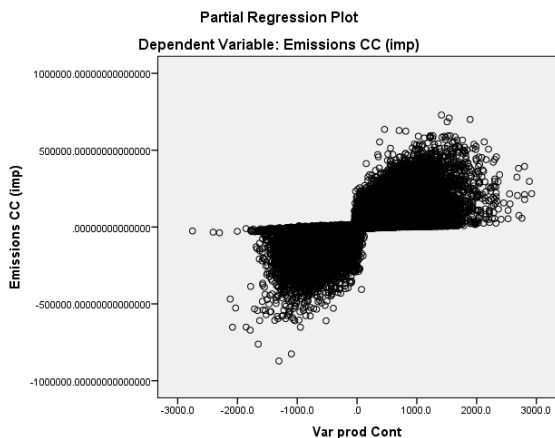
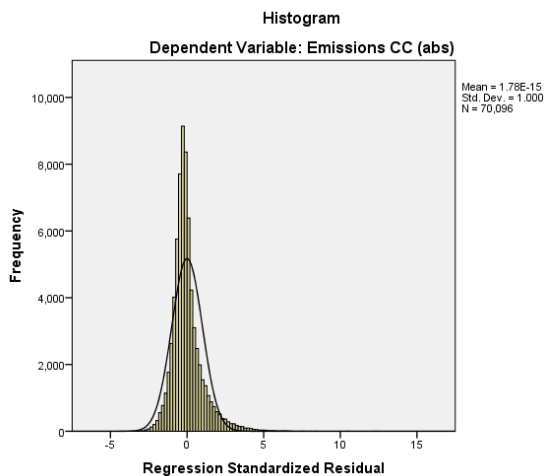


Figure 14 : Distributions des erreurs des régressions multilinéaires pour l'approche consécutuelle

Sans imprévis – 30 minutes



Avec imprévis – 30 minutes

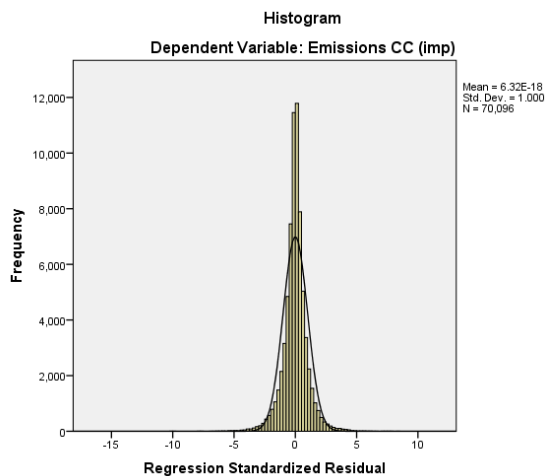
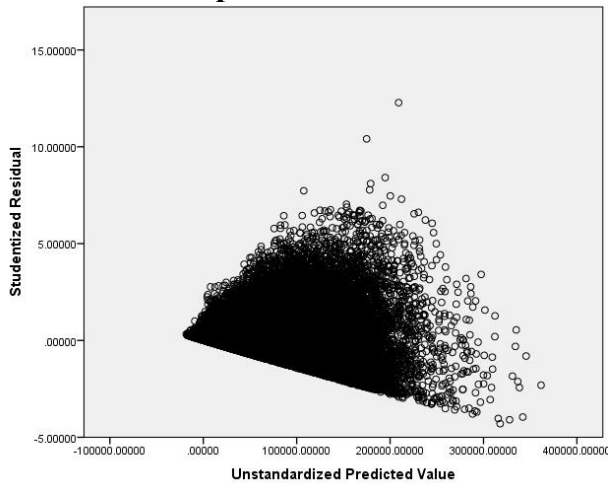
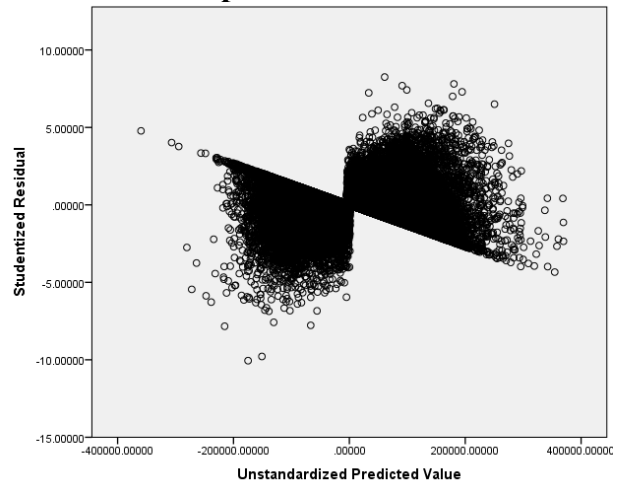


Figure 15 : Graphiques des résidus de Student en fonction des valeurs prédites non-normalisées des régressions multilinéaires pour l'approche consécutuelle

Sans imprévus – 30 minutes**Avec imprévus – 30 minutes**

ANNEXE G – SCRIPTS DU LOGICIEL SAHI

Récupération des données de production solaire en Allemagne sur le site EEX.

```
//URL      http://www.eex-transparency.com/homepage/power/germany/production/usage/actual-
solar-power-generation-/actual-solar-power-generation-table-
var $data = [];
var $mois;
var $jour = 31;
for (var $k=0; $k<20; $k++){
  _click(_textbox(1));
  $mois = _getText(_span("ui-datepicker-month"));
  if ($mois=="January" || $mois=="March" || $mois=="May" || $mois=="July" || $mois=="August"
  || $mois=="October" || $mois=="December"){
    $jour = 31;
  } else if($mois=="February"){
    $jour = 28;
  }else {
    $jour =30;}
  for (var $j=0; $j < $jour ; $j++){
    _click(_textbox(1));
    _click(_link(486 + $j));
    _wait(10);
    if (_isVisible(_paragraph("There is no data reported."))==false){
      for (var $i=0; $i<50; $i++){
        $data[$i]
        [_getCellText(_cell(5*$i)),_getCellText(_cell(5*$i+1)),_getCellText(_cell(5*$i+2)),_getCellText(
        _cell(5*$i+3)),_getCellText(_cell(5*$i+4))]}
        _click(_link(474));
        for (var $i=0; $i<46; $i++){
          $data[$i+50]
          [_getCellText(_cell(5*$i)),_getCellText(_cell(5*$i+1)),_getCellText(_cell(5*$i+2)),_getCellText(
          _cell(5*$i+3)),_getCellText(_cell(5*$i+4))]}
          _writeCSVFile($data, "data.csv", false);}}
        _click(_textbox(1));
        _click(_span("Prev"));
        _click(_link(486));}
```

Récupération des données de production éolienne en Allemagne sur le site EEX.

```
//URL      http://www.eex-transparency.com/homepage/power/germany/production/usage/actual-
solar-power-generation-/actual-solar-power-generation-table-
var $data = [];
var $mois;
var $jour = 31;
for (var $k=0; $k<20; $k++){
  _click(_textbox(1));
```

```

$mois = _getText(_span("ui-datepicker-month"));
if ($mois=="January" || $mois=="March" || $mois=="May" || $mois=="July" || $mois=="August"
|| $mois=="October" || $mois=="December"){
$jour = 31;
} else if($mois=="February"){
$jour = 28;
} else {
$jour =30;}
for (var $j=0; $j < $jour ; $j++){
_click(_textbox(1));
_click(_link(486 + $j));
_wait(10);
if (_isVisible(_paragraph("There is no data reported."))==false){
for (var $i=0; $i<50; $i++){
$data[$i] =
[_getCellText(_cell(5*$i)),_getCellText(_cell(5*$i+1)),_getCellText(_cell(5*$i+2)),_getCellText
(_cell(5*$i+3)),_getCellText(_cell(5*$i+4))]
_click(_link(474));
for (var $i=0; $i<46; $i++){
$data[$i+50] =
[_getCellText(_cell(5*$i)),_getCellText(_cell(5*$i+1)),_getCellText(_cell(5*$i+2)),_getCellText
(_cell(5*$i+3)),_getCellText(_cell(5*$i+4))]
_writeCSVFile($data, "data.csv", false);}}
_click(_textbox(1));
_click(_span("Prev"));
_click(_link(486));}

```

Récupération des données de production détaillée en Allemagne sur le site EEX.

```

//URL http://www.eex-transparency.com/homepage/power/germany/production/usage/actual-
production-of-generating-units-100-mw-/actual-production-of-generating-units-100-mw-table-
var $data = [];
var $mois;
var $jour = 31;
for (var $k=0; $k<20; $k++){
_click(_textbox(1));
$mois = _getText(_span("ui-datepicker-month"));
if ($mois=="January" || $mois=="March" || $mois=="May" || $mois=="July" || $mois=="August"
|| $mois=="October" || $mois=="December"){
$jour = 31;
} else if($mois=="February"){
$jour = 28;
} else {
$jour =30;}
for (var $j=0; $j < $jour ; $j++){
_click(_textbox(1));
_click(_link(485 + $j));

```



```

_wait(10);
if (!_isVisible(_paragraph("There is no data reported."))){
for (var $i=0; $i<24; $i++){
$data[$i]
[_getCellText(_cell(12*$i)),_getCellText(_cell(12*$i+1)),_getCellText(_cell(12*$i+2)),_getCellText(_cell(12*$i+3)),_getCellText(_cell(12*$i+4)),_getCellText(_cell(12*$i+5)),_getCellText(_cell(12*$i+6)),_getCellText(_cell(12*$i+7)),_getCellText(_cell(12*$i+8)),_getCellText(_cell(12*$i+9)),_getCellText(_cell(12*$i+10)),_getCellText(_cell(12*$i+11))]}
_writeCSVFile($data, "data.csv", false);}
_click(_textbox(1));
_click(_span("Prev"));
_click(_link(485));}

```

Récupération des données de prix de l'électricité en France sur le site ENTSO-E.

```

//UR https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/r2/dayAheadPrices/show?name=&defaultValue=false&viewType=TABLE&areaType=BZN&atch=false&dateTime.dateTime=06.01.2015+00:00|CET|DAY&biddingZone.values=CTY|10YFR-RTE-----C!BZN|10YFR-RTE-----C&dateTime.timezone=CET_CEST&dateTime.timezone_input=CET+(UTC+1)+/+CEST+(UTC+2)
var $data = [];
for (var $j=0;$j<400; $j++){
for (var $i=0; $i<24; $i++){
$data[$i] = [_getCellText(_textbox(1)),_getCellText(_cell(2*$i)),_getCellText(_span(5+$i))]}
_writeCSVFile($data, "data.csv", false);
_click(_div("datepicker-arrow-right"));}

```

ANNEXE H – SCRIPTS VBA

Recherche du minimum journalier de l'indicateur

```

Sub Optimisation_min()
Dim k As Long
'k indice des lignes de sheet
Dim min As Single
Dim i As Integer
Dim j As Integer
Dim col As Integer
col = 15
k = 2
i = 0
While Not IsEmpty(Sheets("Optimisation aACV 1 h").Cells(k, 1).Value)
i = 0
j = 0
Range(Cells(k, col - 2), Cells(k + 47, col - 2)).Select
min = Application.WorksheetFunction.min(Selection)
While i < 48 And j = 0
If Cells(k + i, col - 2).Value = min Then
Cells(k + i, col).Value = 1
j = 1
End If
i = i + 1
Wend
k = k + 48
Wend
End Sub

```

Recherche du maximum journalier de l'indicateur

```

Sub Optimisation_max()
Dim k As Long
'k indice des lignes de sheet
Dim min As Single
Dim i As Integer
Dim j As Integer
Dim col As Integer
col = 14
k = 2
i = 0
While Not IsEmpty(Sheets("Optimisation aACV 1 h").Cells(k, 1).Value)
i = 0
j = 0
Range(Cells(k, col - 1), Cells(k + 47, col - 1)).Select
min = Application.WorksheetFunction.max(Selection)
While i < 48 And j = 0
If Cells(k + i, col - 1).Value = min Then

```

```
Cells(k + i, col).Value = 1  
j = 1  
End If  
i = i + 1  
Wend  
k = k + 48  
Wend  
End Sub
```

ANNEXE I – ANNEXES DE L'ARTICLE

Appendix A – Model for detailed electricity production in Germany

Detailed data for electricity generation with a real-time consideration in Germany are not available online. We carried out a model based on the following data:

- Solar, wind and total generation in real-time of the four German operators described Table 6 ;
- Annual statistics for each source²³ ;
- Distinctions between base-load generators and peaking plants described Table 7;
- Visual estimations of the minimum, the maximum, the mean of each source and the contribution of each peaking plant per month²⁴.

Operator	URL link	Data used
50 hertz	http://www.50hertz.com/en/Grid-Data	« Generation output » ; « Wind power » ; « Photovoltaics »
Amprion	http://www.amprion.net/en/grid-data	« Generation in the control area » ; « Wind power infeed » ; « Photovoltaic infeed »
TenneT	https://www.tennetso.de/site/en/Transparency/publications/network-figures/overview	« Load Curve » ; « Wind energy feed-in » ; « Photovoltaic energy feed-in »
Transnet BW	https://www.transnetbw.com/en/key-figures	« Load Curve » ; « Wind infeed » ; « Photovoltaic infeed »

Table 6: Data used per German operator

Base-load energy sources	Peaking energy sources
Hydraulic, nuclear, biomass, waste, mineral oil products and lignite	Gas and hard coal

Table 7: Description of base-load and peaking power plants

²³

<https://www.destatis.de/EN/FactsFigures/EconomicSectors/Energy/Production/Tables/GrossElectricityProduction.html>

²⁴<http://www.agora-energiwende.de/en/topics/-agothem-/Produkt/produkt/76/Agorameter/>

Appendix B – Processes and contribution factors

The contribution factors are based on national reports of electricity generation, national reports of capacity installed, international reports or the processes “*Market for electricity production, U*” of each country derived from the database ecoInvent. For the transmission network of electricity, the processes “*Market for transmission network, long-distance – GLO*” and “*Market for transmission network, electricity, high voltage – GLO*” are used with the same factors encompassed in the ecoInvent database.

France

Technology	Factor	Process (ecoInvent “Cut-off”)
<i>Oil – Combustion turbine</i>	1	electricity production, oil, cut-off, S - FR
<i>Oil – cogeneration</i>	1	heat and power co-generation, diesel, 200kW electrical, SCR-NOx reduction, cut-off, S
<i>Oil - other</i>	1	electricity production, oil, cut-off, S - FR
<i>Gas - TAC</i>	1	electricity production, natural gas, at conventional power plant, cut-off, S - FR
<i>Gas – cogeneration</i>	1	heat and power co-generation, natural gas, conventional power plant, 100MW electrical, cut-off, S - GLO
<i>Gas – Combined cycle</i>	1	electricity production, natural gas, combined cycle power plant, cut-off, S - ROW
<i>Gas – other</i>	0.25	treatment of coal gas, in power plant, cut-off, S - FR
	0.75	treatment of blast furnace gas, in power plant, cut-off, S - FR
<i>Hydraulics – run-of-river</i>	1	electricity production, hydro, run-of-river, cut-off, S - FR
<i>Hydraulics reservoir</i>	– 1	electricity production, hydro, reservoir, alpine region, cut-off, S - FR
<i>Hydraulics pumped storage</i>	– 1	electricity production, pumped storage modified, cut-off, S - GLO
<i>Thermal – waste</i>	1	electricity, from municipal waste incineration to generic market for electricity, medium voltage, cut-off, S - GLO
<i>Thermal - Biomass</i>	1	heat and power co-generation, wood chips, 6667 kW, state-of-the-art 2014, cut-off, S - FR
<i>Thermal - Biogas</i>	1	heat and power co-generation, biogas, gas engine, cut-off, S - FR
<i>Coal</i>	1	electricity production, hard coal, cut-off, S - FR

Nuclear	1	electricity production, nuclear, pressure water reactor, cut-off, S - FR
Wind	0.08	electricity production, wind, <1MW turbine, onshore, cut-off, S - FR
	0.9	electricity production, wind, 1-3MW turbine, onshore, cut-off, S - FR
	0.02	electricity production, wind, >3MW turbine, onshore, cut-off, S - FR
Solar	0.071	electricity production, photovoltaic, 3kWp facade installation, multi-Si, laminated, integrated, cut-off, S
	0.071	electricity production, photovoltaic, 3kWp facade installation, multi-Si, panel, mounted, cut-off, S
	0.071	electricity production, photovoltaic, 3kWp facade installation, single-Si, laminated, integrated, cut-off, S
	0.071	electricity production, photovoltaic, 3kWp facade installation, single-Si, panel, mounted, cut-off, S
	0.071	electricity production, photovoltaic, 3kWp flat-roof installation, multi-Si, cut-off, S
	0.071	electricity production, photovoltaic, 3kWp flat-roof installation, single-Si, cut-off, S
	0.071	electricity production, photovoltaic, 3kWp slanted-roof installation, a-Si, laminated, integrated, cut-off, S
	0.071	electricity production, photovoltaic, 3kWp slanted-roof installation, a-Si, panel, mounted, cut-off, S
	0.071	electricity production, photovoltaic, 3kWp slanted-roof installation, CdTe, laminated, integrated, cut-off, S
	0.071	electricity production, photovoltaic, 3kWp slanted-roof installation, CIS, panel, mounted, cut-off, S
	0.071	electricity production, photovoltaic, 3kWp slanted-roof installation, multi-Si, laminated, integrated, cut-off, S
	0.071	electricity production, photovoltaic, 3kWp slanted-roof installation, multi-Si, panel, mounted, cut-off, S
	0.071	electricity production, photovoltaic, 3kWp slanted-roof installation, single-Si, panel, mounted, cut-off, S
0.071	electricity production, photovoltaic, 570kWp open ground installation, multi-Si, cut-off, S	

Table 8: Contribution factors of processes per technology in France

Source	Factor	Technology
Oil	0.07	Oil – combustion turbine
	0.70	Oil - cogeneration.
	0.23	Oil - other
Gas	0.003	Gas – combustion turbine
	0.60	Gas - cogeneration.
	0.32	Gas – combined cycle
	0.077	Gas - other
Hydraulics	0.678	Hydraulics – run-of-river
	0.244	Hydraulics - reservoir
	0.078	Hydraulics – pumped storage
Thermal	0.566	Thermal - waste
	0.214	Thermal - biomass
	0.220	Thermal - biogas
Coal	1	Coal
Nuclear	1	Nuclear
Wind	1	Wind
Solar	1	Solar

Table 9: Contribution factors of technologies per source in France

Great Britain

Source	Factor	Process ecoinvent (“Cut-off”)
Coal	1	electricity production, hard coal, cut-off, S - GB
Nuclear	1	electricity production, nuclear, pressure water reactor, cut-off, S - GB
Combined cycle	0.992	electricity production, natural gas, at conventional power plant, cut-off, S - GB
	0.006	treatment of blast furnace gas, in power plant, cut-off, S - GB
	0.002	treatment of coal gas, in power plant, cut-off, S - GB
Wind	0.09	electricity production, wind, <1MW turbine, onshore, cut-off, S - GB
	0.182	electricity production, wind, >3MW turbine, onshore, cut-off, S - GB
	0.25	electricity production, wind, 1-3MW turbine, offshore, cut-off, S - GB
	0.478	electricity production, wind, 1-3MW turbine, onshore, cut-off, S - GB
Hydraulics	1	electricity production, hydro, run-of-river, cut-off, S - GB
Fuel	1	electricity production, oil, cut-off, S - GB
Gas	0.992	electricity production, natural gas, at conventional power plant, cut-off, S - GB

	0.006	treatment of blast furnace gas, in power plant, cut-off, S - GB
	0.002	treatment of coal gas, in power plant, cut-off, S - GB
Other	0.65	heat and power co-generation, biogas, gas engine, cut-off, S - GB
	0.35	heat and power co-generation, wood chips, 6667 kW, state-of-the-art 2014, cut-off, S - GB
Pumped storage	1	electricity production, pumped storage modified, cut-off, S

Table 10: Contribution factors of processes per technology in Great-Britain

Italy

Source	Factor	Technology	Process (écolInvent V3.1 « Cut-off »)
Geothermal	1		electricity production, geothermal, cut-off, S - IT
Hydraulics	0.245	Reservoir	electricity production, hydro, reservoir, alpine region, cut-off, S - IT
	0.302	Pumped storage	electricity production, pumped storage modified, cut-off, S
	0.453	Run-of-river	electricity production, hydro, run-of-river, cut-off, S - IT
Solar	1	Photovoltaic	electricity production, photovoltaic, 570kWp open ground installation, multi-Si, cut-off, S
Wind	0.343		electricity production, wind, <1MW turbine, onshore, cut-off, S - IT
	0.594		electricity production, wind, 1-3MW turbine, onshore, cut-off, S - IT
	0.063		electricity production, wind, >3MW turbine, onshore, cut-off, S - IT
Thermal	0.20	Coal	electricity production, hard coal, cut-off, S - IT
	0.5725	Gas combustion turbine	electricity production, natural gas, at conventional power plant, cut-off, S - IT
	0.0215	Other gas	treatment of blast furnace gas, in power plant, cut-off, S - IT
	0.0292	Oil	electricity production, oil, cut-off, S - IT
	0.0959	Other (solid)	electricity production, hard coal, cut-off, S - IT
	0.0199	Other (liquid)	treatment of blast furnace gas, in power plant, cut-off, S - IT

0.0099	Waste	electricity, from municipal waste incineration to generic market for electricity, medium voltage, cut-off, U
0.0118	Biomass	heat and power co-generation, wood chips, 6667 kW, state-of-the-art 2014, cut-off, S - IT
0.0211	Biogas	heat and power co-generation, biogas, gas engine, cut-off, S - IT
0.0142	Bio liquid	heat and power co-generation, biogas, gas engine, cut-off, S - IT

Table 11: Contribution factors of processes per source in Italy

Belgium

Source	Factor	Technology	Process (écolInvent "Cut-off")
Oil	0.0968	Diesel	electricity production, oil, cut-off, S - BE
	0.9032	Combustion turbine	electricity production, oil, cut-off, S - BE
Coal	0.0165	Pulverised gas	treatment of blast furnace gas, in power plant, cut-off, S - BE
	0.7464	Classic	electricity production, hard coal, cut-off, S - BE
	0.2371	Turbo jet	treatment of coal gas, in power plant, cut-off, S - BE
Gas	0.0466	Blast furnace gas	treatment of blast furnace gas, in power plant, cut-off, S - BE
	0.7274	Combined cycle	electricity production, natural gas, combined cycle power plant, cut-off, S - ROW
	0.0593	Classic	electricity production, natural gas, at conventional power plant, cut-off, S - BE
	0.0454	Combustion turbine	electricity production, natural gas, at conventional power plant, cut-off, S - BE
	0.1213	Cogeneration	heat and power co-generation, natural gas, combined cycle power plant, 400MW electrical, cut-off, S
Nuclear	1		electricity production, nuclear, pressure water reactor, cut-off, S - BE
Hydraulics	1	Run-of-river	electricity production, hydro, run-of-river, cut-off, S - BE
Wind	0.0991		electricity production, wind, >3MW turbine, onshore, cut-off, S - BE
	0.0300		electricity production, wind, <1MW turbine, onshore, cut-off, S - BE

	0.0290		electricity production, wind, 1-3MW turbine, offshore, cut-off, S - BE
	0.8418		electricity production, wind, 1-3MW turbine, onshore, cut-off, S - BE
Other	0.5464	Biomass	heat and power co-generation, wood chips, 6667 kW, state-of-the-art 2014, cut-off, S - BE
	0.0292	Biogas –combined cycle	electricity production, natural gas, combined cycle power plant, cut-off, S - ROW
	0.3221	Waste	electricity, from municipal waste incineration to generic market for electricity, medium voltage, cut-off, U
	0.1022	Cogeneration	heat and power co-generation, biogas, gas engine, cut-off, S - BE

Table 12: Contribution factors of processes per source in Belgium

Spain

Source	Factor	Technology	Process (ecoinvent « Cut-off »)
Nuclear	0.85	Pressure water	electricity production, nuclear, pressure water reactor, cut-off, S - ES
	0.15	Boiling water	electricity production, nuclear, boiling water reactor, cut-off, S - ES
Coal	0.975	Classic	electricity production, hard coal, cut-off, S - ES
	0.019	Coal gas	treatment of blast furnace gas, in power plant, cut-off, S - ES
	0.006	Blast furnace gas	treatment of coal gas, in power plant, cut-off, S - ES
Oil	1	Combustion turbine	electricity production, oil, cut-off, S - ES
Gas	1	Combined cycle	electricity production, natural gas, combined cycle power plant, cut-off, S - ROW
Hydraulics	0.60	Run-of-river	electricity production, hydro, run-of-river, cut-off, S - ES
	0.30	Reservoir	electricity production, hydro, reservoir, non-alpine region, cut-off, S - ES
	0.10	Pumped storage	electricity production, pumped storage modified, cut-off, S
Solar	1	Photovoltaic	electricity production, photovoltaic, 570kWp open ground installation, multi-Si, cut-off, S
Wind	0.015		electricity production, wind, >3MW turbine, onshore, cut-off, S - ES

	0.3774		electricity production, wind, <1MW turbine, onshore, cut-off, S - ES
	0.6076		electricity production, wind, 1-3MW turbine, onshore, cut-off, S - ES
Other	0.018	Biogas	heat and power co-generation, biogas, gas engine, cut-off, S - ES
	0.070	Biomass	heat and power co-generation, wood chips, 6667 kW, state-of-the-art 2014, cut-off, S - ES
	0.030	Waste	electricity, from municipal waste incineration to generic market for electricity, medium voltage, cut-off, U
	0.800	Cogeneration	heat and power co-generation, natural gas, combined cycle power plant, 400MW electrical, cut-off, S

Table 13: Contribution factors of processes per source in Spain

Germany

Source	Factor	Technology	Process (ecoInvent « Cut-off »)
Base	0.426	Biomass	heat and power co-generation, wood chips, 6667 kW, state-of-the-art 2014, cut-off, S - DE
	0.161	Hydraulics run-of-river	– electricity production, hydro, run-of-river, cut-off, S - DE
	0.032	Hydraulics reservoir	- electricity production, hydro, reservoir, non-alpine region, cut-off, S - DE
	0.056	Oil	electricity production, oil, cut-off, S - DE
	0.060	Waste	heat and power co-generation, biogas, gas engine, cut-off, S - DE
	0.265	Other	electricity production, geothermal, cut-off, S - DE
Wind	0.087		electricity production, wind, >3MW turbine, onshore, cut-off, S - DE
	0.162		electricity production, wind, <1MW turbine, onshore, cut-off, S - DE
	0.748		electricity production, wind, 1-3MW turbine, onshore, cut-off, S - DE
	0.002		electricity production, wind, 1-3MW turbine, offshore, cut-off, S - DE
Solar	1	Photovoltaic	See French processes of solar
Nuclear	0.213	Boiling water	electricity production, nuclear, boiling water reactor, cut-off, S - DE
	0.787	Pressure water	electricity production, nuclear, pressure water reactor, cut-off, S - DE
Lignite	1	Classic	electricity production, lignite, cut-off, S - DE

Gas	1	Combustion turbine	electricity production, natural gas, at conventional power plant, cut-off, S - DE
Coal	1	Classic	electricity production, hard coal, cut-off, S - DE

Table 14: Contribution factors of processes per source in Germany

Country	Market for transmission network, electricity, high voltage (km/kWh)	Market for transmission network, long-distance (km/kWh)	Losses factor
France	6.58E-09	3.17E-10	1.02574
Great Britain	6.58E-09	3.17E-10	1.02886
Italy	6.58E-09	3.17E-10	1.0234
Spain	6.58E-09	3.17E-10	1.02028
Belgium	6.58E-09	3.17E-10	1.01872
Germany	6.58E-09	3.17E-10	1.02067

Table 15: Losses and contribution factors of transmission processes

Appendix C – Multiple linear regressions

	France	Great-Britain	Germany	Belgium	Italy	Spain
A_0 (kg CO ₂ eq. / h)	- 1,19E+07	- 5,69E+06	-3,13E+06	- 1,68E+05	-9,15E+05	3,93E+05
$A_{consumption}$ (kg CO ₂ eq. / MWh)	1,76E+02					4,18E+02
$A_{generation}$ (kg CO ₂ eq. / MWh)		8,16E+02	9,11E+02	2,34E+02	6,42E+02	
$A_{IRE\ generatio}$ (kg CO ₂ eq. / MWh)	- 2,34E+02	- 5,83E+02	-9,02E+02	- 6,09E+02	-6,48E+02	- 6,35E+02
$A_{thermal\ installed\ capacity}$ (kg CO ₂ eq. / h)	3,14E+07					

Table 16: Coefficients of regressions